

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA
FONSECA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
ENGENHARIA MECÂNICA**

**CAROLINA OLIVEIRA DE CASTRO
PAMELLA DRIELLE LUNA DA SILVA**

**A IMPORTÂNCIA DA METROLOGIA NA MEDIÇÃO FISCAL E NA
TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**RIO DE JANEIRO
2025**

**Carolina Oliveira de Castro
Pamella Drielle Luna da Silva**

**A IMPORTÂNCIA DA METROLOGIA NA MEDIÇÃO FISCAL E NA
TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito final à
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Mecânica, do Centro Federal
de Educação Tecnológica Celso Suckow
da Fonseca.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Roberto Oliveira
da Silva

**RIO DE JANEIRO
2025**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

C355 Castro, Carolina Oliveira de
A importância da metrologia na medição fiscal e na transferência
de custódia na indústria de óleo e gás / Carolina Oliveira de Castro
[e] Pamella Drielle Luna da Silva. — 2025.
72f. : il.(algumas color). ; enc.

Projeto Final (Graduação) Centro Federal de Educação
Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2025.

Bibliografia : f. 69-72

Orientador: Luiz Roberto Oliveira da Silva

1. Engenharia mecânica. 2. Metrologia. 3. Medição -
Aplicações industriais. 4. Petróleo e gás. I. Silva, Pamella Drielle
Luna da. II. Silva, Luiz Roberto Oliveira da. (Orient.). III. Título.

CDD 621

Elaborada pela bibliotecária Tania Mello – CRB/7 nº 5507/04

AGRADECIMENTOS

Hoje é um dia de imensa alegria, marcado pela conclusão de um ciclo. Recordo-me do primeiro dia em que estive no CEFET-RJ Maracanã, sem imaginar o quanto evoluiria pessoalmente e profissionalmente. Ao revisitar todo o caminho percorrido até aqui, reconheço que não foi uma trajetória fácil, e tenho plena certeza de que nada disso teria se concretizado sem, primeiramente, a permissão de Deus. Agradeço a Ele por me permitir viver este propósito que foi completar a graduação de Engenharia Mecânica, por Ele ter me sustentado até aqui e por se mostrar presente em cada dia dessa jornada.

Agradeço profundamente aos meus pais Janaína e Cláudio que sempre acreditaram em mim. Por serem minha base, por todo incentivo, positividade, força e pelas orações que me acompanharam ao longo desse processo. Aos meus irmãos Letícia, Juliana e Gabriel, sou grata por serem meus incentivadores e fontes constantes de motivação.

Minha gratidão ao meu futuro esposo, Samuel, por ter suportado esse processo comigo, por acreditar em mim, muitas vezes mais do que eu, e por me incentivar a perseverar. Em memória, à minha avó, Constância, por ser minha referência de uma mulher batalhadora e empoderada, e que conquista seus objetivos com muita garra. Aos meus tios, Rogério e Cláudia, que sempre oraram, e celebraram cada conquista, deixo registrado meu carinho e reconhecimento.

Agradeço igualmente às minhas amigas, Isabella e Yasminna, pela presença constante e pelo apoio em todos os momentos.

A todos os citados, nós conseguimos! Hoje me despeço do que um dia foi apenas um sonho, para ir em busca de todos os outros que ainda carrego em mim. Acabou!

“Não fui eu que ordenei a você? Seja forte e corajoso! Não se apavore nem desanime, pois o Senhor, o seu Deus, estará com você por onde você andar” Josué 1:9.

Com amor, a nova Engenheira Mecânica, Carolina Oliveira de Castro.

O caminho até aqui foi repleto de curvas, pedras e noites insones. Em alguns momentos, o medo falou mais alto e a vontade de desistir quase venceu, mas a cada obstáculo superado eu encontrava novos motivos para seguir.

Ao olhar para minha trajetória, meu coração se volta imediatamente para ela, minha mãe. Nenhuma conquista minha existe sem as marcas do seu amor, da sua força e da sua coragem. Tudo o que me tornei nasceu do seu exemplo e do seu cuidado. Minha mãe foi farol nos dias escuros, silêncio acolhedor quando faltavam palavras, abraço, fé e sustentação. Em cada passo difícil, ela esteve presente, inteira e firme, oferecendo a base que me sustentou.

Ao meu companheiro, Bruno, agradeço por ser meu refúgio em meio ao caos, por compreender meus silêncios e acolher meus cansaços, por abraçar minha rotina como se fosse sua e por suavizar meus dias. Obrigada por me lembrar, com ternura, da força que carrego, por cuidar de mim, da minha mãe e das nossas filhas com tanto zelo. Meu amor, obrigada por existir na minha vida de forma tão genuína e bonita.

Ao meu primo, Walace, que tantas vezes me ofereceu colo e escuta e me sustentou quando o peso parecia maior do que eu podia carregar, deixo meu carinho e minha gratidão. Sua presença discreta também construiu esta conquista.

Ao nosso orientador, professor Luiz Roberto, sou grata pela generosidade, pela paciência e pela orientação firme neste momento tão importante. Sua presença iluminou períodos de dúvida e tornou mais claros os caminhos a seguir.

À minha parceira de graduação, Carolina, que caminhou ao meu lado desde o primeiro dia, deixo minha sincera gratidão. Obrigada por ser fôlego quando me faltava ar, por ser presença constante, amizade verdadeira e força nos momentos mais difíceis. Você foi essencial para que este sonho permanecesse vivo.

Ao meu chefe, Fintelmam, deixo um agradecimento carregado de reconhecimento e admiração. Foi o senhor quem identificou em mim um potencial ainda por florescer e, com dedicação e confiança, me ajudou a desenvolvê-lo. Muito do que sou hoje como profissional devo ao seu olhar atento, às oportunidades que me ofereceu e ao conhecimento generosamente compartilhado.

Com amor e carinho, Pamella Luna.

*Onde há esperança, há vida. Isso nos
enche de coragem e nos torna fortes
novamente.*

(FRANK, Anne, 1944)

RESUMO

DE CASTRO, Carolina Oliveira e DA SILVA, Pamella Drielle Luna. **A importância da Metrologia na medição fiscal e na transferência de custódia na indústria de óleo e gás.** 2025. 72 páginas. Trabalho de Conclusão de Curso – Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca. Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2025.

A Metrologia possui um papel fundamental na medição fiscal e na transferência de custódia, garantindo a confiabilidade nas transações comerciais na indústria de óleo e gás. Avalia-se a influência direta da Metrologia na padronização dos procedimentos, nas calibrações dos sistemas de medições, na estimativa da incerteza de medição, assegurando a integridade dos dados gerados e a conformidade com as normas técnicas nacionais e internacionais. Destaca-se que a adoção de práticas metroológicas adequadas possibilita o controle de variáveis críticas, a minimização de desvios e a redução de litígios operacionais, favorecendo as tomadas de decisões técnicas e gerenciais baseadas em dados confiáveis. Observa-se que a correta implementação de sistemas de medição, alinhada aos requisitos normativos, contribui significativamente para a eficiência dos processos e a segurança nas transferências de custódia, especialmente em setores estratégicos como o de petróleo, gás, energia e recursos naturais. Este trabalho apresenta uma análise abrangente sobre os princípios metroológicos aplicados nesses contextos, com bases nas normas vigentes, legislações e em referências bibliográficas.

Palavras-chave: Metrologia. Medição fiscal. Transferência de custódia. Rastreabilidade. Óleo e Gás.

ABSTRACT

DE CASTRO, Carolina Oliveira e DA SILVA, Pamella Drielle Luna. *The Importance of Metrology in Fiscal Measurement and Custody Transfer in the Oil and Gas Industry*. 2025. 72 pages. Trabalho de Conclusão de Curso – Federal Center of Technological Education. Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2025.

Metrology plays a fundamental role in fiscal measurement and custody transfer, ensuring reliability in commercial transactions within the oil and gas industry. The direct influence of metrology on the standardization of procedures, calibration of measurement systems, estimation of measurement uncertainty, ensuring the integrity of the data generated and compliance with national and international technical standards is assessed. It is highlighted that the adoption of appropriate metrological practices enables the control of critical variables, minimization of deviations and reduction of operational disputes, favoring technical and managerial decision-making based on reliable data. It is observed that the correct implementation of measurement systems, aligned with normative requirements, contributes significantly to the efficiency of processes and safety in custody transfers, especially in strategic sectors such as oil, gas, energy and natural resources. This paper presents a comprehensive analysis of the metrological principles applied in these contexts, based on current standards, legislation and bibliographical references.

Keywords: *Metrology. Fiscal measurement. Transfer of custody. Traceability. Oil and Gas.*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. A METROLOGIA E SEUS FUNDAMENTOS	14
2.1 Medição	17
2.2 Sistema de medição	17
2.3 Instrumento de medição	17
2.4 Precisão de medição	17
2.5 Erro de medição	18
2.6 Incerteza de medição	18
2.6.1 Incerteza tipo A	19
2.6.2 Incerteza do tipo B	19
2.7 Calibração	20
2.8 Qualidade	21
2.9 Repetibilidade e reprodutibilidade	22
3.1. Normas da API (American Petroleum Institute)	25
3.1.1. API MPMP Chapter 4.2 – Displacement Provers	25
3.1.2 API MPMP Chapter 4.3 – Small Volume Provers	25
3.1.3 API MPMS Chapter 5.1 – General Considerations for Measurement by Meters	25
3.1.4 API MPMS Chapter 5.2 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters	26
3.1.5 API MPMS Chapter 5.3 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters	26
3.1.6 API MPMS Chapter 5.4 – Accessory Equipment for Liquid Meters	26
3.1.7 API MPMS Chapter 5.5 – Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems	27
3.1.8 API MPMS Chapter 5.6 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters	27
3.1.9. API MPMS Chapter 5.8 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters	27
3.1.10. API MPMS Chapter 9 – Density Determination	28
3.1.11. API MPMS Chapter 11.1 – Temperature and Pressure Volume Correction Factors	28
3.1.12 API MPMS Chapter 14.3 – Orifice Metering of Natural Gas and Other Hydrocarbon Fluids	28
3.2. Normas da ISO (Organização Internacional de Normalização)	28
3.2.1. ISO 5167-1:2022 – Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices	28

3.2.2. ISO 10012:2004 – Measurement Management Systems.....	29
3.2.3. ISO/IEC 17025:2017 – General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories.....	29
3.3.1 Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998	30
3.3.2 Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010.....	30
3.3.3 Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010	30
3.3.4. Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013	31
4 ASPECTOS TÉCNICOS	32
4.1. Tecnologias de Medições Utilizadas	33
4.1.1. Medidores Tipo Turbina.....	33
4.1.2 Medidores Ultrassônicos.....	34
4.1.3. Placas de Orifício	35
4.1.4 Computadores de Vazão.....	37
4.1.5 Provadores de Volume (<i>Small Volume Prover</i>)	38
4.1.6 Densidade, temperatura e pressão	40
4.1.7. Medidores Coriolis	44
4.1.8. Medidores de Deslocamento Positivo (API MPMS Chapter 5.2)	44
5 SISTEMAS DE MEDIÇÃO	46
5.1 Medição Fiscal: Conceito e importância	47
5.1.1. Sistema de Medição Fiscal.....	48
5.2. Transferência de Custódia: Conceito e importância.....	51
5.2.1 Sistema de medição	52
.....	53
6 IMPACTO DA METROLOGIA NA ECONOMIA E SEGURANÇA DE PROCESSO	56
7. DESAFIOS E PERSPECTIVAS FUTURAS.....	65
8. CONCLUSÃO	67
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69

1. INTRODUÇÃO

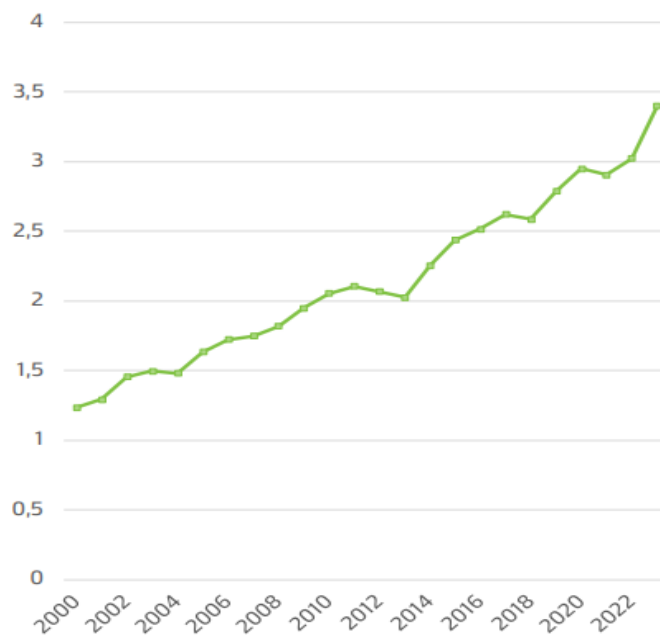
A Metrologia é a ciência da medição e suas aplicações, que engloba todos os aspectos teóricos e práticos da medição, qualquer que seja a incerteza de medição e o campo de aplicação (VIM, 2012). Podemos dizer que a Metrologia é a ciência que está em todas as áreas e campos da vida. Desde as civilizações mais antigas, as práticas de medição e comparação mostraram-se essenciais em diversas atividades cotidianas, tais como para compra, venda ou troca, bem como aqueles que se destinavam ao rei ou ao templo a título de imposto ou tributos (LOPES, 2025). A Metrologia está profundamente ligada ao avanço tecnológico no mundo atualmente; pois com o crescimento da industrialização, tornou-se imprescindível a padronização das medições, que antes eram realizadas de forma rudimentar, muitas vezes utilizando partes do corpo como referência. Ao longo do tempo, essa necessidade impulsionou o desenvolvimento de instituições internacionais e nacionais, responsáveis pela implementação de normas regulatórias.

Desde o início do século XXI, o setor de óleo e gás vem crescendo exponencialmente a sua produção e a comercialização de produto com a descobertas de novos campos para a exploração, conforme podemos ver os dados analisados do IBP (Figura 1), a evolução da produção nacional de petróleo. O setor representa 10% do PIB industrial do Brasil e deve continuar impulsionando a economia com investimentos de cerca de US\$ 180 bilhões em exploração e produção entre 2022 e 2031. A produção nacional de petróleo deve atingir 5,2 milhões de barris por dia até 2031, arrecadando mais de US\$ 600 bilhões em tributos e participações públicas no período (IBP, 2024). A adoção de uma política rigorosa de controle é estratégica, visto que a medição mais precisa e exata de petróleo, gás natural e derivados é decisiva para os cálculos das participações governamentais, medições fiscais e transferências de custódia (ORSAY, 2025).

Figura 1 - A EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO, 2000-2023.

Evolução da produção nacional de petróleo

Milhões de barris por dia, 2000-2023



Fonte: PANORAMA GERAL DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS: UMA AGENDA PARA O FUTURO (IBP 2024).

Na indústria, especialmente no mercado de óleo e gás, a medição fiscal desempenha papel fundamental no cálculo dos royalties, tributos pagos ao governo pela exploração e produção de recursos naturais. A medição fiscal refere-se ao uso de sistemas de medição, instrumentos e procedimentos técnicos, estabelecidos por normas específicas, com o objetivo de determinar o volume ou a massa dos fluidos produzidos. O cumprimento rigoroso das normas e dos requisitos legais metrológicos é fator determinante para garantir que os dados de medição sejam confiáveis, precisos e auditáveis, assegurando a correta arrecadação fiscal e evitando perdas financeiras ou questionamentos legais (LIMA FILHO, 2019). Nesse contexto, faremos uma análise aprofundada das normas e regulamentos metrológicos que regem a medição fiscal no Brasil e suas aplicações na indústria de óleo e gás como também cumprimento das exigências e multas aplicáveis.

Por outro lado, na transferência de custódia, corresponde ao momento em que ocorre a mudança de titularidade comercial de um produto entre empresas, são

empregados sistemas de medição projetados para garantir elevados níveis de exatidão, repetibilidade e confiabilidade metrológica. Esses sistemas compreendem instrumentos de medição, equipamentos auxiliares, procedimentos operacionais e requisitos normativos, sendo responsáveis pela quantificação da massa ou do volume do produto efetivamente transferido. Sua aplicação se dá em pontos estratégicos da cadeia produtiva, nos quais há a transferência de responsabilidade legal e financeira, tais como dutos, terminais, refinarias, plataformas e unidades de carregamento. Considerando que a remuneração está atrelada à quantidade de fluido transferido, a confiabilidade dos sistemas de medição torna-se um requisito crítico, pois variações mínimas, em operações de grande escala, podem ocasionar impactos financeiros relevantes e comprometer a segurança das transações comerciais (ORSAY, 2025).

Os impactos da Metrologia industrial garantem a competitividade das empresas e justiça nas transações financeiras, impulsionam o desenvolvimento de novas tecnologias. Eles promovem a redução de desperdícios, retrabalhos e locais de trabalho mais seguros prevenindo falhas e acidentes. Por meio de um estudo de caso, será demonstrada a relevância da metrologia na indústria de óleo e gás, bem como seus impactos econômicos associados.

Considerando o contexto atual, a Metrologia enfrenta desafios significativos relacionados à modernização dos sistemas de medição, à capacitação técnica contínua dos profissionais, à harmonização das normas nacionais e internacionais. No setor de óleo e gás, a crescente complexidade operacional exige soluções metrológicas cada vez mais confiáveis, automatizadas e integradas aos sistemas de gestão. As perspectivas futuras apontam para a digitalização dos processos metrológicos, a aplicação de inteligência artificial na análise e tratamento dos dados de medição, bem como o desenvolvimento de tecnologias avançadas que assegurem rastreabilidade, conformidade regulatória e otimização da eficiência operacional.

2. A METROLOGIA E SEUS FUNDAMENTOS

Em nosso entendimento a Metrologia se sustenta atualmente em três grandes pilares, que são o Sistema Internacional de Unidades (SI), que é utilizado em todo o mundo como sistema de unidades universal e coerente em todos os aspectos da vida e como linguagem da ciência, da tecnologia, da indústria e do comércio, define os nomes, os símbolos e as próprias unidades de medida, bem como os prefixos e os símbolos dos múltiplos e submúltiplos das mesmas unidades e contempla ainda as recomendações para a respectiva escrita e a utilização dos símbolos aprovados pela Conferência Geral de Pesos e Medidas (CGPM); o Guia para a Expressão da Incerteza de Medição (GUM), que desde sua primeira publicação em 1993 constituiu-se como um divisor de águas no campo da Metrologia, pois pela primeira vez um Guia realmente internacional passava a nortear os trabalhos relacionados à medição em praticamente todas as áreas, realçando e tornando mais difundidos conceitos como rastreabilidade, intercomparações, incerteza expandida, graus de liberdade, probabilidade de abrangência, nível da confiança, e hoje é adotado na grande maioria dos países, sendo traduzido em quase todas as línguas modernas, e o Vocabulário Internacional de Metrologia (VIM), que é a base terminológica e conceitual da Metrologia que busca a harmonização internacional das terminologias e definições utilizadas nos campos da Metrologia e da Instrumentação. Tendo em vista a necessidade de definições de alguns termos ligados a Metrologia, neste trabalho será baseado no VIM, nele encontram-se os conceitos e a linguagem padronizada garantindo a comunicação internacional a cerca deste tema.

A Metrologia por ser a ciência da medição e de suas aplicações práticas, e está onipresente em todos os setores da sociedade, da indústria à área da saúde, da pesquisa científica ao viés econômico, sendo responsável por estabelecer os fundamentos técnicos e conceituais que garantem a confiabilidade, a comparabilidade e a rastreabilidade dos resultados de medição. Na definição estabelecido no VIM (2012), “a Metrologia é a ciência da medição e suas aplicações, e abrange tanto os aspectos teóricos quanto práticos envolvidos nos processos de medição, desde o desenvolvimento de sistemas de medição até a sua aplicação nas mais diversas áreas da sociedade”.

Outro aspecto importante é a hierarquia do sistema metrológico internacional pois desempenha um papel essencial na garantia da rastreabilidade e da comparabilidade das medições. Conforme podemos abaixo (Figura 2), onde no topo da hierarquia está o Bureau Internacional de Pesos e Medidas (BIPM), responsável por conservar e disseminar os padrões internacionais do Sistema Internacional de Unidades (SI). A partir dele, esses padrões são disseminados para os Institutos Nacionais de Metrologia, como o INMETRO no Brasil, cuja missão é manter os padrões nacionais, assegurar a rastreabilidade aos padrões internacionais e oferecer suporte técnico e científico ao país. Essa estrutura se ramifica para os laboratórios de calibração e ensaio e, por fim, alcança os laboratórios do chão de fábrica, garantindo que as medições realizadas na indústria, na pesquisa e nos serviços sigam padrões globais. Esse fluxo assegura resultados confiáveis, padronizados e comparáveis em escala internacional, reforçando a credibilidade dos processos de medição.

Figura 2 - Hierarquia do Sistema Metrológico.



Fonte: elaboração própria.

Ao longo das últimas décadas, a Metrologia consolidou-se como um pilar da infraestrutura tecnológica dos países, tendo papel fundamental na indústria, na ciência, saúde, comércio, segurança e na proteção ao consumidor. É por meio da Metrologia que se garante, por exemplo, que um produto fabricado em diversas localidades atenda aos mesmos requisitos dimensionais, ou que um medicamento

possua a concentração correta dos seus princípios ativos, conforme especificações técnicas rigorosas.

A Metrologia atualmente se estrutura em três grandes áreas: Metrologia científica, dedicada à pesquisa e ao desenvolvimento dos sistemas de medição mais avançados, à definição das unidades do Sistema Internacional e à manutenção dos padrões primários, nível mais alto de exatidão. Metrologia Legal, voltada pela regulamentação e fiscalização das medições que influenciam nas transações econômicas, saúde e segurança e a Metrologia Industrial que é voltada para o uso prático da medição nos processos produtivos e controle de qualidade, que inclui a calibração e o uso adequado dos instrumentos, garantindo que os processos de medição atendam aos requisitos técnicos e normativos estabelecidos.

A Metrologia também possui significativa participação no desenvolvimento científico, uma vez que permite a obtenção de dados confiáveis para a formulação de hipóteses, validação de modelos e comparação de experimentos em diferentes contextos. Na indústria, é indispensável para a padronização, controle de qualidade, otimização de processo e inovação tecnológica.

Com o avanço tecnológico e o aumento da complexidade dos sistemas de produção e de controle, a Metrologia vem se tornando cada vez mais estratégica e sendo considerada uma infraestrutura crítica para a competitividade econômica, a soberania científica e o desenvolvimento sustentável dos países.

Os fundamentos da Metrologia abrangem princípios, conceitos e estruturas que sustentam todas as atividades de medição, sendo essenciais para assegurar a rastreabilidade, a padronização e a confiabilidade dos resultados obtidos. Tais fundamentos constituem a base metrológica sobre a qual se desenvolvem os sistemas metrológicos, permitindo a comparabilidade internacional das medições e assegurando a integridade dos dados técnicos utilizados em processos industriais, científicos e regulatórios.

Neste capítulo, serão apresentados e analisados os fundamentos mais relevantes para este trabalho, com base referenciais normativos estabelecidos pelo Vocabulário Internacional de Metrologia (VIM, 2012) e pelo Guia para a Expressão da Incerteza de Medição (GUM, 2008). O VIM, elaborado pelo JCGM (*Joint Committee for Guides in Metrology*), reúne os principais termos e definições utilizados na Metrologia, promovendo uniformidade conceitual e facilitando a comunicação técnica

em nível internacional. Já o GUM, desenvolvido pelo mesmo comitê, estabelece as diretrizes para a avaliação e expressão da incerteza de medição, garantindo a confiabilidade dos resultados e a comparabilidade entre diferentes medições. Ambos os documentos resultam da colaboração de organizações como BIPM, OIML, ISO, IEC, IFCC, IUPAC e ILAC, sendo reconhecidos como referência mundial para a padronização dos conceitos e práticas metrológicas.

2.1 Medição

A medição é o processo de obtenção experimental de um ou mais valores que podem ser, razoavelmente, atribuídos a uma grandeza. Ela não se aplica a propriedades qualitativas. Porém, implica a comparação de grandezas ou contagem de entidades. Além disso, pressupõe uma descrição da grandeza que seja compatível com o uso pretendido de um resultado de medição, segundo um procedimento de medição e com um sistema de medição calibrado que opera de acordo com o procedimento de medição especificado, incluindo as condições de medição (VIM, 2012, item 2.1).

2.2 Sistema de medição

O sistema de medição consiste em conjunto de um ou mais instrumentos de medição e frequentemente outros dispositivos, compreendendo, se necessário, reagentes e insumos, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados para grandezas de naturezas especificadas. Um instrumento de medição que pode ser utilizado individualmente é um sistema de medição (VIM, 2012, item 3.2).

2.3 Instrumento de medição

É o dispositivo utilizado para realizar medições, individualmente ou associado a um ou mais dispositivos suplementares (VIM, 2012, item 3.1).

2.4 Precisão de medição

Precisão de medição é o grau de concordância entre indicações ou valores medidos, obtidos por medições repetidas, no mesmo objeto ou em objetos similares,

sob condições especificadas. É geralmente expressa numericamente por características como o desvio-padrão, a variância ou o coeficiente de variação, sob condições especificadas de medição. As condições especificadas podem ser, por exemplo, condições de repetibilidade, de precisão intermediária ou de reprodutibilidade (VIM, 2012, item 2.15).

2.5 Erro de medição

O conceito de erro de medição ocupa um papel central na Metrologia, sendo essencial compreender os limites e a qualidade dos resultados obtidos. Segundo o VIM (2012, item 2.16) o erro de medição é “A diferença entre o valor indicado por um instrumento de medição e o valor verdadeiro do mensurando.”

No entanto, o VIM reconhece que o valor verdadeiro de uma grandeza na prática é desconhecido, o que impossibilita determinar o erro de forma exata. Em contexto metrológico, o foco desloca-se da busca do erro absoluto para a avaliação da incerteza de medição, que fornece uma estimativa do grau de confiança no resultado, sem necessariamente precisar conhecer o erro real.

No GUM (2008) trata o erro como uma grandeza aleatória, associada à diferença entre resultado da medição e um valor convencional aceito como referência, geralmente obtido por um padrão rastreável. Considerando que o erro pode ser modelado estatisticamente, desde que os efeitos sistemáticos e aleatórios envolvidos na medição seja adequadamente identificado, e são classificados como erro sistemático e erro aleatório.

2.6 Incerteza de medição

Na Metrologia, nenhuma medição é absolutamente exata. Toda medição está associada a um grau de incerteza, ou seja, um intervalo dentro do qual se espera que esteja o valor verdadeiro do mensurando.

A incerteza de medição é o parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores atribuídos a um mensurando, com base nas informações utilizadas (VIM, 2012, item 2.26).

A incerteza de medição é uma estimativa da variabilidade associada ao resultado de uma medição, considerando todas as fontes conhecidas de erro ou

variação. A incerteza não expressa o erro de medição, e sim o grau de confiança que se pode ter no valor medido, indicando o intervalo dentro do qual o valor verdadeiro do mensurando provavelmente se encontra. Esse parâmetro é fundamental para a avaliação da qualidade metrológica de um processo, fornecendo uma medição do quanto o resultado pode se afastar do valor convencional.

A incerteza, portanto, representa o grau de confiança que se pode ter no valor obtido em uma medição. Ela não é um erro, mas sim uma estimativa da variabilidade esperada dos resultados.

2.6.1 Incerteza tipo A

É a estimativa da incerteza obtida por métodos estatísticos, com base em observações repetidas de medições. O tratamento estatístico dessas observações permite estimar a variância associada a uma grandeza de entrada do modelo de medição, geralmente por meio do desvio padrão amostral.

Este método é característico de situações em que é possível realizar múltiplas medições sob as mesmas condições, fornecendo assim uma base empírica sólida para a quantificação da variabilidade. Os resultados obtidos são representados por uma distribuição normal gaussiana, assumindo-se que os efeitos aleatórios predominam.

2.6.2 Incerteza do tipo B

É a avaliação da incerteza com base em informações pré-existentes que não derivam diretamente de observações repetidas. Este tipo de avaliação utiliza o juízo científico fundamentado sobre todas as informações disponíveis, como certificados de calibração, especificação técnicas do fabricante, limite de tolerância etc.

A incerteza do tipo B é modelada por meio de distribuições de probabilidade apropriadas, como uniforme, triangular ou normal etc. Dependendo da natureza e da confiabilidade das fontes utilizadas. Esse método é essencial quando a obtenção de dados experimentais repetidos não é viável ou não representa de forma adequada determinadas influências.

2.7 Calibração

É a operação que estabelece, sob condições especificadas, numa primeira etapa, uma relação entre os valores e as incertezas de medição fornecidos por padrões e as indicações correspondentes com as incertezas associadas; numa segunda etapa, utiliza esta informação para estabelecer uma relação visando a obtenção de um resultado de medição a partir de uma indicação (VIM, 2012, item 2.39).

Os instrumentos de medição precisam estar calibrados para que seja garantida a confiabilidade, a precisão e a compatibilidade de padrões estabelecidos, conforme as normas vigentes pertinentes. Diante disso, a tomada de decisões técnicas será mais assertiva, evitará o retrabalho e o desperdício, e atenderá aos requisitos legais.

No setor de óleo e gás, a calibração dos instrumentos torna-se indispensável. É imprescindível que a segurança operacional atenda aos requisitos normativos, em operações com fluidos inflamáveis e sob alta pressão, como a fase da perfuração, do refino e do transporte do petróleo e gás. A calibração poderá evitar falhas causadas por leituras incorretas.

Este setor é fortemente regulamentado por normas nacionais (INMETRO, ANP) e internacionais (API, ISO, IEC). A calibração periódica garante que os equipamentos estejam em conformidade com as exigências técnicas e legais, evitando assim, multas, sanções e paralisações de operação.

A calibração assegura que os instrumentos estejam rastreáveis seguindo as devidas normas, o que garante a consistência da confiabilidade dos dados fornecidos ao longo do tempo, especialmente em auditorias e certificações.

A periodicidade de calibração dependerá de diversas variáveis, tais como requisitos legais e normativos, criticidade do instrumento, histórico de estabilidade, condição de operação, requisitos do fabricante. Ademais, há a etiquetagem e rastreabilidade de cada instrumento, plano de calibração documentado com critérios de definição de frequência. Ocorre regularmente revisão periódica dos intervalos com base nos resultados das calibrações anteriores. No caso de manutenção corretiva e da inspeção, o instrumento deve ser recalibrado antes do retorno à operação.

Na resolução conjunta da ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013, DOU 12.6.2013-RETIFICADA DOU 17.6.2013, são identificadas as periodicidades de calibração dos

instrumentos de medição materializadas dos sistemas fiscal e transferência de custódia que podemos identificar na Tabela 1 abaixo um exemplo.

São preestabelecidos por tipo de sistema e por tipo de instrumento ou medição materializada o período que devem ser realizadas as calibrações.

Tabela 1 - Periodicidade de calibração dos instrumentos de medição e medidas materializadas dos sistemas fiscal e transferência de custódia

Instrumento de Medição e Medidas Materializadas	Tipos de aplicações		
	Fiscal	Apropriação	Transferência de Custódia
Tanques de Calibração, instrumentos associados e medidas de capacidade	36 meses	36 meses	36 meses
Instrumentos associados aos tanques de calibração, medidas de capacidade e provadores	12 meses	12 meses	12 meses
Provador convencional	60 meses	60 meses	60 meses
Provador compacto	36 meses	36 meses	36 meses
Provador móvel	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho deslocamento positivo, rotativo e turbina	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho Coriolis	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor padrão de trabalho Ultrassônico	12 meses	12 meses	12 meses
Medidor Padrão de trabalho outras tecnologias	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação deslocamento positivo, rotativo e turbina	3 meses	6 meses	6 meses
Medidor em operação Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses
Medidor em operação outras tecnologias	3 meses	6 meses	6 meses
Analisadores em linha	3 meses	6 meses	6 meses
Temperatura	3 meses	6 meses	6 meses
Pressão	3 meses	6 meses	6 meses
Trenas e termômetros associados aos tanques	12 meses	12 meses	12 meses
Sistemas de medição automático de nível em tanques	6 meses	6 meses	6 meses

Fonte: ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013, DOU 12.6.2013- RETIFICADA DOU 17.6.2013

Sendo assim, a calibração é uma exigência crítica de segurança, de qualidade e de confiabilidade.

2.8 Qualidade

Qualidade pode ser entendida como o grau em que um conjunto de características inerentes de um produto, serviço ou processo atende aos requisitos estabelecidos (ISO 9000).

As normas da série ISO 9000 são um conjunto normativo internacional que visa estabelecer padrões para sistema de gestão da qualidade em organizações onde o

principal objetivo é a melhoria contínua de processos e sistemas e a satisfação do cliente.

A qualidade pode ser definida como adequação para o uso, podendo ser subdividida em duas vertentes: qualidade de projeto e qualidade de ajustamento. A qualidade de projeto varia nos níveis e graus na produção de bens e serviços. Essas variações são intencionais como tamanho, peso, material, mas sempre proporcionando o objetivo básico da entrega do bem ou serviço, variando em aspectos adicionais que valorizam a entrega. Já a qualidade de ajustamento é o produto se ajustando as exigências do processo, como a escolha de usinagem de uma peça, qualificação da equipe, teste e inspeções em busca da qualidade. Assim a qualidade pode ser definida como inversamente proporcional à variabilidade, ou seja, esta definição implica que, se a variabilidade nas características importantes de um produto diminui, a qualidade do produto aumenta. (MONTGOMERY, D. C., 2004)

A qualidade é buscada em todos os processos e serviços estando intrinsicamente ligada a Metrologia já que ambos prezam pela redução de desvios, de desperdícios e pela padronização.

Contudo, podemos avaliar que a definição de qualidade pode ser expressa por diversas formas, é possível citar definições operacionais e da melhoria. Em geral, é muito importante distinguirem-se essas várias dimensões da qualidade. Segundo GARVIN (1987 apud MONTGOMERY, 2004) há oito componentes ou dimensões da qualidade: desempenho; confiabilidade; durabilidade; assistência técnica; estética; características; qualidade percebida; conformidade com especificações. Neste trabalho, será enfatizado a qualidade no âmbito do desempenho, da confiabilidade e da conformidade com especificações.

2.9 Repetibilidade e reprodutibilidade

Segundo o VIM (VIM, 2012, itens 2.21 e 2.25) a repetibilidade é a capacidade de um sistema de medição de fornecer resultados concordantes quando medições sucessivas são realizadas sob as mesmas condições, mesmo instrumento, mesmo operador, mesmo objeto de medição, mesmo local e em um curto intervalo de tempo. Essa característica reflete a variação intrínseca em condições controladas e repetidas.

Já a reprodutibilidade refere-se à proximidade entre os resultados de medições obtidas em condições reproduzíveis, ou seja, quando diferentes operadores realizam

medições em um objeto com o mesmo equipamento, mas em diferentes momentos, locais ou outras condições variáveis entre os ensaios, essa característica evidencia a influência de fatores externos ao sistema de medição e permite avaliar a consistência dos resultados em contextos operacionais distintos.

2.10 Rastreabilidade e confiabilidade

Os conceitos de rastreabilidade e confiabilidade são pilares essenciais para assegurar a validade, comparabilidade e credibilidade dos resultados de medição.

A rastreabilidade metrológica é a propriedade de um resultado de medição pela qual tal resultado pode ser relacionado a uma referência através de uma cadeia ininterrupta e documentada de calibrações, cada uma contribuindo para a incerteza de medição (VIM, 2012, item 2.41).

A rastreabilidade metrológica é a capacidade de relacionar um resultado de medição a um padrão de referência internacionalmente conhecido, por meio de uma cadeia ininterrupta de calibrações, com incertezas conhecidas. Essa rastreabilidade é essencial para garantir a comparabilidade dos resultados entre diferentes laboratórios, países e sistemas produtivos.

A cadeia de rastreabilidade metrológica tem início, em geral, em um padrão primário mantido por um Instituto Nacional de Metrologia, no Brasil temos o INMETRO, onde é estabelecido por meio de uma sequência contínua de calibrações envolvendo padrões secundário, terciários, e por fim, os instrumentos de medição utilizados nas aplicações industriais, laboratoriais ou comerciais. Cada elo dessa cadeia deve ser devidamente documentado, submetido a calibração e possuir sua respectiva incerteza de medição avaliada e declarada, conforme as orientações para a expressão da incerteza de medição (GUM, 2008). Essa estrutura assegura a integridade técnica dos resultados e sua rastreabilidade e referências reconhecidas internacionalmente.

A confiabilidade metrológica, por sua vez, refere-se ao grau de certeza e robustez com que um resultado de medição pode ser aceito para apoiar decisões técnicas, científicas, legais e comerciais. Embora não seja um termo diretamente definido pelo VIM, está relacionado à correta avaliação da incerteza de medição, à aplicação de métodos de medição validados, ao uso de instrumentos calibrados e rastreáveis e a competência técnica do pessoal envolvido no processo.

Segundo o GUM (2008), a confiabilidade de um resultado depende da adequação do modelo de medição, da quantificação correta das incertezas, da detecção e mitigação de influências sistemáticas e da repetibilidade e reprodutibilidade do processo, sendo assim, um resultado confiável é aquele tecnicamente embasada, transparente quanto às suas limitações, e obtido em conformidade com os princípios da boa prática metrológica.

A rastreabilidade e confiabilidade são conceitos complementares que enquanto a rastreabilidade assegura a ligação formal e técnica do resultado a um sistema internacional de medições, a confiabilidade garante que esse resultado possa ser aceito com segurança para as finalidades às quais se destina, com base em evidências quantitativas e documentais.

3. NORMAS E REGULAMENTAÇÕES APLICÁVEIS

As medições realizadas em sistemas de medição fiscal e transferência de custódia no setor de óleo e gás são fundamentadas por um arcabouço normativo e regulatório composto por normas internacionais, nacionais e regulamentações específicas do setor. Esse conjunto de diretrizes visa assegurar a rastreabilidade metrológica, a integridade dos dados e a confiabilidade dos resultados de medição com padrões reconhecidos, garantindo transparência, confiabilidade e equidade nas transações comerciais e operacionais.

3.1. Normas da API (*American Petroleum Institute*)

O API, *American Petroleum Institute*, é uma organização que estabelece padrões técnicos para a indústria de petróleo e gás.

3.1.1. API MPMP Chapter 4.2 – *Displacement Provers*

O capítulo 4.2 trata dos provadores de deslocamento, incluindo os de pequeno volume. Esta seção descreve os elementos essenciais dos provadores que acumulam pulsos de medidor enquanto um elemento deslizante se move entre os interruptores de detector. Fornece detalhes de projeto e instalação para os tipos de provadores de deslocamento atualmente em uso (API, 2017).

3.1.2 API MPMP Chapter 4.3 – *Small Volume Provers*

O capítulo 4.3 descreve detalhadamente sobre os provadores de pequeno volume, incluindo os detalhes operacionais e os tipos de provadores de pequeno volume que atendem aos padrões aceitáveis de repetibilidade e precisão (API, 2021).

3.1.3 API MPMS Chapter 5.1 – *General Considerations for Measurement by Meters*

O capítulo 5.1 fornece diretrizes abrangentes para a especificação, instalação e operação de sistemas de medição dinâmica de hidrocarbonetos líquidos. A norma enfatiza a importância de considerações como a escolha adequada do tipo de medidor, a configuração do sistema de medição, a manutenção preventiva e a calibração periódica dos equipamentos. A conformidade com esta norma é essencial para garantir a precisão e confiabilidade das medições em sistemas de medição, assegurando que os volumes registrados sejam representativos da produção real para que possam ser utilizados para cálculos de royalties e participações governamentais e na confiabilidade das transferências de produto (API, 2020).

3.1.4 API MPMS Chapter 5.2 – *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters*

O capítulo 5.2 aborda a medição de hidrocarbonetos líquidos utilizando medidores de deslocamento positivo. Esta tecnologia é particularmente adequada para medições de baixo a médio fluxo, oferecendo alta precisão e capacidade de lidar com variações na viscosidade do fluido. A norma fornece orientações detalhadas sobre a instalação, operação e calibração desses medidores, garantindo que os sistemas de medição que utilizam essa tecnologia atendam aos requisitos metrológicos estabelecidos (API, 2022).

3.1.5 API MPMS Chapter 5.3 – *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters*

O capítulo 5.3 trata da medição de hidrocarbonetos líquidos por meio de medidores de turbina. Esses medidores são amplamente utilizados em sistemas de medição devido à sua capacidade de fornecer medições precisas em uma ampla faixa de fluxos. A norma fornece diretrizes para a instalação, operação e calibração desses medidores, abordando aspectos como a compensação de temperatura e pressão, a correção de densidade e a necessidade de manutenção regular para garantir a precisão contínua das medições (API, 2017).

3.1.6 API MPMS Chapter 5.4 – *Accessory Equipment for Liquid Meters*

O capítulo 5.4 descreve os equipamentos acessórios necessários para o funcionamento eficaz dos medidores de líquidos, incluindo válvulas de bloqueio, filtros, aquecedores e sistemas de controle de temperatura. A norma enfatiza a importância de cada componente na manutenção da precisão e confiabilidade do sistema de medição, fornecendo orientações sobre a seleção, instalação e manutenção desses equipamentos para garantir o desempenho ideal do sistema de medição (API, 2022).

3.1.7 API MPMS Chapter 5.5 – *Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems*

O capítulo 5.5 aborda a fidelidade e segurança dos sistemas de transmissão de dados pulsados utilizados em medições de vazão. A norma destaca a importância de garantir a integridade e segurança dos dados transmitidos, prevenindo erros e fraudes que possam comprometer a precisão das medições. Diretrizes são fornecidas para a implementação de sistemas de transmissão de dados robustos e seguros, essenciais para a confiabilidade dos sistemas de medição (API, 2015).

3.1.8 API MPMS Chapter 5.6 – *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters*

O capítulo 5.6 aborda a medição de hidrocarbonetos líquidos por medidores mássicos do tipo Coriolis. Esta tecnologia permite medir diretamente a vazão mássica e a densidade do fluido, possibilitando ainda a determinação da vazão volumétrica inferida. O medidor Coriolis é indicado para fluidos de diferentes viscosidades e perfis de escoamento irregulares, garantindo alta precisão e rastreabilidade. O capítulo detalha requisitos de calibração, instalação, manutenção e compensação de efeitos externos, assegurando confiabilidade metrológica nos sistemas de medição fiscal e transferência de custódia (API, 2021).

3.1.9. API MPMS Chapter 5.8 – *Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters*

O capítulo 5.8 descreve os princípios e procedimentos para medição de hidrocarbonetos líquidos utilizando medidores ultrassônicos. Estabelece diretrizes para configuração dos transdutores, cálculo de vazão a partir do tempo de trânsito,

calibração e correção de desvios de alinhamento e perfil de velocidade. O API MPMS 5.8 é amplamente aplicado em sistemas modernos devido à alta exatidão, ausência de partes móveis e capacidade de diagnóstico avançado, promovendo confiabilidade e rastreabilidade metrológica nas medições (API, 2020).

3.1.10. API MPMS Chapter 9 – *Density Determination*

O capítulo 9 estabelece os procedimentos para a determinação da Densidade, Densidade Relativa (Gravidade Específica) e Grau API de hidrocarbonetos líquidos por meio de densímetros de laboratório e de campo, sendo fundamental para o cálculo do volume padrão (API, 2025).

3.1.11. API MPMS Chapter 11.1 – *Temperature and Pressure Volume Correction Factors*

O capítulo 11.1 fornece os métodos padronizados para correção de volumes de hidrocarbonetos líquidos em função da temperatura e pressão. Define as equações para os fatores CTL (correção de temperatura), CPL (correção de pressão) e CTPL (fator combinado), assegurando uniformidade e rastreabilidade internacional nos cálculos de volume padronizado. Sua aplicação é mandatória em sistemas de medição para conversão dos volumes medidos para condições de referência (API, 2019).

3.1.12 API MPMS Chapter 14.3 – *Orifice Metering of Natural Gas and Other Hydrocarbon Fluids*

O capítulo 14.3 Descreve o método de medição de vazão por meio de placas de orifício, incluindo requisitos de projeto, instalação, calibração e inspeção dimensional. Alinha-se às normas ISO 5167 e AGA Report No. 3, padronizando o cálculo do coeficiente de descarga e a determinação de incertezas associadas. Amplamente utilizado em medições de gás natural e petróleo, é referência central para sistemas de medição por diferencial de pressão (API, 2013).

3.2. Normas da ISO (Organização Internacional de Normalização)

3.2.1. ISO 5167-1:2022 – *Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices*

A ISO 5167-1:2022 estabelece os princípios gerais para a medição de vazão de fluidos em condutos de seção transversal circular utilizando dispositivos de pressão diferencial, como placas de orifício, bocais e tubos Venturi. A norma fornece diretrizes para a instalação, operação e calibração desses dispositivos, assegurando que as medições de vazão realizadas atendam aos requisitos metrológicos estabelecidos e possam ser utilizadas em sistemas de medição.

3.2.2. ISO 10012:2004 – *Measurement Management Systems*

A ISO 10012:2004 especifica requisitos genéricos e fornece orientações para a gestão de processos de medição e a confirmação metrológica de equipamentos de medição. A norma enfatiza a importância de estabelecer sistemas de gestão de medição eficazes para garantir que os processos de medição sejam conduzidos de forma consistente e confiável, atendendo aos requisitos legais e contratuais no setor de petróleo e gás.

3.2.3. ISO/IEC 17025:2017 – *General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories*

A ISO/IEC 17025:2017 especifica os requisitos para a competência, imparcialidade e operação consistente de laboratórios de ensaio e calibração. A norma é fundamental para garantir que os laboratórios envolvidos na calibração de instrumentos de medição utilizados em sistemas de medição fiscal operem de forma competente e gerem resultados válidos e confiáveis, promovendo confiança nas transações comerciais e tributárias.

3.2.4. ISO 5168 – *Measurement of Fluid Flow: Evaluation of Uncertainties*

Esta norma internacional estabelece princípios e métodos para cálculo da incerteza em medições de vazão, considerando efeitos sistemáticos e aleatórios, condições de escoamento e calibração. Serve de base para a quantificação da incerteza combinada nos sistemas de medição (ISO, 2001).

3.2.5 ISO 91:2017 – *Petroleum and Liquid Hydrocarbon Products – Determination of Volume*

A norma ISO 91:2017 estabelece os procedimentos para a determinação do volume de petróleo e produtos líquidos derivados de hidrocarbonetos, substituindo a antiga ISO 5024. Ela define os métodos para medição volumétrica, incluindo critérios de instrumentação, calibração e instalação, e orienta a correção dos volumes medidos para condições padrão de temperatura e pressão. Seu objetivo é garantir que as medições sejam rastreáveis, confiáveis e comparáveis internacionalmente, sendo aplicável tanto em transferência de custódia quanto em medição fiscal, assegurando precisão e integridade nos registros para fins comerciais, contratuais e regulatórios (ISO, 2017).

3.2.6. GUM – *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*

Publicação elaborada pelo BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP e OIML, o GUM define a metodologia universal para estimar, combinar e expressar incertezas de medição. É amplamente adotado em todas as áreas da Metrologia e aplicado no cálculo de incerteza dos sistemas de medição, garantindo rastreabilidade aos padrões internacionais (BIPM et al., 2008).

3.3 Legislação Brasileira

3.3.1 Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998

Este decreto define os critérios para o cálculo e cobrança das participações governamentais relativas à exploração e produção de petróleo e gás natural. Estabelece a obrigatoriedade da medição precisa e rastreável da produção, sendo a base legal para a implementação de sistemas de medição fiscal no Brasil.

3.3.2 Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010

A Lei nº 12.276 autoriza a União a ceder onerosamente a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. Esta legislação reforça a necessidade de sistemas de medição fiscal eficientes e confiáveis para assegurar a transparência e equidade nas operações de exploração e produção.

3.3.3 Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010

Esta lei dispõe sobre a participação especial na exploração de petróleo e gás natural, estabelecendo critérios para a distribuição dos recursos. A medição precisa e confiável da produção é essencial para o cálculo adequado da participação especial, tornando a medição fiscal um componente crítico para a implementação desta legislação.

3.3.4. Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013

Esta resolução estabelece os requisitos técnicos para a medição fiscal e transferência de custódia da produção de petróleo e gás natural, incluindo a definição de pontos de medição fiscal e as condições para a instalação e operação dos sistemas de medição. A conformidade com esta resolução é obrigatória para as empresas do setor, assegurando a padronização, confiabilidade das medições e o cumprimento de requisitos legais.

Abaixo segue as distribuições de atribuições entre a ANP e o INMETRO determinada pela resolução.

Tabela 2 - A distribuição de atribuições entre ANP e INMETRO

Regulamentação dos instrumentos de medição utilizados na Medição de Petróleo e Gás Natural;		X
Regulamentação da Utilização dos Resultados da Medição de Petróleo e Gás Natural;	X	
Aprovação de ponto de medição;	X	
Controle legal dos sistemas de medição		X
Autorização de utilização do sistema de medição;	X	
Aprovação de documentação do sistema de medição;	X	
Inspeção de adequação e rotina dos sistemas de medição;	X	
Arqueação de tanques;		X
Aprovação de medição de fluidos fora do especificado;	X	
Aumento/redução de frequência de calibração;	X	
Aprovação de modelo de relatórios de medição;	X	
Aprovação de estimativa de gás queimado e de água produzida;	X	
Autorização de medição fiscal compartilhada.	X	

FONTE: RESOLUÇÃO CONJUNTA ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013, DOU 12.6.2013-RETIFICADA DOU 17.6.2013

4 ASPECTOS TÉCNICOS

A contabilização do petróleo, do gás natural e dos seus derivados, tanto no sistema de medição fiscal quanto nos de transferência de custódia, é fundamental a transparência e confiabilidade das operações do setor de óleo e gás. Esses sistemas são responsáveis por quantificar, registrar e validar os volumes ou massas de hidrocarbonetos movimentados, servindo como base para fins comerciais, tributários, regulatório e de controle operacional.

A forma como esses produtos são comercializados depende do seu estado físico do fluido e das condições de operação. No caso do petróleo bruto e derivados líquidos, a comercialização é realizada predominantemente em volume, normalmente corrigido para uma temperatura de referência de 20°C, conforme estabelecem as normas API MPMS Chapter 11 e ISO 91:2017. Essa correção volumétrica é necessária para compensar variações de temperatura e densidade, garantindo equivalência comparabilidade entre as medições efetuadas em diferentes condições.

Por outro lado, o gás natural é geralmente comercializado em massa ou em volume convertido para condição padrão, expresso em metros cúbicos normais (m^3n) ou em energia (MMBtu ou GJ). As normas da AGA definem os procedimentos de medição, compensação e correção de pressão e temperatura que asseguram a rastreabilidade metrológica e comparabilidade dos resultados em diferentes pontos do sistema de transporte e distribuição.

Dessa forma, nos sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia de hidrocarbonetos líquidos e gás, a seleção e aplicação correta das tecnologias de medição são fatores determinante para confiabilidade, rastreabilidade e conformidade normativa dos resultados. Cada tipo de medidor apresenta característica construtivas e princípios de funcionamento específicos, que devem ser adequadamente compatibilizados com as propriedades do fluido, as condições operacionais e os requisitos técnicos estabelecidos pelas normas e regulamentações já abordado no capítulo anterior.

Esses sistemas de medição são concebidos para garantir precisão e exatidão nas transações comerciais, assegurar a integridade metrológica dos volumes transferidos e viabilizar a rastreabilidade exigida em auditorias e inspeções regulatórias. Portanto, o desempenho global de uma estação de medição depende

não apenas da escolha do medidor principal, mas também da correta integração dos componentes complementares e dos procedimentos de calibração e compensação aplicáveis.

4.1. Tecnologias de Medições Utilizadas

Diversas tecnologias são empregadas nos sistemas de medição, cada uma com características que a tornam adequada para determinadas condições operacionais, faixas de vazão e tipos de fluido. A seguir, são apresentados os principais equipamentos e princípios de medição utilizados nos sistemas de medição fiscal e de transferência de custódia.

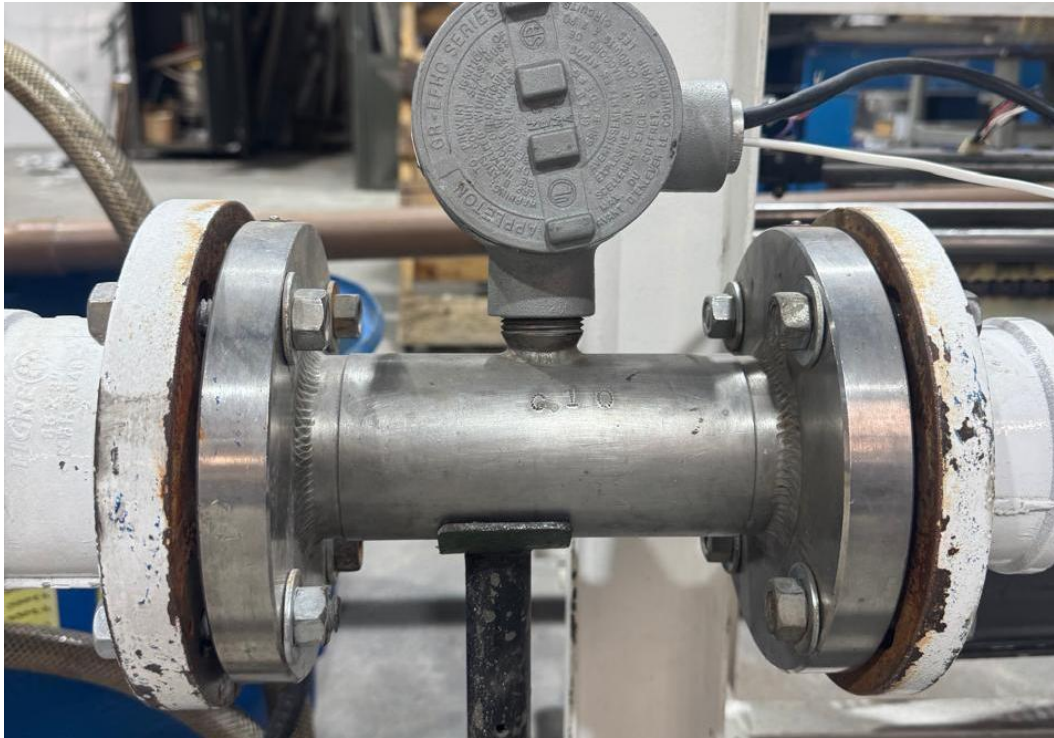
4.1.1. Medidores Tipo Turbina

Os medidores tipo turbina (Figura 3) são amplamente empregados a medição fiscal e na transferência de custódia de hidrocarbonetos líquidos e gases, mas elas são dedicadas a cada tipo de fase, devido à sua boa relação custo-benefício e precisão quando o fluido apresenta escoamento monofásico, livre de bolhas e partículas sólidas, e com perfil de velocidade plenamente desenvolvido. De acordo com a API MPMS Chapter 5.3 (API, 2017), seu princípio de funcionamento baseia-se na rotação de um rotor instalado no fluxo, cuja velocidade angular é proporcional à vazão volumétrica.

O número de pás determina o número de pulsos por revolução. A leitura é feita por sensores magnéticos que detectam a passagem de cada pá durante a rotação. O fator K da turbina é determinado em fábrica em razão do diâmetro da turbina e o número de pás. Assim, com fator K que é número de pulsos por unidade de volume, determina de forma direta a vazão volumétrica instantânea ou por totalização de pulsos posteriormente compensados por pressão e temperatura.

Esses medidores apresentam boa repetibilidade e ampla faixa operacional, mas são sensíveis a variações de viscosidade, à presença de contaminantes que possam afetar o rotor e a densidade. Assim como nos deslocamentos positivos, é necessária a calibração periódica por meio de provadores para a determinação do fator do medidor (API, 2017).

Figura 3 - Medidor tipo Turbina



Fonte: elaboração própria.

4.1.2 Medidores Ultrassônicos

Os medidores ultrassônicos (Figura 4) descritos no API MPMS Chapter 5.8 (API, 2020), consolidam-se como solução moderna para medições em grandes dutos. Seu funcionamento baseia-se na emissão e recepção de ondas ultrassônicas através do fluido com aplicações para líquidos e gases especificamente. Normalmente, o medidor possui transdutores que enviam sinais em ambas as direções do escoamento. A diferença no tempo do trânsito (*transit-time*) das ondas, causadas pela velocidade do fluido, é proporcional à velocidade média do escoamento, permitindo calcular a vazão volumétrica. Alguns modelos também utilizam o método Doppler, em que a frequência do sinal refletido por partículas ou bolhas no fluido é medida para determinar a velocidade média.

cPor não terem partes móveis, reduzem a necessidade de manutenção e ainda permitem diagnósticos avançados, como a análise de perfis de velocidade e irregularidades no fluxo. No entanto, sua performance depende da qualidade do sinal sônico e pode ser afetada por bolhas de gás e falhas na instalação (API, 2020). São comuns de serem utilizados em sistemas de medição de transferência de custódia, mas podem ser vistos nos sistemas fiscais.

Figura 4 - Medidor ultrassônico



Fonte: elaboração própria.

4.1.3. Placas de Orifício

A placa de orifício (Figura 5) constitui um dos métodos mais consolidados e padronizados para medição de vazão de fluidos em sistemas de medição de vazão para fins fiscais e transferência de custódia na indústria de gás natural pouco utilizado para líquidos, sendo reconhecida pela padronização normativa e pela simplicidade construtiva e confiabilidade metrológica.

O princípio de funcionamento da placa de orifício baseia-se na geração de uma diferença de pressão (ΔP) quando o fluido escoar através de uma restrição circular no interior da tubulação. Essa diferença resultante é correlacionada à vazão por meio de relações matemáticas estabelecidas em normas internacionais como a ISO 5167-1 e 5167-2 (ISO, 2003), que definem os critérios de dimensionamento geométrico, condições de escoamento, coeficientes de descarga e limites de incerteza aceitáveis.

Complementarmente, o AGA Report nº3 (AGA, 1992) e o API MPMS Chapter 14.3 (API, 2013) detalham os métodos de cálculos e de compensação das condições operacionais, assegurando consistência internacional nos resultados de medição.

Essas normas determinam, entre outros requisitos, as tolerâncias dimensionais da placa (espessura, diâmetro do orifício e concentricidade), as condições de instalação (trechos retos de entrada e saída, rugosidade interna e tomada de pressão), bem como os procedimentos de inspeção dimensional e calibração (Figura 6). A aplicação rigorosa desses critérios é essencial para garantir que as medições permaneçam dentro das incertezas permitidas, especialmente quando empregadas para transferência de custódia e faturamento fiscal de hidrocarbonetos.

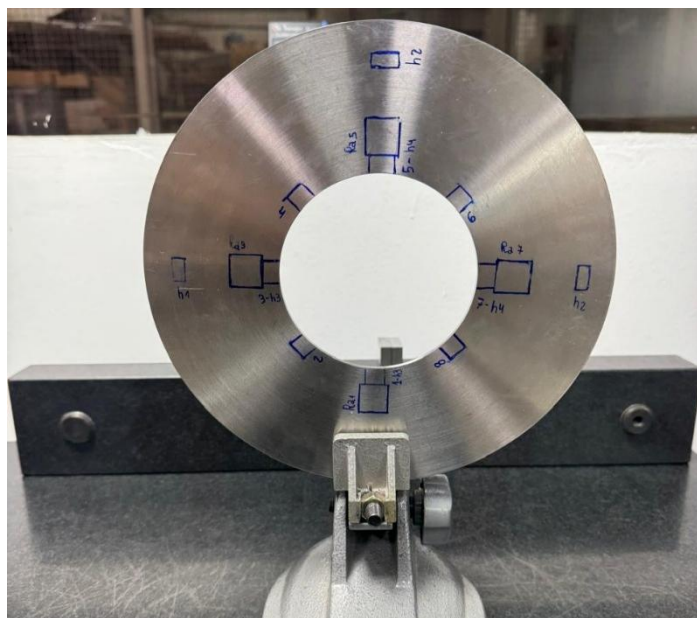
No contexto regulatório brasileiro, a Resolução conjunta ANP/INMETRO nº1/2013 estabelece que os sistemas de medição de petróleo e gás natural, incluindo os que utilizam placas de orifício, devam atender aos requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos, assegurando rastreabilidade metrológica e padrões reconhecidos internacionalmente. Essa resolução exige que as calibrações e inspeções dimensionais seja realizada por laboratórios acreditados pela RBC (Rede Brasileira de Calibração) ou signatários do ILAC (*International Laboratory Accreditation Cooperation*), reforçando a credibilidade e validade legal dos resultados de medição.

Além disso, o conjunto de módulos de inspeção dimensional do INMETRO destaca a importância do controle geométrico e da verificação de parâmetros como diâmetro interno da linha, planicidade da placa e rugosidade superficial, pois pequenas variações nessas dimensões impactam diretamente a exatidão do coeficiente de descarga e, consequentemente, o resultado de vazão.

Assim, a confiabilidade metrológica da placa de orifício depende da conformidade do projeto com as normas ISO, API e AGA, do controle das condições

de escoamento, da seleção geométrica adequada do elemento primário e da observância rigorosa dos requisitos de calibração, inspeção e rastreabilidade.

Figura 5 - Placa de orifício



Fonte: elaboração própria.

Figura 6 - Calibração de Placa de orifício



Fonte: elaboração própria.

Esse conjunto de práticas garante exatidão, repetitividade e rastreabilidade, atributos fundamentais para medições com finalidade fiscal, contratual e regulatória na indústria de óleo e gás.

4.1.4 Computadores de Vazão

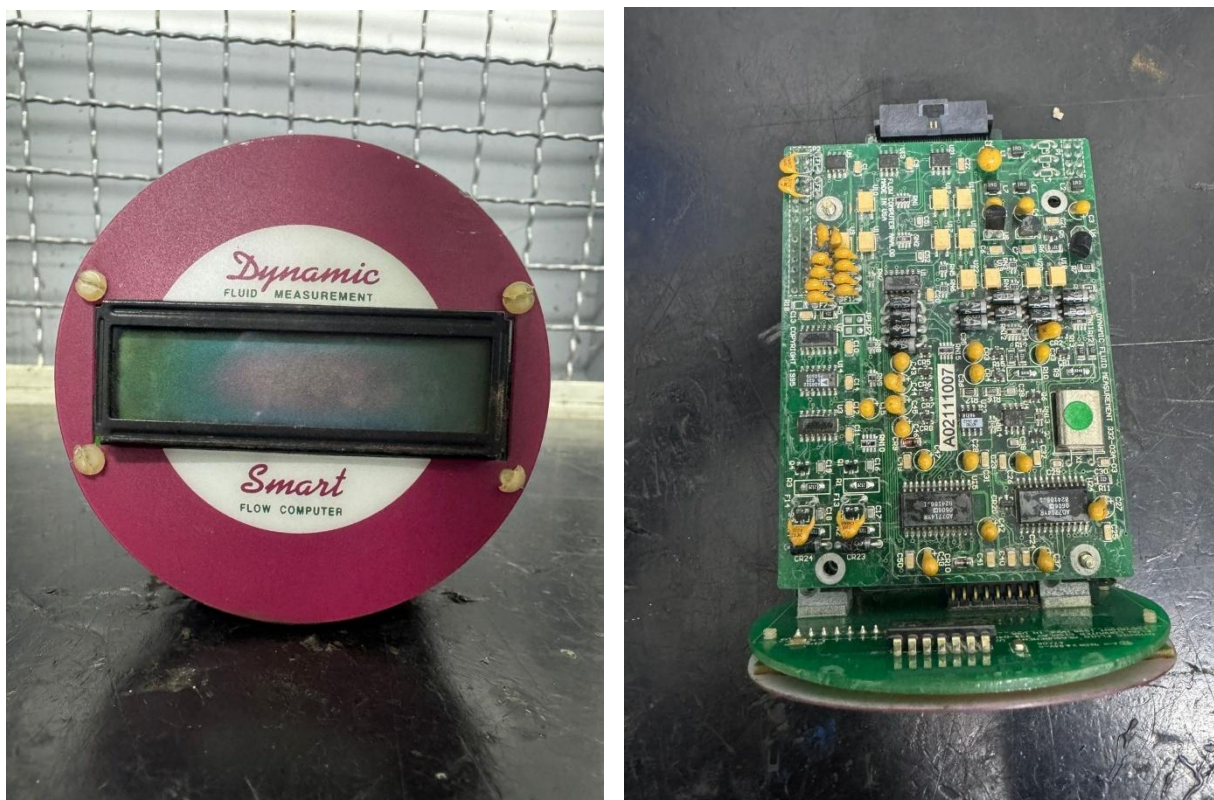
Os computadores de vazão (Figuras 7 e 8) constituem um componente essencial para a integração e o processamento das medições obtidas pelos diversos tipos de medidores, incluindo os já citados anteriormente. Esses dispositivos eletrônicos recebem sinais gerados pelos medidores, que podem consistir em pulsos elétricos, sinais analógicos ou digitais, e realizam os cálculos complexos para determinar a vazão volumétrica ou mássica, aplicando as devidas correções de temperatura, pressão, densidade e compressibilidade, de acordo com as normas técnicas aplicáveis à medição.

Além da conversão dos sinais dos medidores em volumes líquidos padronizados, os computadores de vazão permitem o registro contínuo de dados, monitoramento em tempo real, geração de relatórios operacionais e integração com o sistema de

supervisão remota, assegurando rastreabilidade, segurança e conformidade metrológica. A precisão e a confiabilidade do sistema dependem da correta configuração desses dispositivos, incluindo fatores como o tipo de medidor, intervalo de calibração, parâmetros de compensação e qualidade do sinal recebido (BAKER, 2016).

Dessa forma, os computadores de vazão não apenas consolidam as medições individuais dos medidores, mas também atua, como elementos críticos para a integridade dos sistemas de medição fiscal e transferência de custódia, garantindo que as medições atendam aos requisitos legais, contratuais e técnicos estabelecidos pelas normas internacionais.

Figuras 7 e 8 - Computador de Vazão *Dynamic*. Vista frontal e vista superior



Fonte: elaboração própria.

4.1.5 Provedores de Volume (*Small Volume Prover*)

Os *Small Volume Provers* (SVP) são dispositivos de calibração de alta precisão, utilizados em sistemas de medição fiscal e transferência de custódia permitindo determinar o fator de medição (*meter factor*) de diferentes tipos de medidores. Diferentemente de provedores de grande volume, que deslocam volumes

significativos de fluido para cada ciclo de calibração, os provadores de pequeno volume operam com volumes reduzidos de fluido, garantindo ciclos de prova mais rápidos e maior frequência de calibração sem interromper significativamente a operação do sistema (Honeywell Enraf, 2012).

A substituição dos provadores de grande volume pelos de pequeno volume deve-se a várias vantagens operacionais. O deslocamento de menores volumes reduz o tempo necessário para cada calibração, menor custo e permite uma maior frequência de calibrações, garantindo que o *meter factor* seja atualizado com maior regularidade. Além disso, são mais compactos e flexíveis, podendo ser integrados facilmente a estações de medições existentes sem a necessidade de grandes mudanças na infraestrutura.

Uma característica fundamental dos provadores de pequeno volume é poder utilizar a funcionalidade da dupla cronometria dos computadores de vazão, que aumenta a precisão de medição. Nesse método, o tempo de passagem do fluido pelo provador é registrado em dois intervalos consecutivos: a primeira cronometragem mede o início e o final do volume calibrado (entre chaves/ bandeiras), e a segunda mede o primeiro pulso emitido pelo medidor a ser calibrado após o início do volume (ou seja, inicia o segundo cronometro quando começa a contagem do primeiro cronometro e entra o primeiro pulso inteiro) até o final do volume. A diferença entre os dois tempos permite calcular de forma precisa o tempo necessário para deslocar volumes muito pequenos, reduzindo erros decorrentes de flutuações de pressão ou vazão. Esse método possibilita dividir o tempo de prova em intervalos muito curtos, aumentando a resolução da medição e permitindo ajustes mais rápidos e confiáveis do *meter factor*. Contudo, o princípio de dupla cronometria garante que os volumes deslocados sejam medidos com elevada precisão, reforçando a rastreabilidade e a confiabilidade dos sistemas de medição (API, 2021).

Devido à sua função de determinar o *meter factor*, qualquer desgaste mecânico, vazamento ou obstrução no provador pode comprometer a exatidão do sistema. Por isso, os provadores requerem inspeções periódicas, lubrificação dos componentes móveis, substituições de vedações e verificação do alinhamento das partes internas, assegurando que o dispositivo opere dentro das especificações metrológicas estabelecidas (Honeywell Enraf, 2012).

Entres esses procedimentos mais críticos está o teste de estanqueidade (*leak test*), que consiste em verificar se há vazamentos internos ou externos no provador. A presença de pequenas fugas pode alterar o volume deslocado durante os ciclos de calibração, gerando erros significativos na determinação do *meter factor*. Teste regulares de estanqueidade asseguram que o fluido percorra integralmente o volume calibrado do provador, mantendo a confiabilidade da calibração e a rastreabilidade e metrológica (Honeywell Enraf, 2012).

4.1.6 Densidade, temperatura e pressão

Em sistemas de medição fiscal e transferência de custódia de hidrocarbonetos, a determinação da quantidade de produto não se limita apenas à medição de vazão. Para garantir volumes corretos e rastreáveis, é essencial considerar também parâmetros físicos críticos como a densidade, temperatura e pressão. Esses instrumentos fornecem informações que permitem a correção dos volumes medidos para condições padrão, assegurando exatidão, repetibilidade e conformidade regulatória. Enquanto medidores de vazão fornecem o fluxo do fluido, os sensores de densidade, temperatura e pressão atuam de forma complementar, permitindo ajustes necessários para que os dados medidos reflitam a quantidade real de produto em termos padronizados.

O densímetro (Figuras 9 e 10) é o instrumento responsável por medir a densidade do fluido, parâmetro fundamental para a conversão do volume em massa e para o cálculo de volume padronizados. Densímetros vibratórios, como os fabricados pela Emerson Micro Motion ou Densitrak são amplamente empregados devido à sua alta exatidão, entre $\pm 0,1 \text{ kg/m}^3$ e faixa de operação de 600 a 1000 kg/m^3 , adequada para hidrocarbonetos líquidos. Alternativamente, os densímetros de tubo de choque podem ser usados em aplicações de alta viscosidade. A calibração deve ser realizada com padrões rastreáveis e verificações periódicas são exigidas pelo API MPMS Chapter 9, assegurando minimização de incertezas e consistência metrológica em todo o sistema.

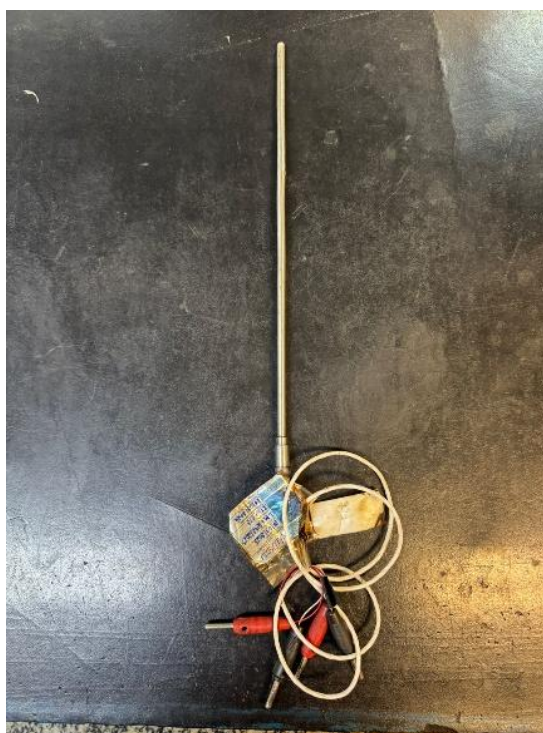
Figuras 9 e 10 - Densímetro digital MicroMotion



Fonte: elaboração própria.

A medição de temperatura (Figura 11) é fundamental para correção volumétrica já que o volume dos hidrocarbonetos varia significativamente com mudanças térmicas. Dispositivos como RTD (*Resistance Temperature Detectors*) platina e termopares de classe A são amplamente empregados, com faixa de operação de -40 a 150 °C, dependendo da aplicação. A instalação deve garantir contato térmico adequado com o fluido, proteção contra gradientes térmicos e posicionamento representativo do fluxo. Normas como API MPMS Chapter 11.1 e o Regulamento Técnico da ANP/INMETRO especificam tolerância de $\pm 0,3$ °C, além de procedimentos de calibrações rastreáveis, assegurando que os dados de temperatura suportem correções precisas de volume.

Figura 11 - Termoresistência



Fonte: elaboração própria.

A medição de pressão é necessária tanto para o ajuste de densidade e o cálculo de volumes padronizados, quanto para o monitoramento das condições de escoamento. Manômetros e transmissores de pressão são os principais instrumentos utilizados para esse fim. Os manômetros, analógicos ou digitais (Figura 12), fornecem monitoramento local da pressão do fluido, permitindo verificações operacionais rápidas e conferência visual do sistema. Apesar de simples, são importantes para controle de operação e como referência secundária para validação de instrumentos eletrônicos. Os transmissores de pressão, absolutos ou diferenciais, são integrados ao sistema de medição, fornecendo sinais contínuos para correção de volume, monitoramento remoto e registro de dados. Instalados em pontos estratégicos, como antes e depois de restrições de escoamento, como as placas de orifício, permitem o cálculo preciso da densidade corrigida e das condições de escoamento do fluido. A pressão influencia diretamente a compressibilidade do fluido.

Figura 12 - Manômetro Digital.



Fonte: elaboração própria.

Conforme estabelecido na norma API MPMS Chapter 11.1 – *Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricationg Oils* – a variação volumétrica dos hidrocarbonetos em função da temperatura e da pressão é compensada por meio de fatores de correção padronizados, conhecidos como CTL (*Correction for effect of Temperatures on Liquid*) e CPL (*Correction for effect of Pressure on Liquid*). O produto desses fatores, o CTPL, representa o fator global de correção de volume para condições de referência. Essa norma consolida as equações matemáticas derivadas de extensos estudos empíricos conduzidos pelo *National Bureau of Standards* e pelo *American Petroleum Institute*, garantindo uniformidade nos cálculos de conversão de densidade e volume em toda a indústria. Sua aplicação assegura que as medidas realizadas em condições operacionais sejam convertidas para volumes equivalentes em temperatura e pressão base (geralmente 15°C ou 20°C), permitindo transações justas e rastreáveis.

A integração dos medidores de densidade, temperatura e pressão com os medidores de vazão permite que os sistemas realizem correções completas de volume para condições padrão, garantindo medições rastreáveis. A incerteza combinada das medições desses parâmetros deve ser rigorosamente avaliada, considerando todas as fontes de variação, incluindo instrumentação, propriedades do fluido e condições ambientais, seguindo a metodologia recomendada pelo GUM.

Dessa forma, a correta seleção, instalação, calibração e manutenção desses instrumentos é determinante a confiabilidade global do sistema de medição fiscal, permitindo que os volumes padronizados de hidrocarbonetos sejam calculados com exatidão em conformidade com as exigências da ANP/INMETRO e com o padrão de rastreabilidade estabelecido pelo API.

4.1.7. Medidores Coriolis

Os medidores mássicos tipo Coriolis, tratados no API MPMS Chapter 5.6 (API,2021), representam uma tecnologia mais avançada. Baseiam-se na torção de tubos vibratórios causada pela força de Coriolis, medindo diretamente a vazão mássica e a densidade do fluido líquido. Permitindo calcular com alta exatidão, a vazão volumétrica com os valores inferidos de vazão mássica e densidade na aplicação para líquidos. Suas principais vantagens são a independência em relação ao perfil do escoamento e a capacidade de operar com fluidos de viscosidades diferentes, além de fornecer múltiplos parâmetros em uma única medição como massa, densidade e temperatura. Apesar do custo mais elevado e da sensibilidade a vibrações externas, tornam-se referência na medição mássica por sua confiabilidade metrológica (API, 2021). Também é utilizado para gás, mas apenas em aplicação de vazão mássica.

4.1.8. Medidores de Deslocamento Positivo (API MPMS Chapter 5.2)

Os medidores de deslocamento positivo são amplamente utilizados em sistemas de medição fiscal de hidrocarbonetos líquidos e principalmente em transferência de custódia, devido à sua elevada exatidão e confiabilidade. Conforme descrito na API MPMS Chapter 5.2 (API, 2022), esses dispositivos dividem o fluxo em volumes discretos e conhecidos, contabilizados por mecanismos internos como engrenagens,

rotores ou discos nutantes. Cada ciclo corresponde a um volume fixo, permitindo a medição direta do escoamento.

A norma destaca a importância do fator do medidor (*meter factor*), que pode variar por desgaste mecânico, sendo necessária a calibração periódica por meio de provadores. O desempenho também depende de condições adequadas de operação quanto a vazão, viscosidade e ausência de gás no líquido (API, 2022). Apesar da precisão, esses medidores apresentam limitações como a sensibilidade a partículas sólidas, maior demanda de manutenção e uma grande perda de carga devido a sua construção mecânica.

Integrados as estações de medição descritas no API MPMS Chapter 6 (API, 2022), os medidores de deslocamento positivo continuam sendo uma das soluções mais consolidadas para garantir rastreabilidade e conformidade metrológica na medição. Possui uma boa linearidade o que proporciona uma pequena variação entre os fatores do medidor (*meter factor*) da vazão mínima e vazão máxima, ou seja, alguns computadores de vazão não aceitam mais de um fator de medidor, nestes casos, adotamos uma média entre o MF mínimo e o máximo.

5 SISTEMAS DE MEDIÇÃO

Com o objetivo de uniformizar critérios e assegurar a credibilidade metrológica das medições realizadas no país, foi publicada a Resolução Conjunta ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013 (retificada no DOU 17 de junho de 2013). Essa resolução aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, que estabelece as condições, requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que devem ser observados nos sistemas de medição de petróleo e gás natural.

Os critérios estabelecidos visam assegurar que todas as medições apresentem níveis de confiabilidade metrológicas compatíveis garantindo transparência e integridade dos resultados obtidos.

De acordo com o item 6.3.4 do Regulamento, os sistemas de medição de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados de modo a operar dentro das classes de exatidão definidas:

- a) Sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s classe de exatidão 0.3;
- b) Sistemas de medição fiscal para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s classe de exatidão 1;
- c) Sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s classe de exatidão 0.3;
- d) Sistemas de medição para transferência de custódia para viscosidade dinâmica acima de 1000 mPa.s classe de exatidão 1;

Para os sistemas de medição de gás, o Regulamento define, nos itens 6.4.6 e 6.4.7, os critérios de classe de exatidão e limites de incerteza máxima. Os sistemas devem ser projetados, instalados e calibrados conforme a aplicação, respeitando os valores descritos abaixo:

6.4.6. Classe de exatidão:

- a) Sistemas de medição fiscal classe de exatidão 0.5;
- b) Sistemas de medição para transferência de custódia classe de exatidão 0.5;
- c) Sistemas de medição apropriação classe de exatidão 1.5;

6.4.7. Incertezas:

- a) Sistemas de medição fiscal incerteza máxima de 1,5%;

- b) Sistemas de medição para transferência de custódia incerteza máxima de 1,5%;
- c) Sistemas de medição para apropriação incerteza máxima de 2%;
- d) Sistemas de medição para queima ou ventilação de gás natural incerteza máxima de 5%;

5.1 Medição Fiscal: Conceito e importância

A medição fiscal constitui um dos pilares da indústria de petróleo e gás natural, garantindo transparência, equidade e rastreabilidades; em todas as etapas que envolvem a exploração, a produção e a comercialização desses recursos. Diferentemente de medições convencionais, a medição fiscal possui caráter legal, tributário e contratual, servindo como base para cálculos de royalties, participações governamentais e receitas de concessionárias. Neste contexto, a confiabilidade metrológica deixa de ser apenas uma questão técnica, tornando-se elemento estratégico para a transparência econômica e a segurança jurídica das transações entre empresas operadoras e Estado brasileiro.

No contexto do estado brasileiro, a obrigatoriedade da medição fiscal está prevista em diferentes instrumentos legais como o Decreto nº 2.705/1998, que dispõe sobre participações governamentais relativas à exploração e produção de petróleo e gás natural, estabelecendo que toda a produção seja mensurada com rastreabilidade metrológica. As leis federais nº 12.276/2010 e nº 12.351/2010, complementam esse arcabouço legal, ao definir regras sobre partilha de produção e participação especial. Assim, cada metro cúbico de petróleo ou gás natural produzido e transferido assume relevância econômica direta para o Estado brasileiro e para as empresas operadoras reforçando a necessidade de sistemas de medições confiáveis e auditáveis.

A cobrança de royalties decorre do princípio constitucional de que o petróleo e o gás natural são bens da União (art. 20, Constituição Federal de 1988). Dessa forma, empresas que exploram e produzem esses recursos de pagar uma compensação financeira pelo direito de extração e comercialização. Os royalties correspondem a um percentual da produção bruta, geralmente entre 5% e 10%, e sua arrecadação é distribuída entre União, estados e municípios produtores.

Além dos *royalties*, existe a Participação Especial (PE), prevista no art. 50 da Lei nº 9.478/1997, aplicada em campos de grande volume ou alta rentabilidade. Essa compensação extraordinária garante que áreas de maior potencial econômico

contribuam proporcionalmente para os cofres públicos. Já no regime de produção, regulamentado pela Lei nº 12.351/2010, a União recebe diretamente uma parcela do óleo-lucro, o que reforça ainda mais a importância da medição fiscal como base para a repartição equitativa da riqueza gerada.

A medição fiscal é uma ferramenta estratégica da Metrologia, assegurando a justiça tributária e contratual, preservando a confiabilidade dos dados técnicos que sustentam a relação entre governo e empresas mitigando os riscos de litígios, fraudes e perdas financeiras significativas.

No âmbito técnico, a medição fiscal refere-se à determinação de grandezas físicas, como volume, massa e vazão, cujos resultados possuem implicações diretas em cobranças, faturamentos e obrigações legais. Por isso, os instrumentos e processos de medições devem seguir normas rigorosas, com rastreabilidade, calibração periódica e auditorias independentes. A resolução conjunta ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013, DOU 12.6.2013- RETIFICADA DOU 17.6.2013, reforça essa exigência estipulando que:

7.1. Medição Fiscal

7.1.1. Toda a produção de petróleo e gás natural deverá ser medida em pontos de medição fiscal, conforme artigo 4º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, o artigo 7º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 e o inciso X do artigo 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

7.1.1.1. Os pontos de medição fiscal são todos aqueles utilizados no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais.

5.1.1. Sistema de Medição Fiscal

Como abordamos anteriormente, os sistemas de medição fiscal são formados por um conjunto integrado de instrumentos que asseguram exatidão, confiabilidade e rastreabilidade das medições de petróleo e gás.

No P&ID (*Piping and Instrumentation Diagram*) apresentado abaixo (Planta 1) da FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) Cidade de Mangaratiba – MV24 é possível observar a aplicação dos instrumentos na prática.

PROCESS DATA

POINT		PROCESS TO CARBO TANK
MEDIUM	CRUDE OIL	1000
FLOW MIN - NORM - MAX (G/30)		1000
OPERATING PRESSURE	(PSIG)	270
DESIGN PRESSURE	(PSIG)	1500
RATING - PIPE CLASS	(Pressure)	150# RF 42
RATING - PIPE CLASS	(Temp/Ver)	150# RF 42
OPERATING TEMPERATURE	(°C)	40
DESIGN TEMPERATURE	(°C)	115
VISCOSITY	(cP/150)	25.3
VELOCITY	(ft/s)	8.5
ACCURACY REQUIRED	CLASS 0.3	
LINE SIZE	METER SIZE	12" 6"
FLUID MEDIA	FLUID	CRUDE
TYPE	FLUID	CRUDE
FLOW PHENOMENON	3x SIZE + CALIBRATION RUN	
AMBIENT TEMP. MIN - MAX	(°C)	12 - 35.0
BLACK BODY TEMPERATURE	(°C)	12
BASE FOR PIPE STRESS ANALYSIS - THERMAL EXPANSION / CONTRACTION		
MAX. TEMP. DIFFERENCE BETWEEN HOT POINTS AND STANDBY POINTS		
1 = T temp. diff. - T amb. diff. 42 - 12 = 30		
2 = T temp. diff. - T amb. diff. 42 - 12 = 30		
3 = T temp. diff. - T amb. diff. 42 - 12 = 30		
MAX. TEMPERATURE FOR ALL POINTS (BLACK BODY TEMPERATURE)		
3m T block body (°C)		

NOTES

- ALL FLUIDS POINTS ARE TO BE IN A SINGLE POINTS POINTS
1. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
2. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
3. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
4. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
5. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
6. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
7. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
8. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
9. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
10. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
11. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
12. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
13. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
14. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
15. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
16. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
17. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
18. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
19. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
20. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
21. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
22. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
23. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
24. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
25. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
26. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
27. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
28. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
29. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
30. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
31. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
32. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
33. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
34. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
35. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
36. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
37. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
38. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
39. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
40. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
41. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
42. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
43. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
44. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
45. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
46. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
47. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
48. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
49. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
50. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
51. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
52. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
53. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
54. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
55. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
56. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
57. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
58. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
59. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
60. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
61. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
62. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
63. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
64. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
65. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
66. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
67. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
68. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
69. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
70. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
71. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
72. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
73. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
74. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
75. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
76. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
77. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
78. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
79. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
80. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
81. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
82. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
83. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
84. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
85. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
86. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
87. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
88. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
89. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
90. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
91. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
92. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
93. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
94. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
95. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
96. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
97. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
98. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
99. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION
100. THERMAL EXPANSION / CONTRACTION

LEGEND

1. GATE VALVE
2. BALL VALVE
3. PLUG VALVE (ORBITAL INTEGRATED)
4. BUTTERFLY CONTROL VALVE
5. MOTOR OPERATED VALVE (WITH OPEN/CLOSE LIMIT SWITCHES)
6. VAPOR ELIMINATOR
7. DIAPHRAGM SEAL
8. FLOW STRAIGHTENING VALVE
9. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
10. TURBINE FLOW METER
11. PRESSURE TRANSDUCER
12. THERMAL RELIEF VALVE
13. TEMPERATURE TRANSDUCER
14. MOTOR OPERATED VALVE
15. FLOW CONTROL VALVE
16. FLOW ORIFICE
17. PRESSURE ORIFICE
18. TEMPERATURE ORIFICE
19. VAPOR ELIMINATOR
20. DIAPHRAGM SEAL
21. FLOW STRAIGHTENING VALVE
22. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
23. TURBINE FLOW METER
24. PRESSURE TRANSDUCER
25. THERMAL RELIEF VALVE
26. TEMPERATURE TRANSDUCER
27. MOTOR OPERATED VALVE
28. FLOW CONTROL VALVE
29. FLOW ORIFICE
30. PRESSURE ORIFICE
31. TEMPERATURE ORIFICE
32. VAPOR ELIMINATOR
33. DIAPHRAGM SEAL
34. FLOW STRAIGHTENING VALVE
35. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
36. TURBINE FLOW METER
37. PRESSURE TRANSDUCER
38. THERMAL RELIEF VALVE
39. TEMPERATURE TRANSDUCER
40. MOTOR OPERATED VALVE
41. FLOW CONTROL VALVE
42. FLOW ORIFICE
43. PRESSURE ORIFICE
44. TEMPERATURE ORIFICE
45. VAPOR ELIMINATOR
46. DIAPHRAGM SEAL
47. FLOW STRAIGHTENING VALVE
48. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
49. TURBINE FLOW METER
50. PRESSURE TRANSDUCER
51. THERMAL RELIEF VALVE
52. TEMPERATURE TRANSDUCER
53. MOTOR OPERATED VALVE
54. FLOW CONTROL VALVE
55. FLOW ORIFICE
56. PRESSURE ORIFICE
57. TEMPERATURE ORIFICE
58. VAPOR ELIMINATOR
59. DIAPHRAGM SEAL
60. FLOW STRAIGHTENING VALVE
61. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
62. TURBINE FLOW METER
63. PRESSURE TRANSDUCER
64. THERMAL RELIEF VALVE
65. TEMPERATURE TRANSDUCER
66. MOTOR OPERATED VALVE
67. FLOW CONTROL VALVE
68. FLOW ORIFICE
69. PRESSURE ORIFICE
70. TEMPERATURE ORIFICE
71. VAPOR ELIMINATOR
72. DIAPHRAGM SEAL
73. FLOW STRAIGHTENING VALVE
74. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
75. TURBINE FLOW METER
76. PRESSURE TRANSDUCER
77. THERMAL RELIEF VALVE
78. TEMPERATURE TRANSDUCER
79. MOTOR OPERATED VALVE
80. FLOW CONTROL VALVE
81. FLOW ORIFICE
82. PRESSURE ORIFICE
83. TEMPERATURE ORIFICE
84. VAPOR ELIMINATOR
85. DIAPHRAGM SEAL
86. FLOW STRAIGHTENING VALVE
87. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER
88. TURBINE FLOW METER
89. PRESSURE TRANSDUCER
90. THERMAL RELIEF VALVE
91. TEMPERATURE TRANSDUCER
92. MOTOR OPERATED VALVE
93. FLOW CONTROL VALVE
94. FLOW ORIFICE
95. PRESSURE ORIFICE
96. TEMPERATURE ORIFICE
97. VAPOR ELIMINATOR
98. DIAPHRAGM SEAL
99. FLOW STRAIGHTENING VALVE
100. PRESSURE DIFF. TRANSDUCER

TE-IN POINT LIST

ID	SIZE	RATING	DESCRIPTION
E20309	12"	150# RF	VALVE METERING SHED



Em laranja, estão representados os transmissores e sensores de temperatura, cuja função é medir e compensar as variações térmicas que afetam a densidade e o volume do fluido medido. Já em azul, identificam-se os transmissores de pressão e diferencial de pressão, essenciais para o cálculo da vazão e para a correção das condições de processo.

50

Por fim, em roxo, encontram-se os computadores de vazão (*Flow Computers*), que integram os sinais de todos os instrumentos da estação de medição, aplicando as correções normativas (temperatura, pressão, densidade, fator de compressibilidade, entre outros) e garantindo que os resultados atendam aos requisitos de exatidão e rastreabilidade definidos.

A gestão do sistema de medição fiscal compreende não apenas a operação dos instrumentos, mas também o conjunto de atividades que envolvem a manutenção preventiva, corretiva, calibração periódica, reavaliação das incertezas de medição, monitoramento contínuo da qualidade dos dados obtidos. Esse gerenciamento é prescindível para a garantia que as medições realizadas sejam consistentes, auditáveis e conformes às normas da ANP e INMETRO prevenindo divergências.

5.2. Transferência de Custódia: Conceito e importância

A transferência de custódia constitui uma das etapas de maior relevância operacional e econômica da cadeia produtiva de petróleo ou gás natural. Trata-se do instante em que o produto deixa a esfera de responsabilidade de uma parte envolvida, seja uma empresa produtora, uma transportadora ou uma distribuidora, e passa para a responsabilidade de outra. Diferentemente de troca de titularidade, que remete a aspectos legais de propriedade, a transferência de custódia diz respeito especificamente à medição e a responsabilização pelo volume ou massa que está sendo entregue, conferindo às medições valor econômico e contratual.

Nesse ponto, os dados obtidos são utilizados como referência direta para faturamentos, tarifas de transportes e liquidações comerciais, tornando a exatidão e a confiabilidade das medições essenciais para a integridade financeira e legal das operações. Qualquer desvio ou inconsistência de valores medidos pode gerar desequilíbrios econômicos entre as partes, comprometer contratos, e em casos extremos, desencadear litígios ou perdas financeira significativas.

Devido à criticidade desse processo, a transferência de custódia está sujeita a normas e regulamentações específicas, que definem critérios metrológicos rigorosos, requisitos de confiabilidade e padrões de rastreabilidade. No Brasil, a resolução conjunta ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013, DOU 12.6.2013- RETIFICADA DOU 17.6.2013, estabelece que a Medição de Transferência de Custódia como a Medição do volume de petróleo ou gás natural, movimentado com transferência de custódia,

No âmbito técnico, a transferência de custódia assim como o sistema de medição fiscal, envolve também a determinação de volume ou massa, uma vez que os produtos comercializados, petróleo e gás natural, são transacionados com base nessas grandezas físicas.

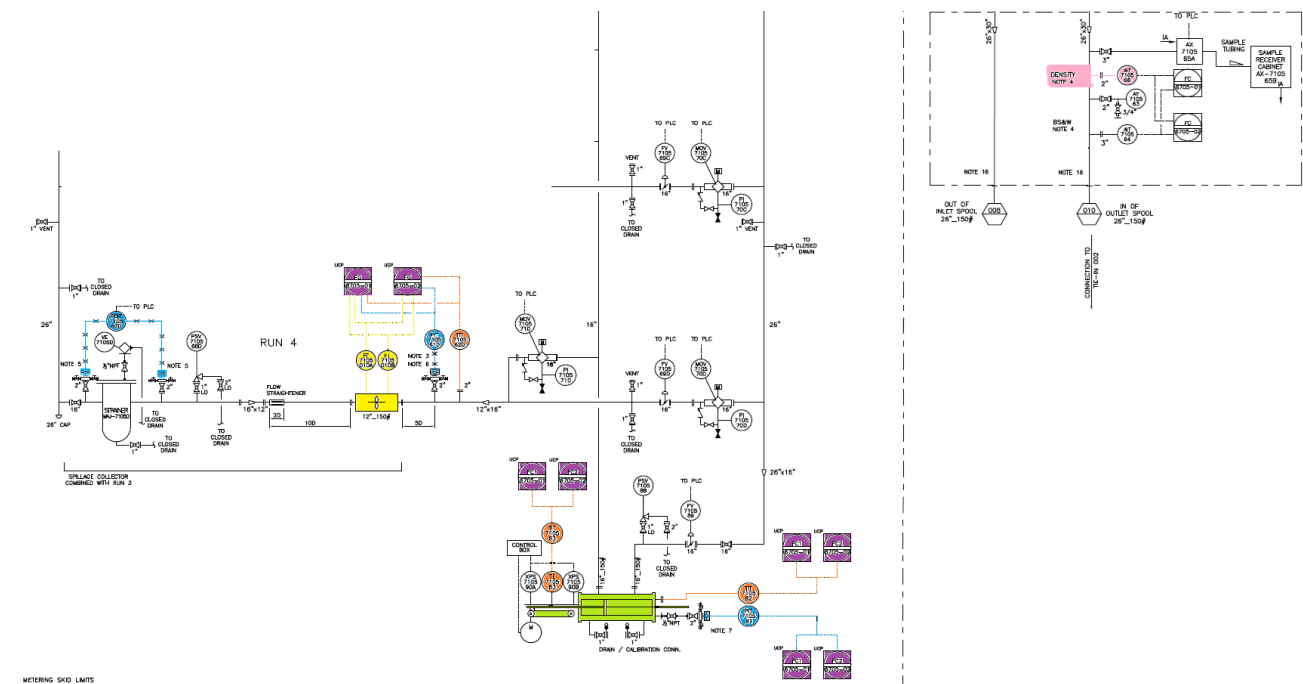
O sistema de medição de transferência de custódia da FPSO Cidade de Mangaratiba apresenta grande semelhança ao sistema de medição fiscal, conforme observado nos respectivos P&ID (Planta 3) analisados. Ambos os sistemas compartilham a mesma arquitetura metrológica básica, composta por instrumentos de medição de vazão, densidade, temperatura e pressão, além dos computadores de vazão, responsáveis pela integração e compensação das variáveis do processo. Essa similaridade demonstra padronização e coerência técnica adotadas no projeto, assegurando rastreabilidade e confiabilidade dos dados obtidos em diferentes pontos de medição.

[illegible]

52

No entanto, algumas diferenças operacionais e construtivas se destacam entre os dois sistemas. No caso da estação de medição de transferência de custódia, nota-se que o diâmetro das tubulações, bem como o porte dos equipamentos e acessórios associados, é significativamente maior que o da estação de medição fiscal. Essa característica é fundamental para permitir o escoamento simultâneo de grandes volumes de petróleo, especialmente durante as operações de *offloading*, em que o produto é transferido do tanque de armazenamento da FPSO para o navio aliviador. O aumento da seção de passagem garante menor perda de carga e maior eficiência hidráulica, contribuindo para a agilidade operacional e segurança do processo.

Planta 4 - P&ID do Sistema de Medição Fiscal – FPSO CIDADE DE MANGARATIBA



A análise do P&ID (Planta 4) evidência que a da estação de medição de transferência de custódia mantém os princípios metrológicos do sistema fiscal, mas adaptados a um regime de operação de maior vazão. Observa-se a presença do provador de pequeno volume, empregado na calibração dos medidores de vazão tipo Turbina, transmissores de temperatura e pressão, que realizam compensação das variáveis de processo, do densímetro, utilizado para determinação contínua da

densidade do fluido, e dos computadores de vazão, responsáveis pela integração e correção normativa dos dados medidos.

Abaixo (Figura 13) podemos ver um sistema de medição de transferência de custódia de gás natural em uma refinaria.

Figura 13 - Sistema de medição de transferência de custódia de uma refinaria



Fonte: elaboração própria.

5.3 Incerteza e exatidão nos sistemas de medição

A incerteza de medição é um conceito fundamental na Metrologia, representando a faixa dentro da qual se espera que o valor verdadeiro de uma grandeza medida se encontre. Segundo o GUM e a ISO 5168, a incerteza combina todas as contribuições conhecidas e estimadas de fatores que podem afetar a medição incluindo instrumentação, procedimentos, condições operacionais e fatores ambientais. Em sistemas de medição fiscal, essa análise é essencial devido aos resultados de medições terem implicações legais, tributárias e contratuais.

No contexto brasileiro, a Resolução ANP/INMETRO n° 1/2013, no item 5.4.6, estabelece que os cálculos de incerteza devem ser atualizados sempre que houver

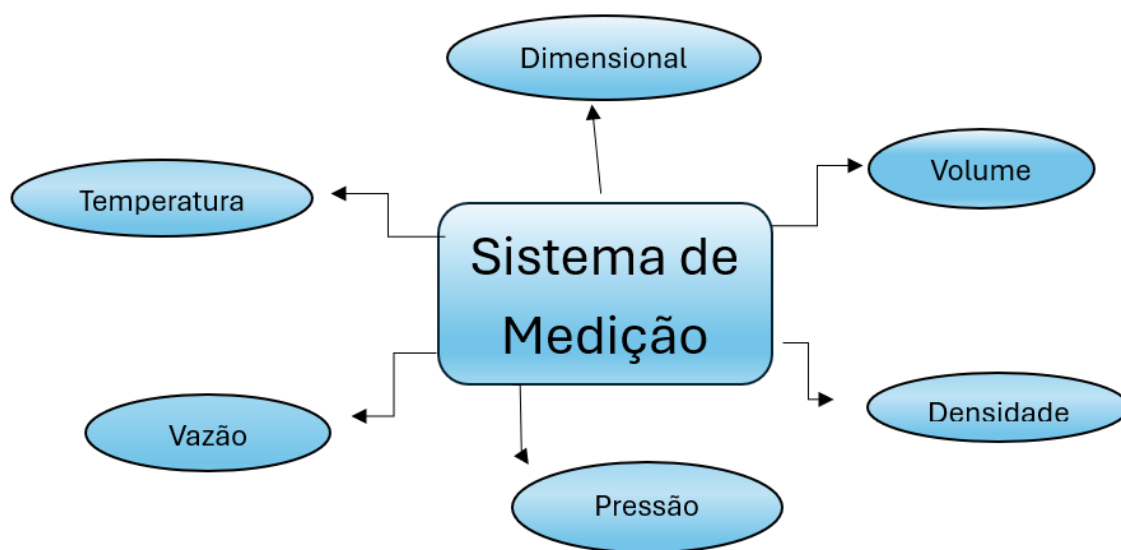
calibração de instrumentos ou mudança nas condições operacionais do sistema de medição. Isso garante que os valores de medição permaneçam confiáveis ao longo do tempo.

A exatidão da medição, por sua vez, está diretamente ligada à capacidade do sistema de fornecer resultados próximos ao valor verdadeiro da grandeza medida, minimizando riscos de divergências comerciais e litígios, assim, garantindo que a quantidade de petróleo ou gás declaradas correspondam efetivamente ao volume entregue ou comercializado. Pequenas variações podem ter impactos financeiros significativos. Por exemplo, uma diferença de apenas 0,1% de petróleo por dia, representa 100 barris por dia no caso da FPSO Cidade de Mangaratiba, o que financeiramente falando, são expressivos valores quando acumulados ao longo do tempo.

6 IMPACTO DA METROLOGIA NA ECONOMIA E SEGURANÇA DE PROCESSO

A Metrologia está intrinsicamente relacionada a todos os aspectos nos sistemas de medições, sendo fundamental para a obtenção de dados confiáveis e rastreáveis. Conforme o diagrama abaixo (Figura 14) os sistemas de medição tanto fiscal quanto na transferência de custódia abrangem grandezas física, como dimensiona, volume, densidade, pressão, vazão e temperatura, cada uma exigindo procedimentos, instrumentos e normas específicas. Essa multiplicidade evidencia o caráter multidisciplinar da Metrologia, que envolve desde o desenvolvimento e métodos de calibração até a padronização de processo, garantindo a qualidade e a comparabilidade os resultados obtidos em diferentes contextos da indústria.

Figura 14 - Sistema de medição



Fonte: elaboração própria.

Além da sua relevância técnica, a Metrologia exerce papel estratégico na economia e segurança de processo, ao possibilitar a redução de perdas e de retrabalhos operacionais, o aumento da competitividade, a prevenção de acidentes, a garantia da confiabilidade operacional e o cumprimento de normas e regulamentos. Esses fatores exercem influência direta sobre a sustentabilidade econômica e a

eficiência operacional das organizações, evidenciando que a gestão metrológica não se limita a aspectos técnicos, mas também envolvem dimensões econômicas e legais.

De acordo com o Art. 2º da Resolução Conjunto ANP/INMETRO nº1/2013, o não cumprimento das disposições contidas na referida norma sujeita o infrator às penalidades previstas em Lei:

Conforme a resolução, a ANP possui a atribuição legal de acompanhar e fiscalizar as atividades da indústria e do petróleo e gás natural. Art.º2 Estabelecer que o não cumprimento das disposições contidas na presente resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº9847 de 26 de outubro de 1999, e em legislação complementar (ANP, 2014, p 01).

Neste contexto, um exemplo representativo do impacto de falhas metrológicas ocorreu FPSO na Cidade de Angra dos Reis, na Bacia de Santos. A ANP aplicou à Petrobras uma multa no valor de aproximadamente R\$ 5,6 milhões em decorrência de irregularidades constatadas durante a inspeção no sistema de medição. Embora a empresa tenha recorrido da decisão, o recurso foi negado (O Globo, 2014).

Posteriormente, no mesmo mês, a Petrobras foi novamente multada pela ANP, desta vez no valor de R\$ 7 milhões, em função da detecção de não conformidades nos sistemas de medição de gás natural da Plataforma Cherne também sob sua operação. O caso, divulgado pelo Jornal O Globo (2014), reforça a importância do controle metrológico rigoroso e do cumprimento das normas e regulamentos técnicos como elementos essenciais para garantir a confiabilidade e a integridade das medições no setor de petróleo e gás.

6.1 Estudo de Caso

Os exemplos a seguir permitem compreender de forma quantitativa como falhas ou não conformidades em sistemas de medição podem resultar em multas de grande valor, bem como o impacto que erros e desvios metrológicos exercem sobre os resultados financeiros das operações.

No capítulo 9 do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás estabelece critérios detalhados para calibrações e inspeções dimensionais. Em especial, o item 9.4.5.5 determina que, se um medidor apresentar uma variação maior que 0,25% da última calibração é considerada uma falha presumida e este medidor deve entrar em manutenção imediata. Abaixo podemos entender melhor o item e os que são citados:

9.4.5.2. A calibração de um medidor em operação com um medidor padrão de trabalho consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar três testes sucessivos, nos quais a diferença máxima entre os fatores do medidor calculados não seja maior que 0,05% quando se tratar de medição fiscal ou transferência de custódia e 0,4% em caso de medição de apropriação. O fator do medidor deve ser calculado com base na média aritmética dos três testes.

9.4.5.3. A calibração de um medidor em operação com um tanque de calibração consiste na realização e registro de resultados de testes, até registrar dois testes sucessivos com uma diferença não superior a 0,05% do volume do tanque de calibração quando se tratar de medição fiscal ou transferência de custódia e 0,4% em caso de medição de apropriação. O fator do medidor deve ser calculado com base na média aritmética dos dois testes.

9.4.5.4. A calibração de um medidor em operação com um provador consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar cinco de seis testes sucessivos nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração calculados não seja maior que 0,05% quando se tratar de medição fiscal ou transferência de custódia e 0,4% em caso de medição de apropriação. O fator do medidor é calculado com base na média aritmética dos cinco testes.

9.4.5.5. Deve ser considerada uma falha presumida do medidor fiscal ou de transferência de custódia quando a variação do fator do medidor, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 0,25% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator do medidor, conforme os subitens 9.4.5.2, 9.4.5.3 e 9.4.5.4 deste Regulamento. Neste caso, o medidor em operação deve ser submetido à manutenção.

Esse limite é essencial para assegurar que os sistemas de medição se mantenham dentro das tolerâncias metrológicas aceitáveis garantindo confiabilidade dos resultados fiscais e de transferência de custódia.

6.1.1. FPSO Cidade de Mangaratiba

Figura 15 - FPSO CIDADE DE MANGARATIBA



Fonte: Disponível em: <https://www.modec.com/projects/fpso-cidade-de-mangaratiba-mv24>. Acesso em: 21/10/2025.

A FPSO Cidade de Mangaratiba (Figura 15) está localizada na bacia de Santos e opera desde outubro de 2014. Esta unidade tem capacidade máxima de 150.000 barris de óleo por dia (bbl/dia) e aproximadamente 8 milhões de m³ de gás por dia (m³/dia) (Modec, 2014). Considerando que a unidade mantenha sua operação em sua capacidade nominal, torna-se relevante avaliar o impacto econômico que erros de medição podem representar ao longo de um contrato de 20 anos de produção.

As tabelas 3 e 4 apresentam o erro de volume de petróleo e gás natural, respectivamente, calculado para diferentes períodos. Observa-se que, mesmo com variações aparentemente pequenas, como o erro de 0,1% resultam em perdas acumuladas significativas ao longo do tempo. No caso do petróleo, um erro de 0,1% corresponde aproximadamente 1.950.000 barris em 20 anos, enquanto para gás natural o mesmo percentual implica em 58.400.000 m³ de volume contabilizado a mais ou a menos.

Tabela 3 - Erro do volume de Petróleo (Barril). - FPSO Cidade de Mangaratiba**Erro do volume de Petróleo (Barril). - FPSO Cidade de Mangaratiba**

Erro de Medição (%)	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	20 anos de operação
0,1	150,00	1.050,00	4.500,00	54.750,00	1.095.000,00
0,2	300,00	2.100,00	9.000,00	109.500,00	2.190.000,00
0,25	375,00	2.625,00	11.250,00	136.875,00	2.737.500,00
0,3	450,00	3.150,00	13.500,00	164.250,00	3.285.000,00
0,4	600,00	4.200,00	18.000,00	219.000,00	4.380.000,00
0,5	750,00	5.250,00	22.500,00	273.750,00	5.475.000,00

Fonte: elaboração própria.

Tabela 4 - Erro do volume de Gás natural (m³) - FPSO Cidade de Mangaratiba**Erro do volume de Gás natural (m³) - FPSO Cidade de Mangaratiba**

Erro de Medição (%)	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	20 anos de operação
0,1	8.000,00	56.000,00	240.000,00	2.920.000,00	58.400.000,00
0,2	16.000,00	112.000,00	480.000,00	5.840.000,00	116.800.000,00
0,25	20.000,00	140.000,00	600.000,00	7.300.000,00	146.000.000,00
0,3	24.000,00	168.000,00	720.000,00	8.760.000,00	175.200.000,00
0,4	32.000,00	224.000,00	960.000,00	1.1680.000,00	233.600.000,00
0,5	40.000,00	280.000,00	1.200.000,00	14.600.000,00	292.000.000,00

Fonte: elaboração própria.

Tabela 5 – Impacto financeiro de erros de medição (Barril) - FPSO Cidade de Mangaratiba**Impacto financeiro de erros de medição (Barril) - FPSO Cidade de Mangaratiba**

Erro de Medição (%)	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	20 anos de operação
0,1	R\$ 49.290,00	R\$ 345.030,00	R\$ 1.478.700,00	R\$ 17.990.850,00	R\$ 359.817.000,00
0,2	R\$ 98.580,00	R\$ 690.060,00	R\$ 2.957.400,00	R\$ 35.981.700,00	R\$ 719.634.000,00
0,25	R\$ 123.225,00	R\$ 862.575,00	R\$ 3.696.750,00	R\$ 44.977.125,00	R\$ 899.542.500,00
0,3	R\$ 147.870,00	R\$ 1.035.090,00	R\$ 4.436.100,00	R\$ 53.972.550,00	R\$ 1.079.451.000,00
0,4	R\$ 197.160,00	R\$ 1.380.120,00	R\$ 5.914.800,00	R\$ 71.963.400,00	R\$ 1.439.268.000,00
0,5	R\$ 246.450,00	R\$ 1.725.150,00	R\$ 7.393.500,00	R\$ 89.954.250,00	R\$ 1.799.085.000,00

Fonte: elaboração própria.

Tabela 6 – Impacto financeiro de erros de medição de Gás Natural (m³) - FPSO

Impacto financeiro de erros de medição de Gás Natural (m³) - FPSO Cidade de Mangaratiba

Erro de Medição	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	20 anos de operação
0,1	R\$ 22.400,00	R\$ 156.800,00	R\$ 672.000,00	R\$ 8.176.000,00	R\$ 163.520.000,00
0,2	R\$ 44.800,00	R\$ 313.600,00	R\$ 1.344.000,00	R\$ 16.352.000,00	R\$ 327.040.000,00
0,25	R\$ 56.000,00	R\$ 392.000,00	R\$ 1.680.000,00	R\$ 20.440.000,00	R\$ 408.800.000,00
0,3	R\$ 67.200,00	R\$ 470.400,00	R\$ 2.016.000,00	R\$ 24.528.000,00	R\$ 490.560.000,00
0,4	R\$ 89.600,00	R\$ 627.200,00	R\$ 2.688.000,00	R\$ 32.704.000,00	R\$ 654.080.000,00
0,5	R\$ 112.000,00	R\$ 784.000,00	R\$ 3.360.000,00	R\$ 40.880.000,00	R\$ 817.600.000,00

Fonte: elaboração própria.

Ao converter esses valores para a moeda corrente, utilizando a cotação atual de R\$ 328,60 por barril de petróleo e R\$ 2,80 por metro cúbico de gás natural conforme o site Petróleo Brent convertido para reais brasileiro, as Tabelas 5 e 6 demonstram o impacto monetário acumulado dos desvios de medição.

Embora para o menor erro considerado (0,1%), as perdas potenciais ao longo de duas décadas podem alcançar cerca de R\$ 359,8 milhões para o petróleo e R\$ 163,5 milhões para o gás natural. À medida que o erro aumenta, o impacto econômico cresce de forma proporcional significativa.

Por exemplo, um erro de 0,25 %, limite máximo permitido pelo regulamento técnico da ANP/INMETRO, já represente aproximadamente R\$ 899,5 milhões de impacto para o petróleo e R\$ 408,8 milhões para gás natural em 20 anos de operação. Em contrapartida, erros acima dos limites regulamentares conforme extrapolados nas tabelas entre 0,3 e 0,5%, equivalentes a 20%, 60% e 100% acima do limite permitido, podem ocasionar perdas de até R\$ 1,07 bilhão para o petróleo e R\$ 490,6 milhões para gás natural ao longo do mesmo período.

6.1.2. FPSO Almirante Tamandaré

A FPSO Almirante Tamandaré, localizada no campo de Búzios na Bacia de Santos, é atualmente a maior unidade de produção offshore do Brasil com capacidade de processamento até 225.000 barris de petróleo (bbl/dia) e 12 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia (m³/dia). A unidade iniciou as operações em fevereiro de 2025 e possui contrato de operação de 26,25 anos (Petrobras, 2025).

Figura 16 - FPSO Almirante Tamandaré



Fonte: Petrobras, 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br>. Acesso em 21/10/2025.

Em comparação à FPSO Cidade de Mangaratiba, a Almirante Tamandaré (Figura 16), apresenta capacidade produtiva 1,5 vezes superior, o que amplia os impactos financeiros de eventuais erros de medição. As tabelas 7 e 8, apresentam o erro do volume estimado para o petróleo e gás natural, considerando diferentes níveis de incerteza e períodos de acumulação.

Observa-se que, com 0,1% de erro de medição, resulta em aproximadamente 2,15 milhões de barris de petróleo e enquanto para gás o volume atingiria aproximadamente 11,4 milhões de m³ de gás natural em 26,25 anos.

Tabela 5 - Erro de Volume de Petróleo (Em barris - bbl)**Erro de Volume de Petróleo (Em barris - bbl)**

Erro de Medição (%)	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	26,25 anos de operação
0,1	225,00	1.575,00	6.750,00	82.125,00	2.155.781,25
0,2	450,00	3.150,00	13.500,00	164.250,00	4.311.562,50
0,25	562,50	3.937,50	16.875,00	205.312,50	5.389.453,13
0,3	675,00	4.725,00	20.250,00	246.375,00	6.467.343,75
0,4	900,00	6.300,00	27.000,00	328.500,00	8.623.125,00
0,5	1125,00	7.875,00	33.750,00	410.625,00	10.778.906,25

Fonte: elaboração própria.**Tabela 6 - Erro de Volume de Gás Natural (em Metros Cúbicos - m³)****Erro de Volume de Gás Natural (em Metros Cúbicos - m³)**

Erro de Medição (%)	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	26,25 anos de operação
0,1	12.000,00	84.000,00	360.000,00	4.380.000,00	114.975.000,00
0,2	24.000,00	168.000,00	720.000,00	8.760.000,00	229.950.000,00
0,25	30.000,00	210.000,00	900.000,00	10.950.000,00	287.437.500,00
0,3	36.000,00	252.000,00	1.080.000,00	13.140.000,00	344.925.000,00
0,4	48.000,00	336.000,00	1.440.000,00	17.520.000,00	459.900.000,00
0,5	60.000,00	420.000,00	1.800.000,00	21.900.000,00	574.875.000,00

Fonte: elaboração própria.

Nas tabelas 9 e 10, são apresentados os impactos monetários estimados. Nota-se que um erro de 0,1 % pode gerar perdas acumuladas da ordem de R\$ 708 milhões em petróleo e R\$ 321 milhões em gás natural ao logo do contrato. Quando o erro se aproxima do limite normativo de 0,25%, as perdas podem superar R\$ 1,7 bilhão para o petróleo e R\$ 804 milhões para o gás natural. Já em um cenário de 0,5%, o dobro do permitido, as perdas podem ultrapassar R\$ 3,5 bilhões na medição do petróleo e R\$ 1,7 bilhões em gás natural, totalizando montantes superiores a R\$ 5 bilhões em faturamento ou prejuízo potencial.

Tabela 9 – Impacto financeiro de erros de medição de Petróleo (em Reais - R\$)

Impacto financeiro de erros de medição de Petróleo (em Reais - R\$)

Erro de Medição (%)	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	26,25 anos de operação
0,1	R\$ 73.935,00	R\$ 517.545,00	R\$ 2.218.050,00	R\$ 26.986.275,00	R\$ 708.389.718,75
0,2	R\$ 147.870,00	R\$ 1.035.090,00	R\$ 4.436.100,00	R\$ 53.972.550,00	R\$ 1.416.779.437,50
0,25	R\$ 184.837,50	R\$ 1.293.862,50	R\$ 5.545.125,00	R\$ 67.465.687,50	R\$ 1.770.974.296,88
0,3	R\$ 221.805,00	R\$ 1.552.635,00	R\$ 6.654.150,00	R\$ 80.958.825,00	R\$ 2.125.169.156,25
0,4	R\$ 295.740,00	R\$ 2.070.180,00	R\$ 8.872.200,00	R\$ 107.945.100,00	R\$ 2.833.558.875,00
0,5	R\$ 369.675,00	R\$ 2.587.725,00	R\$ 11.090.250,00	R\$ 134.931.375,00	R\$ 3.541.948.593,75

Fonte: elaboração própria.

Tabela 7 - Impacto financeiro de erros de medição de Gás Natural (em Reais - R\$)

Impacto financeiro de erros de medição de Gás Natural (em Reais - R\$)

Erro de Medição	1 dia	7 dias	1 mês (30 dias)	1 ano (365 dias)	26,25 anos de operação
0,1	R\$ 33.600,00	R\$ 235.200,00	R\$ 1.008.000,00	R\$ 12.264.000,00	R\$ 321.930.000,00
0,2	R\$ 67.200,00	R\$ 470.400,00	R\$ 2.016.000,00	R\$ 24.528.000,00	R\$ 643.860.000,00
0,25	R\$ 84.000,00	R\$ 588.000,00	R\$ 2.520.000,00	R\$ 30.660.000,00	R\$ 804.825.000,00
0,3	R\$ 100.800,00	R\$ 705.600,00	R\$ 3.024.000,00	R\$ 36.792.000,00	R\$ 965.790.000,00
0,4	R\$ 134.400,00	R\$ 940.800,00	R\$ 4.032.000,00	R\$ 49.056.000,00	R\$ 1.287.720.000,00
0,5	R\$ 168.000,00	R\$ 1.176.000,00	R\$ 5.040.000,00	R\$ 61.320.000,00	R\$ 1.609.650.000,00

Fonte: elaboração própria.

Portanto, em unidades de alta produtividade e longa vida operacional, mesmo pequenos desvios percentuais podem resultar em impactos financeiros bilionários. Isso reforça a necessidade de uma gestão metrológica robusta, alinhada a normas internacionais e às exigências regulatórias da ANP.

7. DESAFIOS E PERSPECTIVAS FUTURAS

A Metrologia desempenha papel fundamental na garantia da qualidade e de confiabilidade dos processos industriais, sendo essencial para a competitividade e sustentabilidade das organizações. Atualmente, diversos avanços tecnológicos e metodológicos têm possibilitado a mitigação de desvios e melhoria contínua na medição de grandezas físicas. Entre as estratégias mais relevantes, destaca-se o sistema de gestão metrológica, que permite a padronização, o monitoramento e o controle dos instrumentos de medição, assegurando resultados confiáveis e rastreáveis.

A transição da utilização de planilhas e dos controles manuais para plataformas digitais e automatizada é característica central da Indústria 4.0. A integração de tecnologias avançadas, como Inteligência Artificial e *Big Data*, proporciona maior centralização das informações, precisão e integração dos processos de medição. Tais sistemas permitem previsão de manutenção ou calibração de instrumentos, minimizando falhas operacionais e custos associados. Além disso, a geração de relatórios detalhados e dashboards inteligentes por meio de indicadores-chave de desempenho (*KPIs*) fortalece o controle metrológico, tornando os processos mais transparente e auditáveis.

A evolução tecnológica também promove a redução de erros por meio de softwares especializados, de técnicas avançadas de medição e de práticas padronizadas que reduzem a incerteza e garantem a calibração adequada dos instrumentos. Além de orientar a escolha de instrumentos compatíveis com cada serviço. Máquinas de medir por coordenadas, monitoramento remoto de influências externas como vibração, possibilitam a realização de medições complexas com elevado grau de automação, facilitando a identificação de desvios e permitindo a adoção de ações preventivas e corretivas rápidas.

Apesar desses avanços tecnológicos, desafios permanecem. A resistência dos colaboradores à mudança cultural no contexto metrológico, a dificuldade de adaptação à digitalização e aos novos processos, e a necessidade de manter registros atualizados são obstáculos recorrentes. Esses desafios exigem a implementação de programas de capacitação, treinamento contínuo e incentivo à cultura da qualidade dentro das organizações.

Diversos softwares têm sido desenvolvidos e empregados para minimizar as falhas relacionadas a Metrologia, dentre eles, pode-se destacar o *Polyworks*, utilizado internacionalmente; o *Optimu*, empregado em laboratórios e indústrias, medição, calibração, otimização de periodicidades, cálculos de incertezas; e o C-SMART em que identifica, qualifica e elimina erros de medição de gás natural em tempo real, com monitoramento contínuo e análise diagnóstica, garantindo a otimização e precisão para os ativos.

No horizonte futuro, a Metrologia tende a evoluir em direção à integração total com sistemas inteligentes de produção, combinando tecnologias como sensores autônomos, análise preditiva e computação em nuvem para promover medições em tempo real, rastreabilidade contínua e maior confiabilidade dos dados. O desenvolvimento de padrões globais de digitalização metrológica permitirá a harmonização de processo, intercâmbio de informações e maior eficiência na cadeia produtiva.

Dessa forma, a perspectiva da Metrologia não se limita apenas à precisão, exatidão e confiabilidade das medições, mas também envolvem a transformação cultural e tecnológica das organizações, garantindo que a Metrologia continue sendo um diferencial estratégico para a indústria e sociedade.

8. CONCLUSÃO

O presente trabalho permitiu compreender de forma abrangente a importância da Metrologia aplicada aos sistemas de medição fiscal e transferência de custódia na indústria do petróleo e gás, evidenciando que a exatidão metrológica transcende a dimensão técnica, impactando diretamente em aspectos econômicos, regulatórios, ambientais e de segurança operacional. Ao longo da pesquisa, foi possível constatar que a confiabilidade dos dados de medição é elemento fundamental para garantir a transparência nas relações contratuais, especialmente nos processos de transferência de custódia, onde divergências mínimas podem representar vultuosos prejuízos financeiros e comprometer a integridade do processo produtivo.

A análise das normas e regulamentações, como as diretrizes da API, ISO, AGA, bem como os instrumentos legais, como a Resolução conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013, Decreto nº 2.705/1998 e Leis nº 12.276 e 12.351, demonstrou o esforço contínuo para padronizar e assegurar rastreabilidade metrológica nas medições de óleo e gás. Esse arcabouço normativo estabelece um elo essencial entre a precisão técnica e a governança regulatória, assegurando que a produção nacional se mantenha alinhada aos padrões internacionais de confiabilidade e qualidade.

Os estudos de caso das plataformas FPSO Cidade de Mangaratiba e FPSO Almirante Tamandaré exemplificaram, de forma prática, a magnitude dos impactos econômicos decorrentes de erros de medição. Mesmo pequenas variações percentuais no volume mensurado podem gerar diferenças financeiras expressivas ao longo do tempo de contratos de duas décadas, reforçando a relevância das calibrações periódicas, inspeções periódicas e aplicação rigorosa dos métodos previstos em normas técnicas. Além disso, evidenciou-se o papel estratégico da Metrologia na proteção dos interesses das operadoras, do Estado e da sociedade, ao garantir a justa compensação pelo recurso natural extraído.

Por fim, ao discutir os desafios futuros e perspectivas futuras, destacou-se a transição para sistemas digitais integrados, a inteligência artificial e a automação metrológica, característicos da Indústria 4.0. Tais avanços abrem caminho para medições mais exatas e precisas, com monitoramento contínuo e análise em tempo real, ampliando a eficiência e reduzindo a incerteza associada às operações. Contudo, esses progressos também impõem a necessidade de profissionais qualificados,

infraestrutura tecnológica robusta e políticas de atualização constante das normas técnicas.

Portanto, podemos concluir que a Metrologia é um pilar indispensável para o desenvolvimento sustentável e seguro do setor de óleo e gás. A Metrologia une ciência, tecnologia e responsabilidade social, assegurando que cada unidade medida reflita com exatidão o valor econômico e ambiental do recurso produzido. Assim, este estudo reforça que investir em gestão metrológica é investir em credibilidade, na eficiência e no futuro da engenharia brasileira.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR ISO 5167-1: Medição de vazão de fluidos por meio de dispositivos de pressão diferencial inseridos em tubulações cheias – Parte 1: Princípios gerais e requisitos. Rio de Janeiro: ABNT, 2003.

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR ISO 5167-2: Medição de vazão de fluidos por meio de dispositivos de pressão diferencial inseridos em tubulações cheias – Parte 2: Placas de orifício. Rio de Janeiro: ABNT, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS; INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013. Diário Oficial da União, Brasília, 12 jun. 2013.

AMERICAN GAS ASSOCIATION (AGA). Report No. 3: Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids. Part 1–4. Washington, DC: AGA, 2013.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.1 – General Considerations for Measurement by Meters. Washington, DC: API, 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.2 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters. Washington, DC: API, 2022.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.3 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters. Washington, DC: API, 2017.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.4 – Accessory Equipment for Liquid Meters. Washington, DC: API, 2022.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.5 – Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems. Washington, DC: API, 2015.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.6 – Measurement of Mass Flow of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters. Washington, DC: API, 2021.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 5.8 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters. Washington, DC: API, 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 11.1 – Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils. Washington, DC: API, 2019.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). API MPMS Chapter 14.3 – Concentric, Square-Edged Orifice Meters for Natural Gas Fluids. Washington, DC: API, 2013.

BAKER, R. C. Flow Measurement Handbook. Cambridge: Cambridge University Press, 2016.

BIPM (Bureau International des Poids et Mesures). The International System of Units (SI). 9. ed. Sèvres: BIPM, 2019. Disponível em: <https://www.bipm.org/en/publications/si-brochure>.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal, 1988.

BRASIL. Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998 – Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Diário Oficial da União, Brasília, 1998.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo. Diário Oficial da União, Brasília, 1997.

BRASIL. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 – Autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício de atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás. Diário Oficial da União, Brasília, 2010.

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 – Dispõe sobre a exploração e produção sob o regime de partilha de produção. Diário Oficial da União, Brasília, 2010.

DECRETO nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Regulamenta as participações governamentais devidas em razão da exploração e produção de petróleo e gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, 1998.

ENGINEERIUM. Metrologia Industrial: Técnicas Avançadas de Medição e Calibração. Enginerium, 24 fev. 2025. Disponível em:

<https://enginerium.com.br/Metrologia-industrial-tecnicas-avancadas-de-medicao-e-calibracao>. Acesso em: 08 out. 2025.

FILIFE, E. et al. Vocabulário Internacional de Metrologia – Conceitos fundamentais e gerais e termos associados (VIM 2012).

HONEYWELL ENRAF. Small Volume Prover Installation, Operation & Service Manual. Honeywell, 2012.

IBP. Panorama geral do setor de petróleo e gás: uma agenda para o futuro. 2024.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). Estrutura da Metrologia Científica e Industrial. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <http://www.INMETRO.gov.br/metcientifica/estrutura.asp>. Acesso em: 17 jul. 2025.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). Inspeção Dimensional de Sistemas de Medição de Vazão – Módulos I a IV. Rio de Janeiro: INMETRO, 2025.

ISO 91:2017. Produtos de petróleo e produtos relacionados – Fatores de correção de volume por temperatura e pressão (tabelas de medição de petróleo) e condições de referência padrão. Genebra: International Organization for Standardization, 2017.

ISO 10012:2003. Measurement Management Systems. Geneva: International Organization for Standardization, 2003.

ISO/IEC 17025:2017. General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories. Geneva: International Organization for Standardization, 2017.

ISO 5167-1:2022. Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices. Geneva: International Organization for Standardization, 2022.

ISO 5168:2005. Measurement of fluid flow – Estimation of the uncertainty of a flow-rate measurement. Geneva: International Organization for Standardization, 2005.

JCGM 100:2008. Guia para a Expressão da Incerteza de Medição (GUM). Brasília: INMETRO, 2012.

JCGM 200:2012. Vocabulário Internacional de Metrologia – Conceitos fundamentais e gerais e termos associados (VIM). 3. ed. Brasília: INMETRO, 2013.

LEIWEB. Resolução ANP nº 18 de 27/03/2014. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=268582>. Acesso em: 23 set. 2025.

LIMA FILHO, H. D. Requisitos metrológicos legais para medição fiscal aplicados a unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo. 2019.

LOPES, L. S. A cultura da medição em Portugal ao longo da história. Educação e Matemática, v. 84, p. 42-48, 2005.

MODEC. FPSO Cidade de Mangaratiba MV24 – Project Detail. Tóquio: MODEC Inc., [s.d.]. Disponível em: <https://www.modec.com/projects/fpso-cidade-de-mangaratiba-mv24>. Acesso em: 21/10/ 2025.

ORSAY, G. L. Avaliação da conformidade aplicada à transferência de custódia na indústria de petróleo e gás. 2025.

PETROBRAS. Plataforma Almirante Tamandaré. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/plataforma-almirante-tamandar%C3%A9-instalada-no-campo-de-b%C3%BAzios-bate-recorde-de-produ%C3%A7%C3%A3o-de-petr%C3%B3leo>. Acesso em 21/10/2025.

PETRÓLEO BRENT. Cotação do Petróleo. Disponível em: <https://pt.tradingeconomics.com/commodity/brent-crude-oil>



TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA PUBLICAÇÃO/DIVULGAÇÃO DE DOCUMENTO ELETRÔNICO NO CATÁLOGO DO SISTEMA DE BIBLIOTECAS DO CEFET/RJ E NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL

Na qualidade de titular dos direitos de autor da publicação abaixo citada, de acordo com a Lei nº 9610/98, autorizo, a partir da presente data, o CEFET/RJ, a disponibilizar gratuitamente, sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissões assinadas abaixo, no Catálogo Online do Sistema de Bibliotecas e no Repositório Institucional do Cefet/RJ, ou qualquer outro formato de disseminação da informação que a instituição implemente, no formato PDF, para fins de leitura, impressão e/ou download pela internet, a título de divulgação da produção científica gerada por esta Instituição.

1- Tipo de trabalho: ☒ Projeto Final (Graduação) ☐ Especialização
☐ Dissertação ☐ Tese

2- Identificação do trabalho/autor(es):

Curso: Engenharia Mecânica

Título: A IMPORTÂNCIA DA METROLOGIA NA MEDIÇÃO FISCAL E NA
TRANSFERÊNCIA DE CUSTÓDIA NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

Autor(es): Carolina Oliveira de Castro e Pamella Drielle Luna da Silva

Orientador: Prof. Dr. Luiz Roberto Oliveira da Silva

Co-orientador: _____

3- Informações de acesso ao trabalho:

Este trabalho é confidencial? ☐ Sim ☒ Não

Pode ser liberado para publicação? ☒ Total ☐ Parcial ☐ Não

Justifique: _____

Em caso de publicação parcial, assinale as permissões:

☐ Sumário

☐ Capítulos. Especifique: _____

☐ Bibliografia

☐ Outras partes do trabalho: _____

Rio de Janeiro, __07__ / __01__ / 2026__

gov.br
Documento assinado digitalmente
CAROLINA OLIVEIRA DE CASTRO
Data: 08/01/2026 08:32:45-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

gov.br
Documento assinado digitalmente
PAMELLA DRIELLE LUNA DA SILVA
Data: 08/01/2026 09:52:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do(s) autor(es)

gov.br
Documento assinado digitalmente
LUIZ ROBERTO OLIVEIRA DA SILVA
Data: 08/01/2026 09:10:51-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do orientador

Assinatura do co-orientador