

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA
FONSECA – CEFET/RJ**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

GUILHERME ARCHANJO BISPO

**ANÁLISE TÉCNICO-ESTRUTURAL DOS IMPACTOS DO SISTEMA
DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL NA LOGÍSTICA DE TRANSPORTE
DUTOVÁRIA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Rio de Janeiro
2022**

GUILHERME ARCHANJO BISPO

**ANÁLISE TÉCNICO-ESTRUTURAL DOS IMPACTOS DO SISTEMA
DE MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL NA LOGÍSTICA DE TRANSPORTE
DUTOVÁRIA**

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

Orientador: Prof. DSc. Laís Amaral Alves
Co-orientador: Prof. Esp. Alexandre Ali Guimarães

**Rio de Janeiro
2022**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

B622 Bispo, Guilherme Archanjo

Análise técnico-estrutural dos impactos do sistema de medição de gás natural na logística de transporte dutovária / Guilherme Archanjo Bispo. — 2022.

99f. : il.(algumas color). ; enc.

Projeto Final (Graduação) Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2022.

Bibliografia : f. 96-99

Orientadora: Laís Amaral Alves

Coorientador: Alexandre Ali Guimarães

1. Engenharia mecânica. 2. Gás natural. 3. Gás natural - Medida de segurança. 4. Gás natural – Distribuição. I. Alves, Laís Amaral. (Orient.) II. Guimarães, Alexandre Ali. (Coorient.). III. Título.

CDD 621

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

A conclusão desta obra é o reconhecimento de toda a árdua energia dispersada pela minha família.

AGRADECIMENTOS

Dedico esta obra àqueles que impulsionaram minha trajetória até sua conclusão.

Ao meu pai, meu maior exemplo em todas as instâncias. Todas as suas atitudes servem de motivação para meus passos. É um orgulho diário absorver seus ensinamentos.

A minha mãe, quem mais confiou em mim ao longo da vida. Esta é a nossa realização. Devo todos os meus valores a quem se dedicou incansavelmente na minha evolução.

A minha irmã, o presente e o futuro dessa Instituição. A mulher que une a sensatez com a genialidade. Obrigado por absorver tantos ideais e aprimorá-los de forma singular.

Vó, dentre todas as suas virtudes, escolho agradecer o seu suporte emocional e por ser tão forte. Vô, após longos 53 anos, essa é a minha vez de terminar minha história nessa renomada Instituição. Incluo seu fundamental exemplo ao longo dessa jornada.

Aos meus importantes amigos de faculdade, que além de me acompanharem diariamente, me incentivaram a ser extremamente focado nos desafios que a academia nos propõe.

Aos meus orientadores por confiarem nas minhas ideias, pelos frequentes conselhos e direcionamentos.

A todo Cefet/RJ pela estrutura, aulas memoráveis e todos os ensinamentos vividos. Acima de qualquer expectativa, realizo um sonho ao fazer parte dessa história, que me moldou engenheiro e ser humano.

Aos meus mentores da NTS que me ensinaram o que é fazer parte da família de dutos.

E a todos que me suportaram das mais diversas formas, são incontáveis os direcionamentos positivos.

Nossas virtudes e nossos defeitos são inseparáveis, assim como a força e a matéria. Quando se separam, o homem deixa de existir. (TESLA, Nikola, 1923)

RESUMO

A demanda por inovação e otimização de processos sempre foi uma constante na indústria. De forma contemporânea, cresce a necessidade energética mundial relacionada as denominadas energias sustentáveis. Para que novas ideias sejam viabilizadas, grandes projetos necessitam de adaptações a fim de respeitar regras ambientais e diminuir a emissão de poluentes. No cenário atual, a maior parte da energia produzida no mundo é proveniente de combustíveis fósseis, altamente contaminante e de escassez prevista. Tendo disso, há a necessidade de realização de uma transição da matriz energética mundial, através da exploração de fontes menos danosas e de poder energético competitivo. A partir deste parâmetro, o gás natural surge de forma destacada para ser o combustível de transição entre o que é visto atualmente e o que se planeja para uma década. Desta maneira, toda a cadeia de produção, distribuição e transporte deve se adaptar ao aumento das demandas, de forma a suprir as necessidades da indústria atual. Para que toda a engenharia do processo seja comprovada, deve haver uma alta confiabilidade nos volumes de gás movimentado. Este projeto foi focado nos sistemas de medição de vazão, no setor de transporte de gás natural por gasodutos. A pesquisa foi iniciada através da avaliação de propriedades físico-químicas que afetam diretamente o mecanismo de transporte, bem como suas definições bibliográficas. Em seguida, um *overview* de um típico ponto de entrega de gás natural será apresentado, com: sistema de filtragem, aquecimento, regulagem e redução de pressão, sistema de medição e entrega. Por fim, será apresentado um cálculo numérico de incerteza para um ponto de entrega de gás natural da região sudeste do país. Utilizando uma planilha automatizada através de *Visual Basic For Applications (VBA)*, do *software Microsoft Excel*, foi possível averiguar a conformidade do sistema de medição. Atendendo as premissas do Regulamento Técnico de Medição e de normas internacionais, este projeto contempla todo o processo de engenharia de medição para a atualidade.

Palavras-chave: gás natural, medição, programação, ponto de entrega

ABSTRACT

The demand for innovation and process optimization has always been a constant in the industry. In a contemporary way, the world's need for energy related to the so-called sustainable energies is growing. For new ideas to become feasible, large projects need adaptations in order to respect environmental rules and reduce the emission of pollutants. In the current scenario, most of the energy produced in the world comes from fossil fuels, highly contaminating and with predicted shortages. Having this in mind, there is a need for a transition in the world energy matrix, through the exploration of less harmful sources of competitive energy power. From this parameter, natural gas emerges prominently to be the transition fuel between what is seen today and what is planned for a decade. In this way, the entire production, distribution, and transportation chain must adapt to the increase in demand, in order to meet the needs of today's industry. For all the engineering of the process to be proven, there must be high reliability in the volumes of gas moved. This project focused on flow measurement systems in the pipeline transportation of natural gas. The research was started by evaluating physicochemical properties that directly affect the transport mechanism, as well as their literature definitions. Next, an overview of a typical natural gas delivery point will be presented, with: filtration system, heating, pressure regulation and reduction, measurement and delivery system. Finally, a numerical uncertainty calculation for a natural gas delivery point in the southeast region of the country will be presented. Using an automated spreadsheet through Visual Basic For Applications (VBA), of the Microsoft Excel software, it was possible to verify the conformity of the measurement system. Attending to the premises of the Technical Regulation of Measurement and international standards, this project contemplates the entire process of measurement engineering for today.

Keywords: natural gas, measurement, scheduling, delivery point

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - PROCESSO TÍPICO DE UMA UPGN	22
FIGURA 2 – A) DISTRIBUIÇÃO POR BOTIJÃO; B) DISTRIBUIÇÃO POR GASODUTOS	23
FIGURA 3 - MALHA BRASILEIRA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE.....	24
FIGURA 4 - REGIME LAMINAR E REGIME TURBULENTO.....	31
FIGURA 5 – GRÁFICO TÍPICO DE UMA DISTRIBUIÇÃO DE T STUDENT	35
FIGURA 6 - FLUXOGRAMA DE UM PONTO DE ENTREGA.....	40
FIGURA 7 – DIAGRAMA DE BLOCOS DE UM PONTO DE ENTREGA.....	40
FIGURA 8 - FLUXOGRAMA SISTEMA DE FILTRAGEM	41
FIGURA 9 - FILTRO CICLONE	42
FIGURA 10 - FILTROS CARTUCHOS.....	42
FIGURA 11 - FLUXOGRAMA SISTEMA DE AQUECIMENTO	43
FIGURA 12 - AQUECEDORES EM REDUNDÂNCIA.....	44
FIGURA 13 - FLUXOGRAMA SISTEMA DE CONTROLE DE PRESSÃO	45
FIGURA 14 - SISTEMA DE CONTROLE DE PRESSÃO.....	46
FIGURA 15 - FLUXOGRAMA SISTEMA DE MEDIÇÃO	47
FIGURA 16 - SKID DE MEDIÇÃO COM 2 MEDIDORES EM PARALELO	48
FIGURA 17 - TRAMOS DE MEDIÇÃO EQUIPADOS COM PLACA DE ORIFÍCIO	49
FIGURA 18 – PERFIL DE ESCOAMENTO AO PASSAR POR UMA PLACA DE ORIFÍCIO	51
FIGURA 19 - CONFIGURAÇÕES DE PLACAS DE ORIFÍCIO	52
FIGURA 20 - PLACA DE ORIFÍCIO INSTALADA ENTRE FLANGES	53
FIGURA 21 - PLACA DE ORIFÍCIO INSTALADA COM PORTA PLACAS	53
FIGURA 22 - ACOPLAMENTO INTERNO MEDIDOR TURBINA	55
FIGURA 23 - MEDIDOR TURBINA EM OPERAÇÃO.....	55
FIGURA 24 - PEÇAS INTERNAS DE UM MEDIDOR TURBINA.....	56
FIGURA 25 - SISTEMA DE FUNCIONAMENTO DO TOTALIZADOR	56
FIGURA 26 - MEDIDOR ROTATIVO EM OPERAÇÃO.....	57
FIGURA 27 - FUNCIONAMENTO BÁSICO DE UM MEDIDOR ULTRASSÔNICO.....	59
FIGURA 28 - REINSTALAÇÃO DE MEDIDOR ULTRASSÔNICO 24”	60
FIGURA 29 - EXEMPLO DE AUTORIZAÇÃO DE OPERAÇÃO.....	62
FIGURA 30 – CERTIFICADO DE INSPEÇÃO DE PLACA DE ORIFÍCIO.....	67
FIGURA 31 - CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO TRANSMISSOR DE TEMPERATURA.....	70
FIGURA 32 – CERTIFICADO DE INSPEÇÃO DO TRECHO RETO	71
FIGURA 33 - CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO TRANSMISSOR DE PRESSÃO	78
FIGURA 34 – INCERTEZA EXPANDIDA DO FATOR DE COMPRESSIBILIDADE	80
FIGURA 35 - CERTIFICADO DE INSPEÇÃO DO TRECHO RETO	84
FIGURA 36 - CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO DO DIFERENCIAL DE PRESSÃO	87

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – COMPARATIVO DE CUSTOS DE MODAIS	26
TABELA 2 – NÚMERO DE REYNOLDS ASSOCIADO AO REGIME DE FLUXO	31
TABELA 3 - ESTIMATIVA PARA COEFICIENTE DE SENSIBILIDADE	66
TABELA 4 – COEFICIENTE LINEAR DE EXPANSÃO TÉRMICA.....	69
TABELA 5 – RESUMO DE INFLUÊNCIA DA MASSA MOLAR	81

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 JUSTIFICATIVA	15
1.2 OBJETIVO GERAL	16
1.3 OBJETIVO ESPECÍFICO.....	16
1.4 METODOLOGIA	17
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 O GÁS NATURAL	19
2.1.1 Exploração	20
2.1.2 Produção	21
2.1.3 Processamento	21
2.1.4 Transporte	22
2.1.5 Distribuição	23
2.2 O TRANSPORTE POR GASODUTOS	23
2.3 O CONCEITO DE VAZÃO	26
2.3.1 Massa específica (ρ) e Densidade (γ).....	27
2.3.2 Viscosidade dinâmica (μ) e viscosidade cinemática (ν)	28
2.3.3 Fator compressibilidade (Z)	28
2.3.4 Poder Calorífico Superior (PCS)	29
2.3.5 Número de Reynolds da tubulação (ReD)	30
2.4 INCERTEZA DA MEDIÇÃO	32
2.4.1 Incerteza padrão	33
2.4.2 Incerteza padrão combinada	33
2.4.3 Incerteza expandida.....	35
2.5 PREMISSAS PARA MEDIÇÃO DE VAZÃO.....	36
2.5.1 Tecnologias de medição	37
2.5.2 Classe de exatidão	37
3 INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE	39
3.1 SISTEMA DE ENTREGA	39
3.1.1 Sistema de filtragem	40
3.1.2 Sistema de aquecimento	43
3.1.3 Sistema de redução de pressão	45
3.1.4 Sistema de medição	46
3.2 O SISTEMA DE MEDIÇÃO DE VAZÃO.....	49
3.2.1 Medidores primários	50
3.2.1.1 Medidores Deprimogênios	51
3.2.1.2 Medidores de deslocamento positivo	54

3.2.1.3 Medidores ultrassônicos	58
4 ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO.....	61
4.1 ANÁLISE DO SISTEMA DE MEDIÇÃO	61
4.2 AVALIAÇÃO DO PONTO DE ENTREGA	62
4.3 PREMISSAS DE VAZÃO E INCERTEZA	63
4.4 CÁLCULO DA VAZÃO MÁSSICA.....	88
4.5 CÁLCULO DA VAZÃO VOLUMÉTRICA	89
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	94
REFERÊNCIAS.....	96

1 INTRODUÇÃO

Grandes avanços tecnológicos demandam adaptações da indústria no quesito de geração de energia, conforme visto nas grandes Revoluções Industriais. O mundo atual depende, para seu funcionamento, do abastecimento de vetores energéticos modernos que são os combustíveis fósseis (ENGEVISTA, 2007). Estes, os quais possuem grande poder calorífico e já estão inseridos nas tecnologias de ponta, não são renováveis e dispõem de reservas limitadas.

Brown-Humes (2007) indica que, apesar da mudança climática poder ser uma força se movendo lentamente os preços dos ativos mudarão acentuadamente, quando novas evidências chegarem ao mercado ou políticas forem mudadas.

Segundo o *BP Statistical Review of World Energy 2020*, elaborado por uma Empresa de Pesquisa e Produção, ligada ao setor de Óleo & Gás, em um cenário mundial, aproximadamente 57% da energia gerada é provida pelo petróleo e o carvão. Desta maneira, se presume que, para o funcionamento das indústrias ao longo do planeta, é necessário que a utilização desses recursos seja dada de forma otimizada.

Ainda de acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2020*, o carvão compõe uma participação expressiva na matriz energética mundial. O que para um cenário de transição energética, amplamente discutido no século 21, não é o caminho mais viável a se seguir. Visto que a transição energética urge pelo aumento da participação de fontes renováveis, da redução do uso do carvão e da utilização do gás natural como combustível de transição, por se tratar de um combustível fóssil menos poluente e inserido na realidade de produção.

Tendo em vista a realidade brasileira, o mesmo relatório aponta para uma matriz energética na qual os produtos do petróleo elencam aproximadamente 48% do total. Desses, o gás natural vem ganhando ainda mais relevância, visto que a escassez de chuva impossibilita a geração de energia por hidrelétricas, segunda fonte mais utilizada no país. Assim, para o funcionamento seguro e sem interrupções das indústrias do país, tem sido necessária a utilização em larga escala de termelétricas movidas a gás natural, para a geração de energia. De forma que em 2021, o Brasil aumentou em 121% as emissões de CO₂ por uso de termelétricas, segundo levantamento do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA).

Tais dados comprovam que para um país em desenvolvimento, como o Brasil, o cenário é similar ao que é visto ao redor do mundo. No qual a geração de energia, para a realidade atual, está relacionada a utilização de produtos do petróleo. Em decorrência da constante demanda de mercado acerca do uso de combustíveis de alto poder calorífico e a necessidade de adaptação a novas tecnologias menos poluentes, o gás natural tem se tornado uma realidade no país.

O primeiro passo para a difusão da utilização do gás natural, se deu em agosto de 1997, quando foi sancionada a lei Nº 9.478/1997 – Lei do Petróleo. Este foi um marco importante para todos os envolvidos na cadeia do petróleo, já que alterou drasticamente a produção. Antes monopolizado por uma estatal brasileira, o petróleo passou a ser explorado e comercializado por diferentes empresas multinacionais, alterando o modo de operação desenvolvido na década de 50.

Para o cenário atual, outro marco que visa alavancar ainda mais a utilização do gás natural é a chamada “Nova Lei do Gás”, lei Nº 14.134. Dentre os diversos itens sancionados em abril de 2021, um de grande relevância é a possibilidade de injeção do produto pela malha de gasodutos brasileira por produtores multinacionais. Posto isto, o mercado será expandido a mais clientes, não somente a produtora estatal brasileira, e espera-se uma possível difusão ainda maior da utilização do gás natural.

Em decorrência do ganho de relevância e o aumento do consumo de gás natural, as indústrias atreladas a exploração, produção e transporte desse setor, devem otimizar os processos. Dentre esses, o mercado necessita desenvolver técnicas que possibilitem o transporte seguro, desde a exploração até a entrega. Por se tratar de um segmento que fatura trilhões de dólares, pequenos equívocos podem comprometer em grande escala a produção ou a continuidade das atividades.

Por seguinte, os equipamentos e os sistemas relacionados a medição desse hidrocarboneto, necessitam de tecnologia de alto padrão. O projeto de uma estação de medição tem impactos globais numa malha de transportes em dutos. Com isso, o estudo de componentes, equipamentos e processos deve estar coerente com a localidade e o fluxo de escoamento desse fluido.

Para que a logística de transporte e faturamento seja cumprida, é necessário o projeto otimizado e adequado de uma estação de medição para o gás natural. Deve-se, então, garantir a confiabilidade dos dados medidos, aliada a menor incerteza de medição. Para que tais pilares sejam cumpridos, se torna necessário entender o

comportamento de escoamento do gás que está sendo transportado e as particularidades das tecnologias de medição.

Conforme o estudo técnico e matemático relacionado ao cálculo de incerteza de medição, será possível entender a viabilidade de utilização dessa medição por placa de orifício. Através do parecer técnico, poderão ser mensurados os impactos de uma estação de medição otimizada para a logística de transporte por gasodutos.

1.1 JUSTIFICATIVA

Tendo em vista a movimentação ininterrupta e confiável do transporte de gás natural, é de fundamental importância o estudo dos efeitos do sistema de medição numa malha de gasodutos. Dessa forma, é possível desenvolver parâmetros para uma estação de medição coerente com os requisitos técnicos e regulatórios, bem como diminuir critérios de incerteza de medição, que impactam demasiadamente no faturamento de um setor de grande porte.

Através de observações teóricas de cada tecnologia de medição, pode-se entender cada uma das particularidades e limitações. Desse modo, precisará ser considerada, de forma mais assertiva, os parâmetros dos quais serão mais bem enquadradas cada tecnologia de medição disponível na indústria de Óleo e Gás. Por fim, o impacto que o uso da medição por placa de orifício, tem nos critérios de incerteza de medição, através da utilização de uma ferramenta de cálculo matemático.

O mapeamento teórico precisará ser pautado, também, pelo atendimento normativo as quais essa indústria é coberta. Com isso, o Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013) e o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (ANP, 2011), principais ordenações que regem a medição de gás natural no Brasil, serão considerados. Bem como, normas internacionais que orientam os projetos ao redor do mundo.

Por se tratar de tecnologias que apresentam particularidades também na instalação nos *sítes*, é necessário um conjunto de observações de campo. Com essas, o projeto teórico será complementado e, então, incorporadas novas especificações para instalação dos equipamentos. Assim, o ciclo para instalação do projeto desenvolvido será coberto por decisões mais assertivas.

Levando em consideração a importância do gás natural para a continuidade industrial do país, é necessário considerar as premissas de logística que a entrega e o recebimento impõem. Aliado ao estudo tecnológico dos equipamentos de medição, tem de ser ponderadas as obrigatoriedades que um sistema de transporte está sujeito.

Com o conjunto de dados estudados, será possível obter uma análise completa de todos os impactos que o sistema de medição por placa de orifício tem numa malha de gasodutos. Por meio do estudo teórico, prático e experimental, os componentes determinantes para um sistema de medição confiável e preciso serão determinados.

1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo analisar a influência e os impactos relacionados a medição do volume transportado de gás natural numa malha de dutos. O estudo contemplará diversas variáveis encontradas na indústria, bem como possíveis soluções teóricas e matemáticas.

Através de estudos específicos relacionados a metrologia, será possível mensurar a qualidade da medição desenvolvida. Assim, das diversas tecnologias envolvidas, serão a base para a análise dos resultados.

Com o entendimento desses conceitos, a análise dos certificados de calibração servirá de norteador para a avaliação da qualidade do sistema de medição. A utilização de determinadas tecnologias de medição, implica na necessidade de adequação de toda malha, para que a conformidade quanto ao Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013) seja mantida.

1.3 OBJETIVO ESPECÍFICO

Tendo sido mapeadas as premissas técnicas, foi desenvolvida uma ferramenta matemática para o cálculo de incerteza de medição. Assim, foi possível mensurar o impacto no uso de uma medição por placa de orifício. Através da linguagem de programação *Visual Basic For Applications* (VBA), do software *Microsoft*

Excel, a ferramenta possibilita a expansão, através da automação, para diferentes *sites* de aplicação.

Em suma, foi possível determinar matematicamente a influência do sistema de medição na malha de transportes de gasodutos. Dessa forma, foi otimizada a tomada de decisão na escolha de equipamentos e avaliação de acordo com os critérios normativo.

1.4 METODOLOGIA

A organização deste Trabalho de Conclusão de Curso se caracteriza com um conjunto de conceitos teóricos, disponíveis na literatura, pressuposições práticas e desenvolvimento de ferramentas de cálculo para análise dos resultados, de modo que as etapas estejam interligadas e sejam capazes de complementar entre si o estudo.

Inicialmente, o trabalho é composto por uma revisão bibliográfica, na qual é aprofundada e organizada todo o embasamento teórico acerca da medição de gás natural. Com tais premissas compreendidas, torna-se necessário avaliar individualmente as tecnologias de medição, desenvolvendo características particulares e que podem alterar a qualidade e confiabilidade metrológica.

Como sequência, serão apresentados conceitos práticos intrínsecos aos instrumentos de metrologia, tais como a indicação de características a serem consideradas para a continuidade operacional e técnicas para suporte e movimentação dos equipamentos. Para que a noção teórica e prática seja consolidada, será necessário estar de acordo com todos os quesitos logísticos que o modal de transporte por dutos impõe.

Para o embasamento do estudo, serão utilizados portfólios de diferentes fabricantes, bem como o estudo realizado para desenvolvimento de cada medidor. Tais catálogos, incluem tabelas, gráficos e mapeamento dos diferentes parâmetros que alteram as condições do padrão de escoamento. Como pesquisa bibliográfica, será realizado um benchmarking através de diferentes transportadoras de gás natural ao redor do mundo, dessa maneira, a troca de experiências será de suma importância para a análise dos diversos comportamento dos medidores.

Assim, o trabalho será capaz de calcular os resultados metrológicos, através de ferramentas desenvolvidas, e poderá considerar o arranjo da operação de transporte.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

A fim garantir a melhor compreensão do estudo desenvolvido, este trabalho será dividido em 5 capítulos com objetivos específicos. Dessa forma, a organização será em: Introdução, Revisão Bibliográfica, Infraestrutura de Transporte, Análise e Desenvolvimento e Considerações Finais.

De forma inicial, a introdução apresenta a contextualização geral do mercado de gás natural. Pesquisas de indústrias ao redor do mundo, colaboram com a apresentação de um paralelo entre o que vem sendo aplicado no Brasil e como as ações ao redor do mundo podem afetar a indústria nacional. A apresentação de uma visão geral do cenário comercial e regulatório, será um pretexto para apresentação das características técnicas que um sistema de medição conforme exercer numa malha de gasodutos.

O capítulo dois apresenta um referencial teórico, sendo desenvolvidos assuntos aprendidos na faculdade, bem como, estudos semelhantes à proposta deste trabalho. Sendo assim, a relevância da proposta aqui desenvolvida é indicada através de dados estatísticos e o mapeamento da indústria de Óleo e Gás.

Na sequência, conceitos de mecânica dos fluidos serão explicitados para prática de um sistema de medição de gás natural. Este capítulo explicita conceitos dos mecanismos de máquinas de medição aplicados a um ponto de entrega de gás natural. O que permite consolidar os pontos chaves para análise da influência do sistema de medição numa malha de transporte.

O capítulo quatro apresenta a planilha desenvolvida para cálculo de incerteza de um sistema de medição equipado com placa de orifício. Tendo em vista o regulamento técnico a ser seguido, é notória a importância do cálculo da vazão de operação para o ponto de entrega estudado.

No capítulo cinco, os resultados da aplicação dessas serão apresentados.

A utilização desta, será um advento para o cálculo das vazões mínimas, máximas e de operação de cada sistema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O GÁS NATURAL

A discussão sobre as fontes com potencial para satisfazer as necessidades energéticas sempre traz à tona também as questões ambientais e impactos gerados na utilização. Visto a necessidade de reduzir os problemas associados à queima de combustíveis fósseis, o gás natural desponta em vantagem quando comparado ao petróleo e o carvão. Este é considerado o mais limpo e menos intensivo em carbono, assim surge a sua importância como combustível de transição, até que se desenvolvam alternativas tecnológicas de baixo impacto ambiental (VIEIRA et al., 2005).

O gás natural possui origem semelhante à do carvão e do óleo. É resultado do lento processo de decomposição de vegetais e animais em ambiente com pouco oxigênio e condições de elevadas temperatura e pressão (REIS et al., 2005). Este, é definido como sendo a parcela do petróleo que se encontra na fase gasosa ou em solução nas condições de reservatório e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas (PARO, 2005; SANTOS et al., 2007). É oriundo da combinação de hidrocarbonetos leves e gasosos, com preponderância das moléculas de metano (CH_4), principal componente para geração de energia, contendo também, em menores quantidades, os gases etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), entre outros (KOZERSKI & HESS, 2006; SANTOS et al., 2007). Porém, é importante ressaltar que a composição do gás natural varia conforme sua origem geológica (REIS et al., 2005).

A crescente utilização do gás natural pode ser associada diretamente às diversas possibilidades que esta fonte de energia proporciona. Tal fato, está associado à necessidade de processamento após a prospecção dos poços, através de plataformas (fixas, móveis, TLP) ou através de FPSO's (*Floating, Production and off loading*).

Seja na forma de gás natural (predominantemente metano (CH_4) e etano (C_2H_6), transportado através de gasodutos, ou através do gás liquefeito de Petróleo (GLP), predominantemente propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}), para o cenário

brasileiro, o gás é amplamente utilizado em residências, termelétricas (usinas movidas a gás natural) e veículos com o gás natural veicular (GNV).

Bem como outros combustíveis fósseis, como o petróleo, o gás natural não é utilizado em sua forma bruta, necessitando de etapas prévias de processamento. Seu processamento ocorre a partir de sua queima, pelo aproveitamento do conteúdo térmico dos gases de sua combustão, podendo ocorrer de forma direta (utilizando os gases de combustão como fluídos de transferência), ou de forma indireta (vapor d'água) (GOMES, 1996). No Brasil, seu processamento consiste em tornar a composição do GN de acordo com as especificações determinadas na portaria ANP 104/2002, para que o mesmo possa ser comercializado em todo o território nacional.

Para Praça (2003), em linhas gerais, a cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em cinco atividades interligadas. A primeira delas é a exploração, a segunda é a produção, a terceira atividade consiste no processamento, que ocorre em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), a quarta é a de transporte e a última atividade é a distribuição.

2.1.1 Exploração

Para o início da atividade de produção do gás natural, é notória a necessidade de reconhecimento de capacidade dos poços de exploração. Diante disso, a etapa inicial consiste no estudo geológico e de formações propícias para extração do petróleo e gás natural.

Baseando-se no estudo teórico de cada localidade, são feitas perfurações iniciais dos poços a serem explorados. Com a finalidade de comprovar na prática a quantidade de produto bruto para que o início da operação seja coerente. Tratando-se de gás natural, um estudo da qualidade, composição química, do gás natural deve ser feito, para que assim possa ser viável economicamente.

Para que o início do comissionamento seja realizado, todas as condições técnicas e econômicas devem ser viáveis. Ademais, os campos são mobilizados para a instalação de toda infraestrutura para a extração e o escoamento dos produtos.

2.1.2 Produção

A fase posterior, denominada de produção, é aquela à qual as acumulações de gás natural tiveram a viabilidade comercial comprovada, dando origem a um campo produtor. Esse ciclo pode ser realizado em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), sendo necessária também a separação do gás natural de fluidos em estado líquido.

Tendo toda infraestrutura para escoamento montada e instalada, o campo passa a produzir o gás natural para abastecer o mercado. Tal etapa é a mais longa de todo o ciclo útil do campo de exploração, podendo se estender por dezenas de anos.

Nas unidades de produção, uma porcentagem do gás é normalmente utilizada como “gás *lift*” para reduzir a densidade do petróleo, o que facilita sua extração. A parte majoritária é re-injetada nos poços com duas finalidades: a recuperação secundária, aumentando a pressão interna do reservatório, ou armazenamento em poços de gás não associado. Todo o outro montante é escoado para as unidades de processamento podendo ser consumido internamente na geração de eletricidade e vapor.

2.1.3 Processamento

Tendo em vista que o petróleo e o gás natural são explorados em sua forma bruta, são necessários processos de refino posterior, para que possam ser aproveitados com diversas finalidades.

Especificamente para o hidrocarboneto gasoso, o processamento do combustível ocorre em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), nas quais o produto é desidratado e fracionado, gerando três subprodutos: o gás natural processado, ou gás natural seco, formado a partir do metano (C1) e etano (C2); o GLP, originado do propano (C3) e do butano (C4) e a gasolina natural (C5+). Na figura 1 é especificada a estrutura clássica de uma UPGN, indicando o produto bruto inicial (Gás Natural Úmido) e os subprodutos gerados.

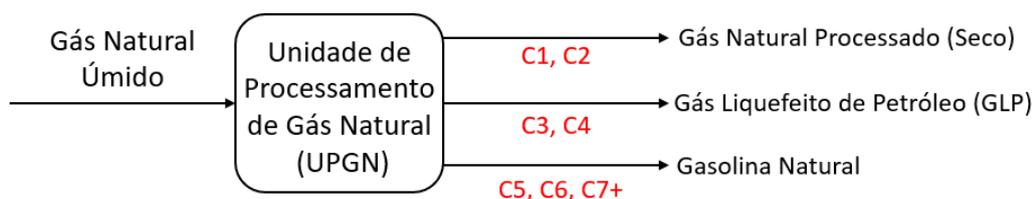


Figura 1 - Processo típico de uma UPGN
 Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

2.1.4 Transporte

Para que a expansão da utilização do gás natural seja possível, diferentes possibilidades de escoamento devem ser desenvolvidas. Para isso, a distribuição do fluxo de gás é efetuada de duas maneiras: o gás natural em seu estado líquido e no estado gasoso.

Ao redor do mundo, a forma comumente utilizada é realizada através de dutos. Para que isso ocorra, o gás natural deve estar em seu estado gasoso, sob controlada temperatura e alta pressão. Nessa cadeia de escoamento, que pode atravessar continentes, são necessárias diversas estações de compressão do gás, para minimizar a perda de carga decorrente da variação geológica. Além de estruturas para medição do recebimento e de entrega em pontos importantes para continuidade operacional.

Em contrapartida, grande parte dos campos produtores se encontram em locais remotos, não sendo possível o escoamento através de dutos. Assim, o gás natural em seu estado líquido, na forma de GNL (Gás Natural Liquefeito), surge como uma opção viável para a exploração. Para que este possa ser transportado por navios, caminhões e até mesmo trens criogênicos, é necessária a compressão do gás para diminuição do volume. Dessa forma, é condicionado a uma temperatura de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, sendo seu volume reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento (CBIE, 2003).

2.1.5 Distribuição

Assim como o transporte, a distribuição do gás natural produzido é uma atividade que demanda estudos conjuntos de engenharia e logística. Tratando-se da etapa final do processo, ao qual o produto chega ao consumidor final, como residências, centros empresariais e indústrias, esta atividade demanda atenção na forma que o gás natural irá chegar ao seu destino.

Para os grandes centros metropolitanos, o gás encanado é o modo mais comum de distribuição. Sendo acessivelmente entregue com um Poder Calorífico Superior (PCS) alto, este será capaz de suprir as necessidades de grande parte da população. Por outro viés, há localidades que o encanamento de gás ainda não é uma realidade, por motivos geológicos ou de investimentos.

Assim, gás liquefeito de petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha, surge com grande participação na indústria nacional. O Brasil representa um dos maiores mercados de GLP do mundo com uma comercialização anual estimada da ordem de 7.200.000 toneladas. Esta área da indústria de energia é responsável pela geração de 360.000 empregos diretos e indiretos, a figura 2 exemplifica as diferentes formas de transporte desses subprodutos.

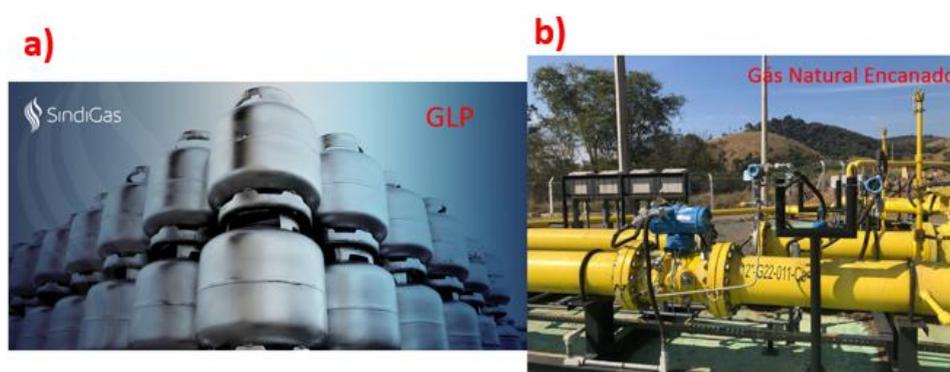


Figura 2 – a) Distribuição por botijão; b) Distribuição por gasodutos
Fonte: a) SindiGás (2012); b) Elaborado pelo autor (2021)

2.2 O TRANSPORTE POR GASODUTOS

A necessidade de transportar produtos combustíveis líquidos ou gasosos entre dois pontos gera a oportunidade da implantação de um projeto de dutos. Para

determinados volumes e distâncias, o transporte de produtos combustíveis por dutos, quando comparado com outros modais de transporte como rodoviário e ferroviário, geralmente se apresenta como alternativa econômica mais vantajosa, confiável e segura (RENNÓ; LEMGRUBER, 2009).

Até o ano de 2020, o Brasil possuía uma malha de dutos em operação, destinados ao transporte de gás natural, com extensão de 9.400 quilômetros (EPE, 2020). Apesar da importância do modal dutoviário, a malha de dutos do Brasil ainda é pequena em comparação a outros países, como os Estados Unidos. Em 2013, por exemplo, foram registrados em operação 98.026 quilômetros de dutos de petróleo e 102.244 quilômetros de derivados de petróleo (ASSOCIATION OF OIL PIPE LINES, 2016). A malha de gasodutos no Estados Unidos possui aproximadamente 482.803 quilômetros de dutos destinados ao transporte de gás natural (PIPELINE 101, 2016).

A análise da malha de gasodutos de transporte brasileira, conforme figura 3, indica a concentração às margens da costa, principalmente no sudeste do país. Tal fato se explica pela extensão de faixa concentrada na região mais industrializada, na qual a alta demanda por esse combustível fóssil, explica os grandes investimentos nesse ativo de transporte.



Figura 3 - Malha Brasileira de Gasodutos de Transporte
Fonte: EPE (2020)

Até 2020, a malha brasileira era composta por cinco empresas: NTS, TAG, TSB, TBG e GOM. A primeira, NTS - Nova Transportadora do Sudeste, é a empresa responsável pela movimentação de todo gás no sudeste do país, com aproximadamente 2 mil metros de extensão de malha. A TAG, Transportadora Associada de Gás tem sua extensão pelo norte e nordeste do país. A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil, é uma empresa de capital fechado e fica responsável principalmente pela ligação entre o gás brasileiro e o boliviano.

GasOcidente do Mato Grosso, mais conhecida como GOM, tem sua área de atuação no estado do Mato Grosso. A Transportadora Sulbrasileira, TSB, atua diretamente no transporte de gás natural no estado do Rio Grande do Sul.

Sob outra ótica, a concentração no litoral pode ser explicada por duas etapas de grande importância no contexto geral, recebimento e processamento. A alocação das UPGN'S em proximidade aos grandes campos produtores do país, Bacia de Campos e Bacia de Santos, e o recebimento do Gás Natural Liquefeito (GNL) oriundo do exterior.

De acordo com Sousa (2005), para haver uma utilidade no modal dutoviário, onde o custo não seja alto, é importante ter uma circulação ampla de combustíveis, isto é, quanto menos mercadorias em circulação maiores serão os custos. Para não haver altos custos no transporte dutoviário é necessário que o mercado brasileiro e o consumo de derivados de petróleo estejam estabilizados.

Uma característica importante é a economia de transmissão em larga escala. Quanto maior o mercado e maior o diâmetro do oleoduto menor serão os custos no transporte. A existência de rendimentos crescentes de escala é, portanto, característica do modal dutoviário. O comparativo da tabela 1 indica os principais parâmetros para a alocação de recursos durante o desenvolvimento e operação de projetos de transporte.

Tabela 1 – Comparativo de custos de modais

Modal	Custos Fixos	Custos Variáveis
Ferroviário	Alto (equipamentos, terminais, trilhos)	Baixo
Rodoviário	Baixo (estradas prontas e fornecidas pelo dinheiro público)	Médio
Hidroviário	Médio (navios e equipamentos)	Baixo
Dutoviário	Mais alto de todos (dutos, faixas de domínio, construção, estações de compressão e de regaseificação)	Mais baixo de todos
Aeroviário	Baixo (aeronaves e sistemas de manuseio e carga)	Alto (combustível, mão de obra, manutenção)

Fonte: Bowersox et al. (2014)

2.3 O CONCEITO DE VAZÃO

Entende-se por vazão a quantidade de líquido, gás ou vapor que passa por um ponto de referência por unidade de tempo. A vazão pode ser expressa em unidades de volume por tempo ou de massa por tempo. Existem, portanto, a vazão volumétrica e a vazão mássica. A primeira consiste no produto da velocidade do fluido pela área da seção transversal por onde o mesmo escoar. A segunda consiste no produto da vazão volumétrica pela densidade do fluido (DELMÉE, 2003).

Tendo em vista a compressibilidade do gás natural, é necessário entender as condições as quais este produto está sujeito durante o escoamento. Utilizando a equação de estado, para um escoamento compressível, a massa específica tende a variar significativamente e conseqüentemente, a pressão e a temperatura também variam de forma substancial.

Levando em consideração a complexibilidade de mensurar e calcular a vazão contínua de uma malha de gasodutos, se torna indispensável o estudo de conceitos que regem o escoamento do gás natural.

2.3.1 Massa específica (ρ) e Densidade (γ)

A massa específica (ρ) é a grandeza que mede concentração de massa em um determinado volume. Portanto, consiste na razão da massa de uma substância pelo volume que esta massa ocupa. No Sistema Internacional de Unidades (SI) a massa específica (ρ) é expressa em kg/m^3 (MARCHETTI JR., 2009). Abaixo, a equação 1 especifica a determinação da massa específica (ρ).

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1)$$

onde:

ρ é a massa específica (kg/m^3);

m é a massa (kg);

V é o volume (m^3);

A densidade (γ) é a razão entre massas específicas de uma substância e de outra tomada como referência, sendo assim, uma grandeza adimensional. Para gases geralmente é utilizada como referência a massa específica do ar a $21,1^\circ\text{C}$ e a 101.325 kPa de pressão (MARCHETTI JR., 2009). Usualmente, a relação é calculada entre a densidade absoluta do gás estudado e a densidade do ar seco com uma composição padronizada, nas condições de temperatura e pressão de referência, conforme equação 2.

$$\gamma = \frac{\rho_0}{\rho_w} \quad (2)$$

onde:

γ é a densidade;

ρ_0 é a massa específica de uma substância (kPa);

ρ_w é a massa específica de referência (kPa);

A temperatura influencia no volume do fluido e assim altera a massa específica dele. Portanto, é essencial saber as condições de referência que o determinado fluido está sendo medido para que as devidas correções em relação a esses desvios possam ser feitas.

2.3.2 Viscosidade dinâmica (μ) e viscosidade cinemática (ν)

Pode ser definida como a resistência de um fluido ao escoamento dentro de um duto qualquer. Quanto mais viscoso for um fluido mais energia precisará ser empregada para que ele possa escoar. Existem dois tipos de viscosidade mais usuais que são a viscosidade dinâmica (μ), na unidade de Pa/s (N.s/m²), e a viscosidade cinemática (ν).

A viscosidade dinâmica (μ), representa a razão entre a tensão de cisalhamento e o gradiente de velocidade, já a viscosidade cinemática (ν) representa a razão entre a viscosidade absoluta e a massa específica do fluido. Nos líquidos, de maneira geral, a viscosidade diminui com o aumento da temperatura (RIBEIRO, 2003).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (3)$$

2.3.3 Fator compressibilidade (Z)

Tratando-se de gases com diferentes composições, dependendo da localidade de exploração, é necessário medir a idealidade do gás estudado. Dessa forma, o fator de compressibilidade mede o grau de não idealidade dos gases reais. Ele foi introduzido na equação dos gases ideais de forma a efetuar uma correção na mesma, para poder-se aplicá-la aos gases reais. De forma vista na equação 4.

$$Z_{t_2, p_2} = 1 - \left(\frac{p_2}{p_0} \right) * \left[\sum_{j=1}^N x_j * s_j(t_2, p_0) \right]^2 \quad (4)$$

onde:

p_2 é a pressão local (kPa);

p_0 é a pressão de referência (101,325 kPa);

t_2 é a temperatura local (°C);

x_j é a fração molar do componente;

s_j é o fator de adição do componente.

2.3.4 Poder Calorífico Superior (PCS)

O Poder Calorífico Superior (PCS) é definido como a quantidade de energia liberada na forma de calor na combustão completa de uma quantidade específica de gás com o ar, a uma taxa de reação constante, pressão p_1 , e temperatura t_1 , e com todos os produtos da reação sendo considerados na temperatura inicial dos reagentes no estado gasoso, t_1 , exceto a água formada, que é condensada a temperatura t_1 . Deste modo no cálculo do PCS o calor latente de condensação do vapor d'água é computado (ULBIG e HOBURG, 2002).

$$PCS_m = \sum_{i=1}^N x_i * PCS_i \quad (5)$$

onde:

x_i é a fração volumétrica molar do componente i;

PCS_i é o poder calorífico superior do componente i.

A determinação do PCS do gás natural é um fator de extrema importância econômica no mercado de gás natural (ULBIG e HOBURG, 2002). Devido ao importante papel que possui, a determinação do PCS do gás natural deve ser realizada com o maior grau de confiabilidade possível (LOUBAR et al, 2007).

2.3.5 Número de Reynolds da tubulação (Re_D)

O número de Reynolds representa um parâmetro adimensional que permite determinar o regime de escoamento do fluido. É a razão entre as forças de inércia e as forças viscosas e pode ser calculado através da seguinte fórmula (MC DONALD, FOX, 2001). De forma que para uma tubulação o Número de Reynolds, pode ser calculado, com base na vazão mássica, na viscosidade do fluxo e no diâmetro da tubulação, através de:

$$Re_D = \frac{4 \cdot q_m}{\pi \cdot \mu \cdot D} \quad (6)$$

onde:

Re_D é o Número de Reynolds da tubulação;

q_m é a vazão mássica do escoamento (kg/s);

D é o diâmetro da tubulação (m);

μ é a viscosidade (kg/m.s).

O número de Reynolds indica qual tipo de força prevalece num determinado escoamento, entre as forças viscosas e de inércia, e a partir dessa informação é possível classificar o escoamento entre laminar, turbulento ou de transição.

Para o escoamento laminar, é possível visualizar uma estrutura de escoamento em lâminas ou camadas, sem mistura macroscópica das camadas adjacentes. Sendo o perfil de velocidade do escoamento parabólico e com velocidade no centro do tubo sendo o dobro da velocidade média.

O escoamento turbulento, se caracteriza por possuir partículas de fluido movimentando-se aleatoriamente e tridimensionalmente, em adição ao movimento médio das partículas de fluido (MC DONALD, FOX, 2001). Diferente do que ocorre no regime laminar, o qual o perfil de velocidade se encontra achatado e a velocidade no centro do tubo é cerca de 1,2 vezes a velocidade média.

A tabela 2, apresenta as faixas do número de Reynolds que caracterizam o perfil do escoamento (DELMÉE, 2003).

Tabela 2 – Número de Reynolds associado ao regime de fluxo

Número de Reynolds	Regime
Menor que 2000	Laminar
Entre 2000 e 4000	Transição
Maior que 4000	Turbulento

Fonte: Delmée (2003)

A figura 4 indica o comparativo gráfico de escoamento entre o regime laminar e o regime turbulento, bem como a representação do fluxo no interior de uma tubulação.

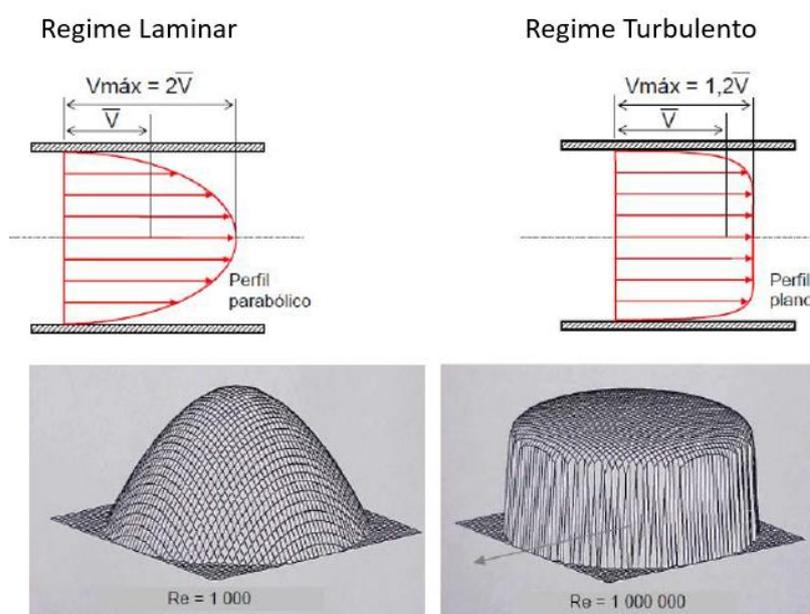


Figura 4 - Regime laminar e regime turbulento
 Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

2.4 INCERTEZA DA MEDIÇÃO

A metrologia pode ser definida como a ciência da medição (VIM, 2000). Em geral, uma medição tem imperfeições que dão origem a um erro no resultado da medição. Dessa forma, há a necessidade de garantir a entrega de valores de vazão confiáveis, através de um erro associado e de uma incerteza medida e indicada, garantindo a qualidade metrológica da operação.

Incerteza do resultado de uma medição reflete a falta de conhecimento exato do valor do mensurando. O resultado de uma medição, após correção dos efeitos sistemáticos reconhecidos, é ainda e tão somente uma estimativa do valor do mensurando oriunda da incerteza proveniente dos efeitos aleatórios e da correção imperfeita do resultado para efeitos sistemáticos. Segundo a ISO GUM 2008, existem muitas fontes possíveis de incerteza em uma medição, incluindo:

- Definição incompleta do mensurando;
- Realização imperfeita da definição do mensurando;
- Amostragem não representativa;
- Conhecimento inadequado dos efeitos das condições ambientais sobre a medição ou medição imperfeita das condições ambientais;
- Erro de tendência pessoal na leitura de instrumentos analógicos;
- Resolução finita do instrumento;
- Valores inexatos dos padrões de medição e materiais de referência;
- Valores inexatos de constantes e de outros parâmetros obtidos de fontes;
- Aproximações e suposições incorporadas ao método e procedimento de Medição;
- Variações nas observações repetidas do mensurando sob condições aparentemente idênticas.
-

2.4.1 Incerteza padrão

É a incerteza de medição expressa na forma de um desvio padrão (VIM, 2012). A estimativa do desvio-padrão, associado com cada estimativa de entrada x_i , é a característica básica para o cálculo da incerteza padrão e é indicada por $u(x_i)$. De forma que para uma grandeza de entrada x_i determinada por n observações repetidas e independentes, indica a incerteza-padrão $u(x_i)$ e é calculada de acordo com a equação abaixo:

$$u(x_i) = \frac{s}{\sqrt{n}} \quad (7)$$

onde:

s é o desvio padrão;

n é o número de observações.

De tal forma que:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_A)^2}{n}} \quad (8)$$

2.4.2 Incerteza padrão combinada

Esta é a incerteza padrão obtida ao se utilizarem incertezas padrão individuais associadas às grandezas de entrada num modelo de medição (VIM, 2012).

De acordo com a ISO GUM:2018, para determinação da incerteza padrão combinada (u_c), para grandezas de entrada não correlacionadas (ou independentes) a incerteza padrão combinada u_c da estimativa de uma grandeza é definida por:

$$u_c^2 = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) \quad (9)$$

Onde f é a função do modelo físico da medição de determinada grandeza, como por exemplo, a medição da área de um círculo:

$$A = f(r) = \pi r^2 \quad (10)$$

Já o termo $\frac{\partial f}{\partial x_i}$ é conhecido por coeficiente de sensibilidade, ou:

$$c_i = \frac{\partial f}{\partial x_i} \quad (11)$$

Quando as grandezas de entrada são correlacionadas, a expressão apropriada para a variância combinada (u_c) associada com o resultado de uma medição é:

$$u_c^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=0}^N \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) = \sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) \quad (12)$$

Onde, x_i e x_j são as estimativas de X_i e X_j e $u(x_i, x_j) = u(x_j, x_i)$ é a covariância estimada associada com x_i e x_j . O grau de correlação entre x_i e x_j é caracterizado pelo coeficiente de correlação estimado:

$$r(x_i, x_j) = \frac{u(x_i, x_j)}{u(x_i)u(x_j)} \quad (13)$$

Utilizando a equação 13 e a 11 na equação 12, tem-se a equação geral para incerteza padrão combinada:

$$u_c^2 = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N c_i c_j u(x_i) u(x_j) r(x_i, x_j) \quad (14)$$

2.4.3 Incerteza expandida

Para que seja adotado um resultado conservativo e que garanta a confiabilidade dos resultados obtidos de incerteza, é necessário incluir um fator de confiança ao cálculo da incerteza padrão. Assim, a incerteza expandida nas condições padrão, é definida por:

$$U(x_i) = u_c \cdot k \quad (15)$$

onde:

u_c é a incerteza padrão combinada (m^3/h);

k é o fator de abrangência segundo nível de confiança.

A determinação do fator de abrangência (k) está associada diretamente ao estudo de probabilidade de distribuição t, publicado por William Sealy. Neste, uma distribuição de amostras indica a probabilidade absoluta contínua, com base no número de graus de liberdade.

Os valores empíricos e previamente tabelados de distribuição, correlacionam o grau de confiabilidade de um estudo com base nos resultados de amostras. A figura 5, expõe um exemplo de uma distribuição conforme o esperado para uma distribuição t de Student.

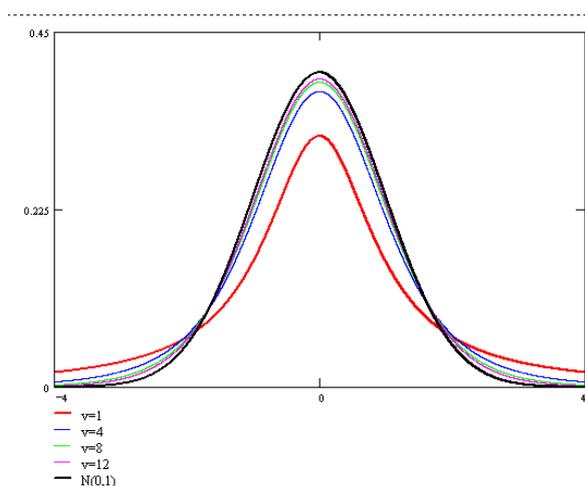


Figura 5 – Gráfico típico de uma distribuição de t Student
Fonte: Wikipédia (2022)

2.5 PREMISSAS PARA MEDIÇÃO DE VAZÃO

Para o pleno funcionamento e a padronização de todos os envolvidos no fluxo do setor de óleo e gás, foi-se estabelecido em 19 de junho de 2000, através da Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1, Regulamento Técnico de Medição. No decorrer dos anos, este documento passou por algumas revisões e foi publicada uma versão atualizada em 2013, vigente até a data de publicação do presente trabalho.

Com sua publicação, todos os *players* envolvidos no setor estão sujeitos as condições e requisitos para seus sistemas de medição, devendo seguir suas normas a fim de obter resultados que garantam confiabilidade na medição. A partir da data de sua publicação, a ANP em conjunto com o INMETRO estabeleceu que as empresas deveriam adequar e manter seus sistemas de medição de acordo com as normas da referida portaria.

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural se aplica a todos os sistemas de medição que são destinados à produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural. Todos os sistemas que medem, computam e mostram os volumes de petróleo e gás natural produzidos, processados, armazenados ou transportados e que são utilizados para medição fiscal da produção (terra e mar); medição da produção em testes de longa duração ou testes de poços; medição operacional para controle de produção, na entrada e saída de unidades de processamento de gás natural, movimentação no transporte, exportação e importação e medição para apropriação da produção devem seguir este regulamento. O Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013) abrange o projeto, a instalação, a operação, o teste e a manutenção das condições de funcionamento dos sistemas de medição.

Levando em consideração o foco do trabalho em itens inerentes ao transporte de gás natural e a rigidez presente no regulamento para medição em pontos de transferência de custódia, este trabalho baseará seus cálculos e desenvolvimento na medição desenvolvida nos chamados pontos de entrega de gás natural. Por definição, se baseia no ponto o qual a responsabilidade do gás natural é transferida do vendedor, ou contratado deste, para o comprador, de acordo com as disposições acertadas em contrato, este tipo de medição deve seguir os requisitos fiscais.

Baseado nos itens publicados no Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013), todos os sistemas de medição devem ser capazes de garantir a medição confiável e de acordo com as normas que regem o regulamento. Dessa forma, o presente trabalho será baseado nos limites estabelecidos e nos requisitos técnicos a serem seguidos para a conformidade das estações de medição e da continuidade operacional dos gasodutos de transporte.

Em seguida, serão indicadas duas premissas fundamentais a serem analisadas durante o aprofundado deste estudo.

2.5.1 Tecnologias de medição

Para a medição de gás natural, as tecnologias aplicadas nas estações de medição devem ter sua apresentação de modelo aprovadas pela ANP. Estes sistemas, devem utilizar placas de orifício, turbinas, rotativos ou medidores ultrassônicos. Demais tecnologias, não são comumente utilizadas e disseminadas no país, em decorrência dos critérios específicos dos fabricantes para o funcionamento correto de seus parâmetros. Os instrumentos aplicados precisam estar de acordo com as normas indicadas pelo Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013), contendo as condições de instalação, operação e calibração para cada ponto de medição de gás natural.

2.5.2 Classe de exatidão

Seguindo as normas estabelecidas pelo Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013) e as condições de instalação e operação dos fabricantes, os sistemas de medição instalados garantem a confiabilidade para a cadeia interligada.

Esta classe de exatidão dos sistemas é confirmada através da calibração e inspeção periódica dos instrumentos, levando em consideração a tecnologia utilizada e conforme requisitos técnicos. Cabe ao transportador garantir as condições de conformidade dos pontos de transferência de custódia, através de documentações de referência, de acordo com as calibrações realizadas em cada ponto.

Os sistemas de transferência de custódia, devem ser mantidos em atendimento a Autorização de Operação, concedida pela ANP, que estabelece as condições de contorno para cada ponto. Esta, indica as pressões máximas, mínimas e de operação, as quais o ponto deve ser capaz de medir. Além disso, constam as mesmas características para vazão, o que será um norteador para a escolha da tecnologia empregada.

De toda forma, o Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013) também busca garantir a qualidade da medição enviada pelo transportador. Conforme certificados de calibração e cálculo de incerteza, baseado na ISO GUM:2018, os sistemas de medição não podem ser instalados com contornos de incerteza maiores do que 1,5%.

3 INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

Para o pleno escoamento e desenvolvimento contínuo do fluxo de gás natural, são necessárias infraestruturas de apoio à operação. Em adição, o controle da operação de um gasoduto é uma tarefa bastante complexa. A diversidade de componentes intrínsecos, aliada às grandes distâncias envolvidas, impõe a necessidade de um monitoramento permanente das condições operacionais.

A infraestrutura dutoviária de transporte de gás natural é composta, além dos gasodutos em si, por instalações necessárias à segurança, proteção e operação do gasoduto, compreendendo, mas não se limitando, as seguintes: pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de interconexão, estações de compressão, dentre outras.

Dentro de toda complexidade relativa ao transporte de gás natural, este estudo focará nos sistemas de medição de gás natural. O chamado *skid* de medição está alocado, em sua maioria, nos pontos de entrega contidos na malha dutoviária. Assim, serão avaliadas todas as etapas do processo de medição deste hidrocarboneto gasoso.

3.1 SISTEMA DE ENTREGA

O sistema de transporte de gás natural é uma atividade complexa e que demanda esforços de múltiplas áreas de conhecimento. Na última etapa dessa malha não seria diferente, o ponto de entrega de gás natural tem como função condicionar e medir gás natural para a entrega de acordo com as pressões e temperaturas estabelecidas em contrato com o carregador.

Tipicamente, o fluxograma de um sistema de entrega é dividido nas etapas de: filtragem, aquecimento, controle e redução de pressão e a medição. Na figura 6, consta um exemplo no qual é indicado onde cada um desses sistemas é alocado.

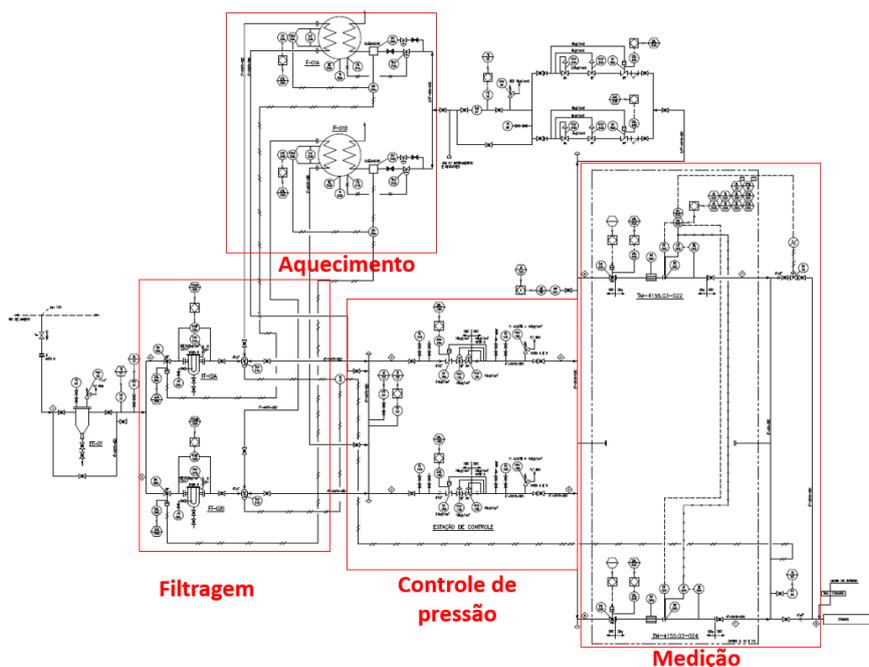


Figura 6 - Fluxograma de um ponto de entrega
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

O diagrama de blocos da figura 7 elucidada como o processo apresenta redundância em todas as etapas críticas. Tendo em vista a continuidade operacional, são comumente utilizados sistemas que podem receber 100% da carga do ponto em operação solo.

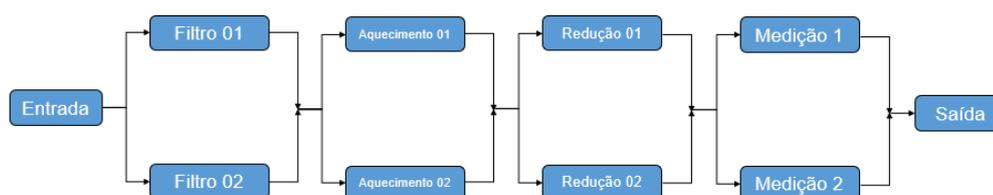


Figura 7 – Diagrama de Blocos de um Ponto de Entrega
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

3.1.1 Sistema de filtragem

O primeiro processo realizado durante a entrega do gás natural é a filtragem do material recebido. Este sistema tem como objetivo eliminar possíveis particulares sólidos e líquidos que podem eventualmente terem sido carregadas pelo gás, assim,

será possível garantir um gás limpo e seco, evitando danos aos equipamentos e, proporcionando uma queima isenta de partículas.

Esta primeira etapa consiste na passagem da corrente de gás natural pela válvula de bloqueio seguindo para o sistema de filtragem em 2 (dois) estágios, o primeiro é equipado com um filtro ciclone e o segundo com um filtro cartucho.

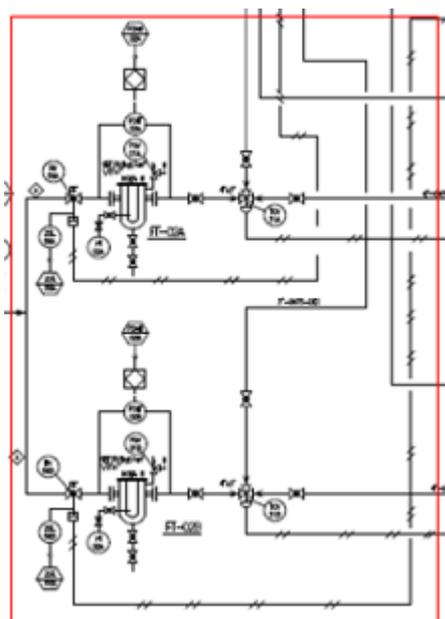


Figura 8 - Fluxograma Sistema de Filtragem
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A figura 9 indica a entrada do gás natural no filtro ciclone (1º estágio do sistema de filtragem), este filtro é dimensionado para 100% da vazão máxima do ponto de entrega, e possui a função de remover as partículas sólidas e líquidas com granulometrias superiores a 8 (oito) micras.



Figura 9 - Filtro Ciclone
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A figura 10 indica a entrada do gás natural nos filtros cartuchos (2º estágio do sistema de filtragem), estes filtros têm a função de retirar as impurezas de menor granulometria, abaixo de 8 (oito) micras.



Figura 10 - Filtros Cartuchos
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Cada ramal do 2º estágio é composto por:

- Uma válvula de bloqueio manual na entrada de cada ramal (HV);
- Um filtro cartucho (FT) dimensionado para 100% da vazão máxima do ponto de entrega;
- Um transmissor de pressão diferencial (PDIT) com elementos primários instalados a montante e a jusante do filtro cartucho, para alarme em caso de alta pressão diferencial;
- Uma válvula de bloqueio manual, ao final do tramo, para isolar o ramal.

3.1.2 Sistema de aquecimento

A segunda etapa dos processos realizados em um ponto de entrega é o aquecimento do gás natural, com o objetivo de controlar a temperatura do gás na entrega.

Em continuidade ao fluxo, após o módulo de filtragem, a corrente de gás natural segue para o módulo de aquecimento. O sistema de aquecimento usualmente possui 2 (dois) aquecedores operando simultaneamente. Cada tramo tem a capacidade de operar na vazão máxima de projeto do ponto de entrega e de fornecer 50% do calor requerido desta vazão, nas condições de projeto, evitando assim que o cliente tenha seu consumo limitado por falha operacional de um dos aquecedores.

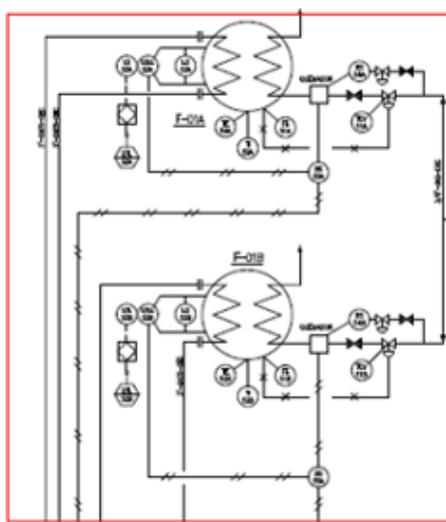


Figura 11 - Fluxograma Sistema de Aquecimento
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Como visto na figura 12, os aquecedores possuem grande participação física num ponto de entrega de gás natural. Sendo expressamente considerada suas dimensões no projeto inicial de um ponto de entrega.



Figura 12 - Aquecedores em redundância
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Para que a operação do ponto seja mantida em conformidade regulatória, são necessários sequenciais controles de temperatura e pressão. Dessa maneira, o gás é aquecido para uma temperatura maior que o usual, diminuindo efeitos da queda brusca de pressão que irá ocorrer no processo seguinte. Para que a temperatura de operação seja mantida, é necessário o fornecimento de uma quantidade maior de calor.

Tal fato está relacionado ao efeito físico Joule-Thomson. Tendo em vista a compressibilidade do gás, sua expansão leva a uma distância média entre as moléculas maior, o que leva a queda no número de colisões, produzindo uma absorção da energia potencial do gás. Então, o aumento dessa energia, implica diretamente na diminuição da energia cinética, portanto, uma diminuição da temperatura.

3.1.3 Sistema de redução de pressão

Posteriormente, o gás é transferido para o módulo de redução e controle de pressão. Este sistema é equipado com um conjunto de válvulas controladoras de pressão (PCV's monitoras).

Tendo em vista a necessidade de controle de pressão no ponto de entrega, é necessário manter em condições de operação todo o sistema que o alimenta. Dessa forma, quanto maior for a pressurização da linha tronco que o abastece, maior será a pressão de entrada no ponto de entrega, o que resulta em uma maior queda de temperatura durante a etapa de controle de pressão.

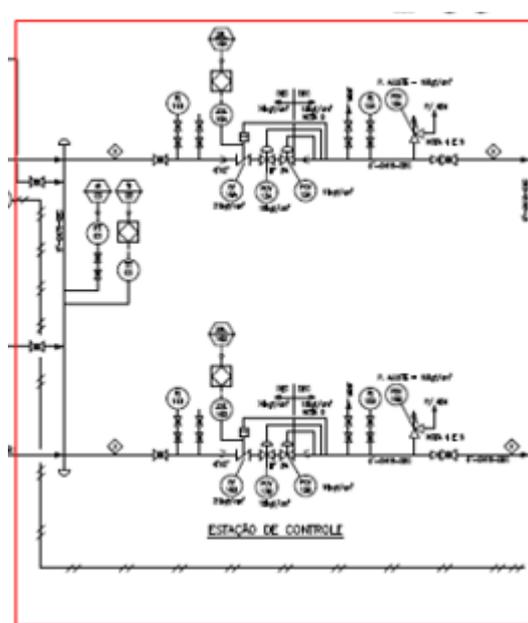


Figura 13 - Fluxograma Sistema de Controle de Pressão
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A figura 14 é um exemplo típico de uma estação de controle e redução, com dois tramos em paralelo e com funções redundantes.



Figura 14 - Sistema de Controle de Pressão
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

3.1.4 Sistema de medição

Por fim, o *skid* de Medição é a última etapa do processo de entrega do gás natural. Neste, um conjunto de equipamentos são responsáveis por garantir a qualidade metrológica dos dados de corrente.

Durante a fase de projeto do ponto de entrega, é necessário garantir a redundância de equipamentos e válvulas. Sendo assim, os pontos são construídos, salvo exceções, com pelo menos 2 (dois) tramos de medição, para garantia de um fluxo contínuo e ininterrupto de gás natural. Em determinados casos, o sistema pode ser desenvolvido com número maiores de tramos, para atender limitações espaciais ou de instrumentos.

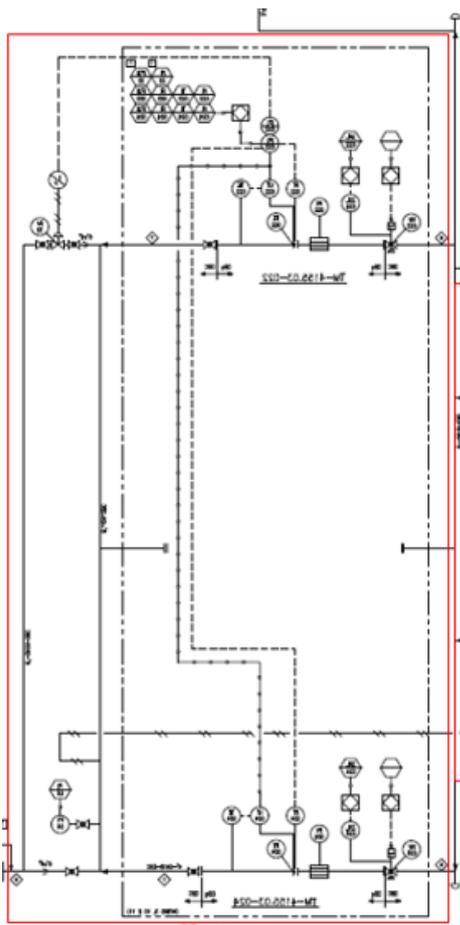


Figura 15 - Fluxograma Sistema de Medição
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Para os casos de *sites* com 2 (dois) tramos, cada um desses é capaz de operar em vazão máxima. Assim, em caso de falha ou necessidade de desativação de um dos pares, o outro seja capaz de transportar e medir a corrente de gás, conforme figura 16.



Figura 16 - Skid de medição com 2 medidores em paralelo
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Conjuntos com 3 (três) ou mais tramos também são utilizados na indústria, o que possibilita a operação em maior escala, além da garantia de uma redundância operacional maior. De forma predominante em refinarias e termoelétricas, a necessidade de entrega de volume é elevada, acarretando num projeto de construção de mais tramos com diâmetros de grande porte. Conforme figura 17, limitações físicas de localidade também podem ser uma premissa para construção desse tipo de sistema.



Figura 17 - Tramos de medição equipados com placa de orifício
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Para que o alinhamento desses tramos seja realizado de forma correta, se torna necessário um conjunto de válvulas de bloqueio na entrada e na saída de cada um desses. Para a entrada, os sistemas são equipados com 2 (duas) válvulas pneumáticas de bloqueio e abertura (HV's), além de uma válvula esfera bloqueio manual por tramo, na saída.

Após o alinhamento e abertura da válvula da entrada, o gás passa pelo conjunto trecho reto e retificador de fluxo a montante do medidor de vazão. Esta dupla de equipamentos tem a finalidade de laminar o fluxo turbulento que é normalmente encontrado na linha-tronco. Por fim, o fluxo estará preparado para ser medido nos medidores de vazão e o volume passante totalizado nos chamados computadores de vazão.

3.2 O SISTEMA DE MEDIÇÃO DE VAZÃO

Entendendo as etapas para o processo de entrega do gás natural e os critérios para o projeto, esse estudo foca no sistema de medição de vazão. Destacando que

uma estação de medição de vazão que é constituído basicamente por três elementos principais:

- O denominado elemento primário de um sistema de medição são os medidores que efetivamente estão em contato com o fluido e interagem com este. Essa interação pode ser na forma de queda de pressão, através de orifícios, tempo de deslocamento, por medição ultrassônica, entre outros. Portanto, sua função é transformar a vazão em uma grandeza física mensurável.
- Os elementos secundários são aqueles que convertem a leitura do elemento primário em informação adequada para leitura e transmissão do valor correspondente à vazão. Pode-se destacar como exemplo, transmissores de pressão absoluta, de pressão diferencial, temperatura.
- O terceiro elemento chamado terciário é aquele que recebe o sinal dos elementos primário e secundários e o transforma em vazão ou totaliza a vazão que já é lida e transmitida pelo elemento secundário. Os computadores de vazão são os exemplos mais comuns de elementos terciários.

A medição da vazão do gás com a menor incerteza possível é importante devido às implicações diretas nos aspectos econômicos e comerciais envolvidos e no atendimento aos requisitos legais e normativos. A medição eficiente e com pequena incerteza do gás natural é fundamental para o gerenciamento de energia no mundo atual (DATTA-BARUA, 1992).

3.2.1 Medidores primários

Num contexto geral, existem diversas tecnologias de medidores de vazão aplicados a medição de gases. Neste estudo, foram abordados os medidores mais utilizados para esta medição.

Os medidores de vazão são classificados como elemento primário de um sistema de medição, dentre esses, há uma divisão, baseada na tecnologia utilizada.

Os primeiros a serem estudados serão os deprimogênios, cuja instalação produz uma diferença de pressão (perda de carga) que se vincula com a vazão do fluido em escoamento. Este sistema, é o mais simples encontrado dentro de uma malha de gasodutos, serão abordadas as placas de orifício.

Em sequência, a tecnologia a ser aprofundada será a dos medidores do tipo deslocamento positivo, na qual serão indicados os do tipo turbina e rotativo. Por fim, os medidores ultrassônicos inteligentes, capazes de realizarem autos-diagnósticos e que possuem a menor incerteza associada a medição.

3.2.1.1 Medidores Deprimogênios

A operação desses medidores é baseada no estudo desenvolvido por Bernoulli de que se uma restrição for colocada no interior de um tubo por onde o fluido escoar a velocidade do fluido na restrição é elevada. Esse aumento de velocidade na restrição faz com que a pressão estática caia nessa seção e com isso uma pressão diferencial é criada neste elemento de medição. Essa diferença de pressão a montante e à jusante da restrição, é relacionada com a vazão de fluido que escoar no duto (THORN, 1999), conforme visto no perfil de escoamento apresentado na figura 18.

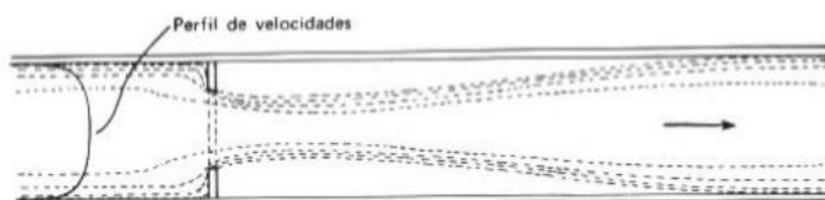


Figura 18 – Perfil de escoamento ao passar por uma placa de orifício
Fonte: Delmée (2003)

Sistemas equipados com placas de orifícios consistem na grande maioria dos medidores deprimogênios utilizados na indústria. O funcionamento é associado a uma placa simples com orifícios de tamanho e posição específicos determinados por normas nacionais e internacionais, conforme figura 19.



Figura 19 - Configurações de placas de orifício
Fonte: Vale Flux (2019)

A diferença de pressão gerada pela instalação desse medidor é utilizada para o cálculo da vazão, sendo esta proporcional ao quadrado da vazão. Para estipular esse diferencial de pressão, é necessária a utilização de um transmissor de pressão diferencial, que gera um sinal proporcional à vazão. Assim, será possível indicar instantaneamente, o valor totalizado, além de programar ou controlar a vazão passante.

A configuração mais comum é construída com um orifício concêntrico montado entre flanges, que interrompe uma canalização ou canal fechado. Também são encontradas placas com entrada cônica, com orifícios excêntricos e segmentais, escolhidos em função do tipo de impurezas encontradas no fluido.

A vazão deve estar plenamente desenvolvida e não pode haver distúrbios antes nem depois da placa, por isso é feita a exigência de trecho reto da tubulação tanto à montante quanto à jusante. Uma alternativa para a adequação do escoamento do fluido, é a instalação de retificadores de fluxo a montante do medidor tipo placa de orifício, o que possibilita a diminuição do trecho reto (DELMÉE, 2003).

A montagem das placas de orifício pode ser realizada através de flanges torquados, conforme figura 20.



Figura 20 - Placa de orifício instalada entre flanges
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Outra configuração é a aplicação em conjunto com equipamentos denominados porta-placa, de simples bloqueio ou de bloqueio duplo, conforme apresentado pela figura 21. A grande vantagem da instalação do mecanismo de porta-placa é a troca da placa de orifício sem a interrupção da operação de escoamento. Dessa forma, a utilização possibilita trocas de maneira rápida e sem interrupção do processo.



Figura 21 - Placa de orifício instalada com porta placas
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Por estar relacionada ao princípio de funcionamento dos medidores deprimogênicos, é importante expor o cálculo de vazão, adaptado da equação de Bernoulli. Essa equação define a relação entre a velocidade do fluido e a pressão do fluido passando entre duas seções transversais de um tubo.

As placas de orifício são dispositivos de baixo custo de instalação e manutenção. Os baixos custos relativos a esse tipo de instalação estão relacionados a não necessidade de calibração intrusiva, sendo necessária somente uma inspeção dimensional a cada 1 ano, além do baixo preço agregado a cada uma dessas peças. Sua grande desvantagem reside na perda de carga que impõe ao escoamento (intrusão importante), em função da expansão a jusante da placa.

3.2.1.2 Medidores de deslocamento positivo

A tecnologia de medição por medidores lineares de deslocamento positivo, é amplamente utilizada na indústria de gás natural. Tal fato pode ser relacionado sobretudo a reduzida incerteza que a instalação desses equipamentos proporciona no sistema. Além disso, no caso de medidores do tipo rotativo, a não necessidade de trecho reto a montante e a jusante se torna a solução em estações de medição menores.

- Medidor turbina

Nos sistemas equipados com turbinas, o fluido passa por um rotor, provido de aletas (pás), fazendo com que ele realize um movimento de rotação (DELMÉE, 2003). A velocidade de rotação do rotor é diretamente proporcional a taxa de movimentação de fluido, visto que o rotor é a peça movida com a passagem do fluxo e que fornecerá o sinal a ser convertido em vazão. O volume é derivado da contagem das revoluções, medem o volume indiretamente ou por inferência.

A figura 22 ilustra um medidor do tipo turbina em uma vista de corte, sendo possível analisar o mecanismo de rotação que interage com a passagem de fluxo.



Figura 22 - Acoplamento Interno Medidor Turbina
Fonte: Rennosonic (2012)

A exemplificação desse equipamento em operação pode ser vista através da figura 23.



Figura 23 - Medidor turbina em operação
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Para a medição de vazão dessa tecnologia, o sistema rotor é a parte imersa no fluxo e sua velocidade é proporcional à velocidade do fluido, que por sua vez, é proporcional ao volume passante. O movimento do rotor, ou seja, sua velocidade angular é convertida em pulsos por uma bobina que pode ser acionada por sistemas mecânicos e eletrônicos. A grande vantagem do sistema rotor é a possibilidade de substituição da cápsula do rotor entre modelos de turbina semelhantes. A facilidade de manutenção está associada, também, a desmontagem simples do mecanismo interno, vide figura 24.



Figura 24 - Peças Internas de um Medidor Turbina
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

A movimentação do módulo rotativo está conectada diretamente com o chamado totalizador, ou índice. Este, é responsável por contabilizar e registrar todo o sinal de pulso medido pela rotação do motor. Através de um sistema de engrenagens, conectadas ao módulo giratório, a visualização e transmissão dos dados de vazão medidos é possível, conforme figura 25.



Figura 25 - Sistema de Funcionamento do Totalizador
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Os medidores do tipo turbina apresentam como vantagens a elevada precisão, quando comparada a medições por diferencial de pressão, e um excelente range de medição, o que possibilita a instalação em sistemas com variação grande de vazão. No entanto, por se tratar de um medidor com componentes mecânicos em rotação constante, o desgaste por fadiga pode levar desde a presença de defeitos até o colapso dessas peças. Em adição, tais medidores precisam ser retirados da linha para calibração periódica, bianual.

- Medidor rotativo

Os medidores de vazão tipo rotativo possuem como princípio de funcionamento o deslocamento positivo através de pistões. A vazão de gás movimentada o mecanismo do medidor e cada rotação transfere um volume específico de fluido. A figura 26 ilustra um medidor rotativo em operação.



Figura 26 - Medidor rotativo em operação
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

A utilização dos medidores do tipo é de grande eficiência no quesito incerteza de medição. A tecnologia de medição através dos lóbulos internos, proporcionais a vazão passante, garantem uma acurácia demasiadamente superior a sistemas de medição deprimogênicos. Além disso, a não necessidade de trecho reto à montante e

à jusante possibilitam a fácil aplicação em estações diversas. Em contrapartida, o mecanismo mecânico interno a esses medidores, quando travado, impossibilita a passagem de fluido, sendo um risco a ser calculado para a instalação.

3.2.1.3 Medidores ultrassônicos

O princípio básico da medição de vazão por meio de medidores ultrassônicos é que o som se propaga de maneira diferente quando ele está no sentido do escoamento e quando ele está no sentido oposto ao escoamento. A velocidade da onda é maior no sentido do fluxo (ARANTES, 2006).

Como a velocidade é maior no sentido do fluxo, o tempo para a onda atravessar a seção da tubulação, ou seja, o tempo de trânsito é menor do que quando a onda está atravessando a seção da tubulação em sentido contrário ao fluxo. Os tempos de trânsito e as diferenças de tempo são funções da velocidade do fluido e com isso a vazão pode ser estimada.

Atualmente, a forma comumente mais utilizadas na indústria para o cálculo da vazão é pelo princípio do tempo de trânsito (*time of flying*). Essa teoria está plenamente enquadrada nas exigências regulatórias para medição com finalidades fiscais.

O princípio de tempo de trânsito será utilizado levando em consideração a emissão de ondas acústicas, através de transdutores, que se propagam no sentido do escoamento e contra este. Por efeitos físicos, as ondas emitidas no sentido do escoamento possuem um tempo de trânsito pela seção da tubulação menor do que as emitidas contra a vazão passante. Essa diferença de tempo é medida e correlacionada com a velocidade do fluido que está escoando, podendo-se determinar a vazão de escoamento (FERREIRA, 2010).

Cristais piezométricos geram e recebem esses sinais ultrassônicos. O ponto inicial é gerado através da aplicação de uma tensão elétrica a esses transdutores, os cristais vibram e emitem ondas de pressão longitudinal dentro da tubulação. Da mesma forma, esses cristais possuem efeito inverso e são capazes, também, de receberem essas ondas.

Conforme figura 27, é possível entender o funcionamento dos transdutores em troca de sinais, bem como a angulação de aplicação para um melhor recebimento dos sinais mútuos.

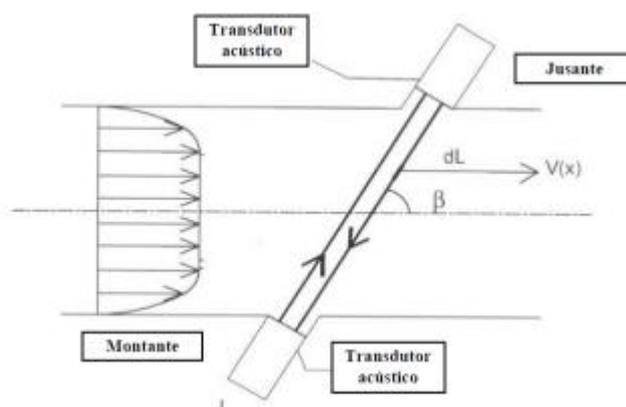


Figura 27 - Funcionamento básico de um Medidor Ultrassônico
Fonte: ARANTES (2006)

Em termos práticos, a manutenção e continuidade operacional dos medidores ultrassônicos envolvem uma logística mais complexa, relacionada diretamente a periodicidade de calibração, de 2 anos e meio. Para que sejam validadas, as calibrações devem ser realizadas em laboratórios acreditados e com range de medição coerentes ao ponto ao qual o medidor irá operar.

Outra característica importante a ser considerada em projetos equipados com medição ultrassônica é relativo à instalação e movimentação desses equipamentos. Variando as dimensões de tubulação e características próprias de cada medidor, esses equipamentos podem pesar mais de 1 tonelada. Dessa forma, equipes de suporte para içamento e quebra de torque da tubulação devem estar acionadas para as movimentações.

A figura 28 exemplifica uma reinstalação de um medidor ultrassônico de 24" após retorno de calibração no exterior. A atividade pode se tornar ainda mais complexa, de acordo com o local de instalação, nesse caso, numa Estação de Compressão de gás natural de fundamental importância para o setor energético nacional.



Figura 28 - Reinstalação de medidor ultrassônico 24"
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

4 ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO

4.1 ANÁLISE DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

A análise do impacto dos sistemas de medição numa malha de gasodutos será baseada no cálculo da incerteza expandida de um sistema de um ponto de entrega típico. O desenvolvimento deste projeto, utilizou metodologias de pesquisa bibliográficas que fossem de agregado valor ao desenvolvimento e aprimoramento de uma planilha de cálculo numérico da incerteza nos sistemas de medição de gás natural ao redor do mundo.

Com o valor numérico de vazão encontrado através da planilha de cálculo, o estudo avaliará um sistema real equipado com um medidor de primogênio. De forma a indicar a conformidade quanto aos limites de incerteza para uma vazão média operacional estabelecidas para uma operação segura e de acordo com a Autorização de Operação indicada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Para que este fato seja possível, será necessário estudar individualmente a contribuição de todas as incertezas relacionadas as variáveis do cálculo de vazão. Tendo em vista que cada variável será indicada por um sistema de medição, este estudo utilizará os últimos certificados de calibração de todos os equipamentos atuantes nos tramos de medição estudados.

Os erros relativos, bem como as incertezas individuais serão descritos e, por fim, adicionados como incremento as fórmulas relativas à incerteza. Para que este consolidado seja validado e a avaliação seja positiva, os limites máximos de incerteza expandida devem ser menores que 1,5%.

Considerando as variáveis de processo indicadas pelo usuário, a aplicação servirá para diferentes pontos de medição de gás natural ao redor do mundo. Tendo em vista o cálculo para condições de base e de operação diversas, dentre essas: temperatura, pressão atmosférica e a pressão diferencial de operação do ponto.

4.2 AVALIAÇÃO DO PONTO DE ENTREGA

Tomando como base um ponto de entrega de gás natural, localizado no sudeste brasileiro, com diâmetro de tubulação de 10", com uma placa de orifício sendo seu medidor primário, este estudo avalia as premissas base para a adequação normativa da operação. Inicialmente, o projeto do sistema de medição deve atender os requisitos mínimo, máximo, de forma a garantir a inviolabilidade e qualidade do sistema de medição para o ponto de entrega.

Por ora, o ponto de entrega escolhido neste estudo foi avaliado para que sua operação seja ininterrupta e de acordo com os requisitos nacionais. Como base, a premissa é o cálculo numa vazão média de operação, que deve estar contida dentro dos limites estabelecidos pela Autorização de Operação.

Nesta, serão prescritas as condições que o ponto deve atender, tais quais: vazão de projeto, capacidade nominal e operacional, pressão de entrada e de saída do ponto. Mapeados os pré-requisitos, os instrumentos de medição a serem instalados devem ser capazes de garantir uma operação contínua e ininterrupta dentro dos padrões estabelecidos para o projeto, conforme figura 29.

Capacidade Nominal (m ³ /dia a 20°C e 1 atm)	2.900.000
Capacidade Operacional (m ³ /dia a 20°C e 1 atm)	2.900.000
Vazão de Projeto (10 ³ m ³ /dia a 20°C e 1 atm)	290 (mínima) a 2900 (máxima)
Pressão de Entrada (kgf/cm ²)	41,5 (mínima) a 65 (máxima)
Pressão de Saída (kgf/cm ²)	26 (mínima) a 45,5 (máxima)

Figura 29 - Exemplo de Autorização de Operação
Fonte: ANP (2017)

Para o ponto estudado, o projeto metrológico garante uma medição de vazão de projeto mínima de 290.000 m³/dia e máxima de 2.900.000 m³/dia. Este range de vazão pode ser considerado elevado para os padrões industriais, tendo em vista que os instrumentos devem ter seus ranges individuais calibrados para que possam atender todo o intervalo de medição.

4.3 PREMISSAS DE VAZÃO E INCERTEZA

Baseando-se na medição primária de vazão como uma placa de orifício, este estudo utilizou a AGA 3-2012, Part 1 como fonte seguida para o cálculo de vazão. Esta é uma norma vinculada a *American Gas Association* (AGA), uma associação internacional e referência em requisitos relativos à cadeia de produção, distribuição e transporte de gás natural.

As variáveis utilizadas na equação do cálculo da vazão, serão de fundamental importância para o cálculo da incerteza expandida. Já que a contribuição individual através de suas incertezas padrão combinada, irão interferir diretamente no cálculo do consolidado.

Segundo a AGA 3-2012, Part 1, a equação fundamental 16 rege o fluxo de massa de gás natural para medições através de orifícios.

$$q_m = C_d \cdot E_v \cdot \varepsilon \cdot \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2 \cdot g_c \cdot \rho_{t,p} \cdot \Delta P} \quad (16)$$

onde:

q_m é a vazão mássica (kg/s);

C_d é o coeficiente de descarga para placa de orifício;

E_v é o fator de velocidade de aproximação;

ε é o fator de expansão isentrópica;

π é uma constante universal = 3,14159;

d é o diâmetro do orifício (m);

g_c é a constante de conversão dimensional de 1000 [kg.m/(N.s²)];

$\rho_{t,p}$ é a massa específica do gás nas condições de fluxo (kg/m³);

ΔP é a pressão diferencial do orifício (Pa);

Tendo em vista facilitar o cálculo da vazão, torna-se necessário encontrar uma equação geral e direta para o cálculo da vazão de acordo com o Sistema Internacional (SI). Assim, substituindo os valores específicos para o fator de velocidade de aproximação (E_v) segundo a AGA 3-2012, Part 1:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (17)$$

e:

$$\beta = \frac{d}{D} \quad (18)$$

onde:

d é o diâmetro do orifício calculado nas condições de fluxo (m);

D é o diâmetro interno do trecho reto calculado nas condições de fluxo (m);

Pode-se seguir a equação 19 geral para cálculo de vazão em medidores do tipo placa de orifício, nas condições de operação, como:

$$q_m = \frac{C_d}{\sqrt{1 - \beta^4}} \cdot \varepsilon \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \cdot \sqrt{2 \cdot 1000 \cdot \rho_{t,p} \cdot \Delta P} \quad (19)$$

Após a expansão da equação base para o cálculo da vazão mássica, é perceptível a influência direta de 6 (seis) variáveis na qualidade de medição por placa de orifício.

A equação 20 sugere que a qualidade de medição de um ponto de entrega, equipado com placa de orifício, está relacionada à soma dos quadrados das incertezas padrão combinada de cada influência, multiplicada pela relação entre a vazão e a variável relativa. Ou seja, o incremento será realizado de forma individual e, por fim, a influência dessas indicará a incerteza padrão combinada da vazão do ponto de entrega.

$$u_{q_m} = \sqrt{\left(\frac{\partial q_m}{\partial C} u_C\right)^2 + \left(\frac{\partial q_m}{\partial \varepsilon} u_\varepsilon\right)^2 + \left(\frac{\partial q_m}{\partial D} u_D\right)^2 + \left(\frac{\partial q_m}{\partial d} u_d\right)^2 + \left(\frac{\partial q_m}{\partial \Delta P} u_{\Delta P}\right)^2 + \left(\frac{\partial q_m}{\partial \rho_o} u_{\rho_o}\right)^2} \quad (20)$$

onde:

u_c é a incerteza padrão combinada do coeficiente de descarga da placa de orifício;

u_d é a incerteza padrão combinada do diâmetro do orifício calculado na temperatura de operação (m);

u_ε é a incerteza padrão combinada fator de expansão do gás;

u_D é a incerteza padrão combinada relação entre o diâmetro tubulação na temperatura de operação (m);

$u_{\Delta P}$ é a incerteza padrão combinada da pressão diferencial medida entre as tomadas de pressão à montante e à jusante do medidor deprimogênio (Pa);

u_{ρ_o} é a incerteza padrão combinada da massa específica do gás nas condições de pressão e de temperatura de operação (kg/m^3);

A relação entre a vazão e a variável de estudo, é chamada de coeficiente de sensibilidade. O qual possibilita realizar um comparativo entre a função em cálculo, neste caso a vazão, e a influência individual de estudo. Para aplicações em gás natural, a AGA 3-2012, Part 1, indica uma tabela de valores como estimativa para o coeficiente de sensibilidade.

Tais indicações poderão ser incrementadas na equação 20 como forma de aumento da precisão dos cálculos. De forma que para cada uma das incertezas padrão, o coeficiente de sensibilidade será multiplicado pelos valores apresentados na tabela 3:

Tabela 3 - Estimativa para coeficiente de sensibilidade

		Incerteza $U_{95}(\%)$	Coeficiente de sensibilidade, S	$(U_{95}S^2)$
C_d	Coeficiente de descarga	0,44	1	0,1936
Y	Fator de expansão	0,02	1	0,0004
d	Diâmetro do orifício	0,05	$2/(1 - \beta^4)$	0,0114
D	Diâmetro da tubulação	0,25	$-2 \cdot \beta^4 / (1 - \beta^4)$	0,0011
ΔP	Diferencial de pressão	0,50	0,5	0,0625
P	Pressão estática	0,50	0,5	0,0625
Z	Fator de compressibilidade	0,1	-0,5	0,0025
T	Temperatura	0,25	-0,5	0,0156
G	Densidade Relativa	0,60	0,5	0,0900
Soma de quadrados				0,4396
Raiz quadrada da soma dos quadrados				0,6630

Fonte: Adaptado de AGA 3-2012, Part 1

- Incerteza padrão combinada do Diâmetro da Placa de Orifício (u_d)

Para avaliação do incremento do diâmetro interno do orifício, este estudo utilizará as informações contidas no último certificado de inspeção dimensional da placa de orifício instalada no ponto de entrega. Através dessas informações, a incerteza relativa à medição da placa de orifício será determinada.

Conforme descrição da equação 21, as influências relativas à medição do orifício são determinadas por:

$$u_d = \sqrt{\left(\frac{\partial d}{\partial d_b} u_{d_b}\right)^2 + \left(\frac{\partial d}{\partial \alpha} u_{\alpha}\right)^2 + \left(\frac{\partial d}{\partial T_b} u_{T_b}\right)^2 + \left(\frac{\partial d}{\partial T_o} u_{T_o}\right)^2} \quad (21)$$

onde:

u_{d_b} : incerteza padrão combinada do diâmetro do orifício na temperatura de operação (m);

u_{α} : incerteza padrão combinada do coeficiente de expansão (m/m.°C);

u_{T_b} : incerteza padrão combinada da temperatura do gás nas condições de operação (°C);

u_{T_o} : incerteza padrão combinada da temperatura do gás nas condições de base (°C);

Neste, é possível verificar a média das medições obtidas, após uma sequência de corridas, bem como o erro associado.

Como α e T_b são constantes, as incertezas padrão combinadas (u_{T_b} e u_α) podem ser negligenciadas.

Portanto,

$$u_d = \sqrt{\left(\frac{d}{d_b}\right)^2 \cdot (u_{d_b})^2 + (\alpha \cdot d_b)^2 \cdot (u_{T_o})^2} \quad (22)$$

Na figura 30 está apresentado o certificado aprovado segundo as normas da NBR ISO/IEC 17025. O documento emitido por um laboratório acreditado pelo Inmetro, indica rastreabilidade e confiabilidade no processo de medição.

Cota / Parâmetro Medido	Unidade	Média das Medições	Incerteza Expandida	Fator k	Graus de Liberdade
Desvio de Planeza	mm	0,16	0,04	2,43	7
Espessura 1; 3; 5; 7	mm	6,23	0,04	3,31	3
Diâmetro Externo 1 - 5	mm	361,87	0,09	2,00	∞
Diâmetro Externo 3 - 7	mm	361,86	0,09	2,00	∞
Diâmetro Interno 1 - 5	mm	141,90	0,05	2,00	∞
Diâmetro Interno 2 - 6	mm	141,90	0,05	2,00	∞
Diâmetro Interno 3 - 7	mm	141,89	0,05	2,00	∞
Diâmetro Interno 4 - 8	mm	141,90	0,05	2,00	∞
∅ Interno Médio Corrigido @ 20 °C	mm	141,90	0,05	2,00	∞
Desvio da Circularidade do ∅ Interno	mm	0,02	0,05	2,00	∞
Comprimento do Cilindro "e" 1; 3; 5; 7	mm	3,18	0,04	2,00	∞
Rugosidade a Montante 1; 3; 5; 7	µmRa	0,37	0,24	2,00	∞
Rugosidade a Jusante 1; 3; 5; 7	µmRa	0,35	0,22	2,00	∞
Ângulo do Chanfro 1; 3; 5; 7	°	43,98	0,30	3,31	3
Ângulo da Borda G 1; 3; 5; 7	°	90,01	0,09	2,00	∞

Figura 30 – Certificado de inspeção de placa de orifício
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Dentre as informações apresentadas na divisão de resultados, serão utilizados neste estudo, os valores da medição do diâmetro médio interno corrigido (d_b), a incerteza expandida referente a este resultado (U_{d_b}) e o fator de abrangência (k).

$$d_b = 141,9 \text{ mm} \quad (23)$$

$$U_{d_b} = 0,05 \text{ mm} \quad (24)$$

$$k = 2 \quad (25)$$

O certificado de calibração exposto na figura 24 indica a incerteza expandida relativa à medição do orifício. O primeiro passo é a transformação deste valor para incerteza padrão, conforme equação 26. Este estudo utiliza o nível de confiança apresentado no certificado, obtendo-se o resultado de:

$$U_{d_b} = u_{d_b} \cdot k \quad (26)$$

$$0,05 = u_{d_b} \cdot 2$$

$$u_{d_b} = 0,025 \text{ mm}$$

A dilatação do material de fabricação também é um fator de influência no diâmetro interno do orifício. Segundo a AGA 3-2012, Part 1 a relação direta entre a temperatura e a dilatação do material de fabricação é descrita conforme equação 27, sendo o diâmetro calculado com base na temperatura de condições operacionais.

$$d = d_b \cdot [1 + \alpha(T_o - T_b)] \quad (27)$$

onde:

d é o diâmetro do orifício na condição de temperatura operacional (mm);

d_b é o diâmetro linear do orifício (mm);

α é o coeficiente linear de expansão térmica (mm/mm.°C);

T_o é a temperatura de operação (°C);

T_b é a temperatura de base (°C).

A placa de orifício instalada neste tramo de medição, foi fabricada utilizando o aço inoxidável AISI 316, informação também obtida através do certificado de calibração. Consolidando os dados empíricos obtidos pela “Tabela 1 – Coeficiente Linear de Expansão Térmica” da AGA 3-2012, Part 1, os valores são apresentados na tabela 4 adaptada, de forma a encontrar o valor para o aço inoxidável do tipo 316.

Tabela 4 – Coeficiente linear de expansão térmica

Material	Coeficiente Linear de expansão térmica (α)	
	Sistema americano de unidades (pol./pol. °F)	Sistema métrico de unidades (mm/mm.°C)
Aço Inoxidável tipo 304/316	0,00000925	0,00000167
Aço Inoxidável tipo 304	0,00000961	0,00000173
Aço Inoxidável tipo 316	0,00000889	0,00000160
Monel 400	0,00000772	0,00000139
Aço Carbono	0,00000620	0,00000112

Fonte: Adaptado de AGA 3-2012, Part 1

Utilizando a equação 27, o valor do diâmetro interno conforme influência térmica é regido pelas temperaturas de operação e de base conforme informado na tabela 4.

$$d = 141,9 \cdot [1 + 0,0000160 \cdot (20,95053 - 20)]$$

$$d = 141,902 \text{ mm} \quad (28)$$

Conforme indicação da equação 22, há a necessidade do incremento da influência da medição de temperatura no cálculo da incerteza padrão combinada associada a medição do orifício. A figura 31, ilustra as cinco corridas realizadas durante a calibração do transmissor de temperatura. Para um estudo conservativo, será utilizado o valor máximo encontrado de incerteza expandida e o valor do fator de abrangência relativo.

Imersão (mm)	VR (°C)	Indicação (°C)	Desvio (°C)	$U_{95,45\%}$ (°C)	k	V_{eff}
120	0,09	0,15	0,06	0,12	2,00	Inf.
120	15,08	15,13	0,05	0,13	2,00	Inf.
120	29,96	30,11	0,14	0,13	2,00	Inf.
120	45,02	45,07	0,05	0,12	2,00	Inf.
120	60,02	60,05	0,03	0,13	2,00	Inf.

Legenda: VR - Valor de Referência
U - Incerteza Expandida
k- Fator de Abrangência
 V_{eff} - Graus de Liberdade

Figura 31 - Certificado de calibração transmissor de temperatura
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

De forma a obter, os valores de incerteza expandida máxima (U_{T_o}), fator de confiabilidade (k) e temperatura de operação (T_o).

$$U_{T_o} = 0,13 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (29)$$

$$k = 2 \quad (30)$$

$$T_o = 20,95 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (31)$$

Obtendo-se as informações críticas do certificado, bem como a temperatura de operação indicada pelo usuário, o primeiro passo será o cálculo da incerteza padrão da temperatura (u_{T_o}).

$$U_{T_o} = u_{T_o} \cdot k \quad (32)$$

$$0,13 = u_{T_o} \cdot 2$$

$$u_{T_o} = 0,065 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Retornando na equação 22 de base, a incerteza padrão combinada relativa ao orifício será determinada por:

$$u_d = \sqrt{\left(\frac{141,902}{141,9}\right)^2 \cdot (0,025)^2 + (0,000016 \cdot 141,9)^2 (0,065)^2}$$

$$u_d = 0,02500082 \text{ mm} \quad (33)$$

- Incerteza padrão combinada do Diâmetro da Tubulação (u_D)

A equação 34, indica as influências na medição da tubulação. Através dessa, o fator relativo à medição do diâmetro da tubulação é determinado por:

$$u_D = \sqrt{\left(\frac{\partial D}{\partial D_b} u_{D_b}\right)^2 + \left(\frac{\partial D}{\partial \alpha} u_\alpha\right)^2 + \left(\frac{\partial D}{\partial T_b} u_{T_b}\right)^2 + \left(\frac{\partial D}{\partial T_o} u_{T_o}\right)^2} \quad (34)$$

Da mesma forma que para a medição do orifício, os valores de α e T_b são constantes, esses fatores não serão desenvolvidos para o cálculo das incertezas padrão combinadas (u_{T_b} e u_α), assim:

$$u_D = \sqrt{\left(\frac{D}{D_b}\right)^2 \cdot (u_{D_b})^2 + (\alpha \cdot D_b)^2 \cdot (u_{T_o})^2} \quad (35)$$

onde:

u_D é a incerteza padrão combinada do diâmetro da tubulação na temperatura de operação (mm);

u_{D_b} é a incerteza padrão combinada do diâmetro da tubulação na temperatura padrão (mm);

u_{T_o} é a incerteza padrão combinada da temperatura do gás nas condições de operação (°C).

De forma inicial, o certificado de calibração apresentado na figura 32, indica o diâmetro de base (D_b), a incerteza expandida (U_{D_b}) e o fator de abrangência (k).

9 - RESULTADOS:

Cota / Parâmetro Medido	Unidade	Média das Medições	Incerteza Expandida	Fator k	Graus de Liberdade
Ø Interno à 1" lado montante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8 (Dm)	mm	253,85	0,06	2,00	∞

Figura 32 – Certificado de inspeção do trecho reto
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

$$D_b = 253,850 \text{ mm} \quad (36)$$

$$U_{D_b} = 0,06 \text{ mm} \quad (37)$$

$$k = 2 \quad (38)$$

Tendo em vista o resultado apresentado no certificado de calibração, a incerteza expandida será transformada para incerteza padrão referente a medição do trecho reto (u_{D_b}).

$$U_{D_b} = u_{D_b} \cdot k \quad (39)$$

$$0,06 = u_{D_b} \cdot 2$$

$$u_{D_b} = 0,03 \text{ mm}$$

A dilatação do material novamente é um fator de influência no resultado, segundo a AGA 3-2012, Part 1 a relação numérica similar a utilizada na equação 27. A temperatura de operação e o material de fabricação interferem diretamente no resultado da medição, sendo possível determinar o diâmetro na condição de temperatura operacional (D) por:

$$D = D_b \cdot [1 + \alpha(T_o - T_b)] \quad (40)$$

onde:

D é o diâmetro do trecho reto na condição de temperatura operacional (mm);

D_b é o diâmetro linear do trecho (mm);

O tramo calculado nesse estudo é fabricado com aço carbono, tornando-se possível utilizar os dados obtidos através da tabela 4. Esta, indica um valor para o coeficiente de expansão de:

$$\alpha = 0,0000112 \text{ mm/mm.}^\circ\text{C} \quad (41)$$

Retornando a equação 40, o diâmetro do trecho reto é calculado na condição de temperatura operacional, conforme abaixo.

$$D = 253,850[1 + 0,0000112 (20,95 - 20)]$$

$$D = 253,852 \text{ mm} \quad (42)$$

A influência da temperatura foi calculada anteriormente, resultado apresentado na equação 32. O resultado dessa incerteza padrão, é utilizado no cálculo da incerteza padrão expandida para o diâmetro do trecho reto.

Por fim, retornando à equação 35, é desenvolvido o cálculo da incerteza padrão expandida. De forma a consolidar todos os valores obtidos e apresentando a influência total da inspeção do trecho reto.

$$u_D = \sqrt{\left(\frac{253,852}{253,850}\right)^2 (0,03)^2 + (0,0000112 \cdot 253,850)^2 \cdot (0,065)^2}$$

$$u_D = 0,03000088 \text{ mm} \quad (43)$$

- Incerteza padrão combinada do Fator de Expansão (u_ε)

No cálculo da incerteza padrão combinada do fator de expansão do gás, nenhuma medição externa influencia no resultado. Desta forma, não há combinação de incertezas individuais com o parâmetro de expansão, indicando de forma única, segundo equação 44, a participação da incerteza padrão do fator de expansão do gás natural.

$$u_\varepsilon = \sqrt{\left(\frac{\partial \varepsilon}{\partial \varepsilon_b} u_{\varepsilon_b}\right)^2} \quad (44)$$

Tendo em vista que o valor do fator de expansão do gás é constante, a equação anterior pode ser simplificada exclusivamente para a equação 45. Sendo perceptível que a incerteza padrão possui um valor numericamente semelhante a incerteza padrão combinada para o fator de expansão do gás natural.

$$u_\varepsilon = u_{\varepsilon_b} \quad (45)$$

De forma inicial, é determinado o valor do fator de expansão, variável imprescindível para o cálculo de vazão. Tendo como base a medição de pressão a montante do sistema, é utilizada a equação 46, indicada pela AGA 3-2012, Part 1. Nesta, o fator de expansão (ε) é dado por:

$$\varepsilon = 1 - (0,3625 + 0,1027\beta^4 + 1,1320\beta^8) \cdot \{1 - [1 - x_1]^{1/k}\} \quad (46)$$

Sabendo que a pressão estática é medida à montante, x_1 :

$$x_1 = \frac{\Delta P}{P_o} \quad (47)$$

onde:

β é a relação entre o diâmetro do orifício da placa e do diâmetro da tubulação;

ΔP é a pressão diferencial medida entre as tomadas de pressão à montante e à jusante do medidor deprimogênio (kPa);

P_o é a pressão absoluta de operação medida à montante (kPa);

K é o coeficiente isentrópico.

Os valores relativos à pressão diferencial (ΔP) e absoluta (P_o), bem como o coeficiente isentrópico (k), serão dados indicados como base pelo usuário da planilha. Abaixo, serão listados os valores arbitrados para o desenvolvimento numérico deste estudo.

$$\Delta P = 13,12 \text{ kPa} \quad (48)$$

$$k = 1,2763 \quad (49)$$

$$P_o = 3788,46 \text{ kPa} \quad (50)$$

De forma que x_1 será dado por:

$$x_1 = \frac{13,12}{3788,46}$$

$$x_1 = 0,00346315 \quad (51)$$

Retornando a equação 46, o valor do fator de expansão é dado por:

$$\varepsilon = 1 - \left(0,3625 + 0,1027 \cdot \left(\frac{141,902}{253,852} \right)^4 + 1,1320 \cdot \left(\frac{141,902}{253,852} \right)^8 \right) \cdot \{1 - [1 - 0,00346315]^{\left(\frac{1}{1,2763} \right)}\}$$

$$\varepsilon = 0,998959 \quad (52)$$

Para a determinação da incerteza padrão, inicialmente a incerteza expandida deverá ser determinada, vista a direta relação entre fatores. De forma que a equação 53, descreve a incerteza expandida para o fator de expansão.

$$U_\varepsilon = 4 \cdot \left(\frac{\Delta P}{P_0} \right) \quad (53)$$

$$U_\varepsilon = 4 \cdot \left(\frac{13,12}{3788,46} \right)$$

$$U_\varepsilon = 0,01385259 \%$$

A equação relativa à incerteza expandida, indica um resultado em porcentagem, explicado pela relação entre diferenciais de pressão e pressão à montante da tubulação.

Para o cálculo da incerteza padrão do fator de expansão do gás, a equação 54 rege este cálculo.

$$u_\varepsilon = \left(\frac{U_\varepsilon}{100} \right) \cdot \frac{\varepsilon}{k} \quad (54)$$

Usualmente na indústria atual, um nível de confiança de 95% é comumente utilizado para cálculos de probabilidade e confiabilidade. Esta premissa, pressupõe um valor para distribuição t de $k = 1,96$. De forma que a incerteza padrão para o fator de expansão terá um resultado de:

$$u_{\varepsilon} = \frac{0,01385259}{100} \cdot \left(\frac{0,998959}{1,96} \right)$$

$$u_{\varepsilon} = 0,00007060 \quad (55)$$

- Incerteza padrão combinada da Massa Específica nas condições de operação (u_{ρ_o})

De modo inicial, indica-se a massa específica nas condições de operação (ρ_o), através de:

$$\rho_o = \frac{M \cdot P_o}{Z_o R T_o} \quad (56)$$

onde:

M é a massa molar (g/mol);

P_o é a pressão absoluta do gás nas condições de operação (kPa);

T_o é a temperatura absoluta do gás nas condições de operação (K);

Z_o é o fator de compressibilidade do gás nas condições de operação;

R é a constante universal dos gases ($\text{m}^3 \cdot \text{Pa} \cdot \text{K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$).

Conforme indicado anteriormente, os valores relativos à pressão absoluta (P_o) de operação e temperatura (T_o) serão mantidos. Baseando-se na composição química do gás estudado, o estudo indica valores operacionais para a massa molar (M) e o fator de compressibilidade (Z_o).

De forma prática, este estudo utiliza uma composição química usual para o ponto de entrega estudado, conforme medição do cromatógrafo em linha. As

propriedades relativas à massa específica, baseadas na composição utilizada, são descritas por:

$$Z_o = 0,908 \quad (57)$$

$$M = 18,994 \text{ g/mol} \quad (58)$$

Com todos os fatores relativos à massa específica calculados, o cálculo será dado através da equação 56.

$$\rho_o = \frac{(18,994) \cdot (3788,46)}{(0,908) \cdot (8,314) \cdot (294,1)}$$

$$\rho_o = 32,38 \text{ kg/m}^3 \quad (59)$$

Tendo como base a equação para o cálculo da massa específica, descrito na equação 56, é notório que cinco fatores regem influência direta no cálculo. De forma que para o cálculo da incerteza padrão combinada da massa específica, é necessário o cálculo individual.

A incerteza padrão combinada da massa específica nas condições de operação (u_{ρ_o}) é definida por:

$$u_{\rho_o} = \sqrt{\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial P_o} u_{P_o}\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial M} u_M\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial Z_o} u_{Z_o}\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial R} u_R\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial T_o} u_{T_o}\right)^2} \quad (60)$$

Como R é constante, a sua incerteza padrão combinada (u_R) pode ser negligenciada.

$$u_{\rho_o} = \sqrt{\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial P_o} u_{P_o}\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial M} u_M\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial Z_o} u_{Z_o}\right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial T_o} u_{T_o}\right)^2} \quad (61)$$

onde:

u_{P_o} : incerteza padrão combinada da pressão absoluta do gás nas condições de operação (Pa);

u_M : incerteza padrão combinada da massa molar (kg/mol);

u_{Z_o} : incerteza padrão combinada do fator de compressibilidade nas condições de operação;

u_{T_o} : incerteza padrão combinada da temperatura absoluta do gás nas condições de operação (°C).

Anteriormente, foi encontrada a incerteza padrão para temperatura, resultado apresentado na equação 32, de modo que será replicada para o cálculo da incerteza padrão combinada da massa específica.

Analisando a equação 61, há a necessidade do incremento da influência da medição de pressão. Da mesma forma como apresentado na figura 25 para temperatura, abaixo será apresentado o certificado de calibração do manômetro digital utilizado para o cálculo.

Das cinco corridas realizadas durante a calibração do transmissor de pressão, será mantida a premissa de um estudo conservativo, no qual o valor máximo encontrado de incerteza expandida será utilizado, de acordo com a figura 33.

Pressão Indicada		Pressão de Referência				$U_{95,45\%}$ %	$k_{95,45\%}$	Graus de Liberdade (Veff)
(SI) kPa	Objeto kPa	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo				
		▲ kPa	▼ kPa	▲ kPa	▼ kPa			
0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	--	--	--
1379,0	1379,0	1384,5	1385,8	1383,3	1384,0	0,03	2,52	6
2758,0	2758,0	2767,2	2767,2	2765,9	2766,1	0,03	2,23	13
4137,0	4137,0	4146,2	4147,9	4144,1	4143,5	0,06	3,31	4
5516,0	5516,0	5524,3	5524,3	5524,3	5524,3	0,03	2,00	Infinito

Figura 33 - Certificado de calibração transmissor de pressão

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Em termos de porcentagem, a faixa que apresenta a maior incerteza expandida de medição, é a de 4137 kPa, com 0,06%. Contribuindo com os seguintes parâmetros para o cálculo da incerteza padrão de pressão:

$$P_o = 4137 \text{ kPa} \quad (62)$$

$$U_{P_o} = 0,06 \text{ kPa} \quad (63)$$

$$k = 3,31 \quad (64)$$

Com as informações obtidas através do certificado de calibração, o passo seguinte será o cálculo da incerteza padrão da pressão (u_{P_o}).

$$U_{P_o} = u_{P_o} \cdot k \quad (65)$$

$$\left(\frac{0,06}{100}\right) \cdot 4137 = u_{P_o} \cdot 3,31$$

$$u_{P_o} = 0,74990936 \text{ kPa}$$

A incerteza padrão do Fator de Compressibilidade (u_z) é obtida através da divisão da incerteza expandida (U_z) pelo fator de abrangência (k), conforme a seguir:

$$u_{z_o} = \left(\frac{U_z}{100}\right) \cdot \left(\frac{Z_0}{k}\right) \quad (66)$$

Conforme definido anteriormente, este estudo utiliza um nível de confiança de 95%, o que pressupõe um fator de abrangência de $k = 1,96$.

Já o valor da incerteza expandida (U_z) é definido pela AGA 8:2003 através da figura 34.

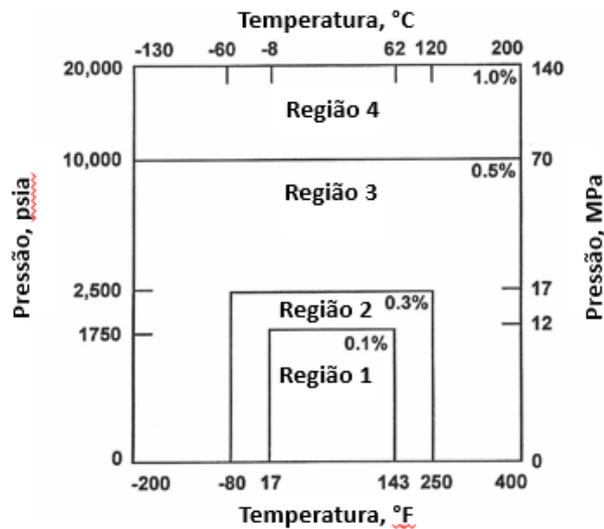


Figura 34 – Incerteza expandida do fator de compressibilidade
Fonte: Adaptado de AGA 8 (2003)

Tendo em vista a temperatura e a pressão de operação, este estudo se configura na região 1. Na qual a incerteza expandida do fator de compressibilidade (U_{Z_o}) tem o valor definido por:

$$U_{Z_o} = 0,1 \% \quad (67)$$

Retornando a equação 66, a incerteza padrão do fator de compressibilidade é calculada por:

$$u_{Z_o} = \left(\frac{0,1}{100}\right) \cdot \left(\frac{0,908}{1,96}\right)$$

$$u_{Z_o} = 0,00046368 \quad (68)$$

A última influência na massa específica, será relacionada a massa molar do gás natural transportado. Esta, exerce a maior participação no cálculo da incerteza padrão combinada, devido a pequenas alterações na medição impactarem o escoamento diretamente. De forma que a equação 69, é seguida para os cálculos.

$$u_M = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{M_i u_{x_i}}{k} \right)^2} \quad (69)$$

onde:

u_M é a incerteza padrão combinada da massa específica (g/mol);

M_i é a massa molar do gás natural (g/mol);

u_{x_i} é a incerteza padrão combinada normalizada da composição do gás natural.

Analisando a equação anterior, nota-se a necessidade de inclusão de uma composição histórica do gás natural entregue no ponto de medição utilizado neste estudo. De forma que, sejam calculadas a massa molar do produto e a incerteza associada de cada componente.

Dessa forma, abaixo é apresentada na tabela 5 a composição a ser utilizada para o cálculo neste estudo. Nesta, cada componente será relacionado a um valor de incerteza próprio, o que irá facilitar o cálculo da incerteza padrão da composição do gás natural (u_M).

Tabela 5 – Resumo de influência da massa molar

Elemento	Símbolo	x_i (%)	M_i (g/mol)	MM	u_{x_i} (%)
Metano	CH ₄	0,8564	16,0430	13,7392	1,0000
Nitogênio	N ₂	0,0055	28,0135	0,1545	1,0000
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,0191	44,0100	0,8405	1,0000
Etano	C ₂ H ₆	0,0791	30,0700	2,3785	1,0000
Propano	C ₃ H ₈	0,0319	44,0970	1,4058	1,0000
i-Butano	iC ₄ H ₁₀	0,0031	58,1230	0,1796	1,0000
n-Butano	nC ₄ H ₁₀	0,0043	58,1230	0,2478	1,0000
i-Pentano	iC ₅ H ₁₂	0,0004	72,1500	0,0289	1,0000
n-Pentano	nC ₅ H ₁₂	0,0003	72,1500	0,0180	2,0000
n-Hexano	nC ₆ H ₁₄	0,00001	86,1770	0,0008	2,0000
Total	-	100%	-	18,9935	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Baseando-se na tabela 5, a incerteza padrão da massa molar (u_M) coeficiente isentrópico $k = 2$, é:

$$u_M^2 = \frac{1}{4} \cdot ((M_{CH_4}u_{CH_4})^2 + (M_{N_2}u_{N_2})^2 + (M_{CO_2}u_{CO_2})^2 + (M_{C_2H_6}u_{C_2H_6})^2 + (M_{C_3H_8}u_{C_3H_8})^2 + (M_{iC_4H_{10}}u_{iC_4H_{10}})^2 + (M_{nC_4H_{10}}u_{nC_4H_{10}})^2 + (M_{iC_5H_{12}}u_{iC_5H_{12}})^2 + (M_{nC_5H_{12}}u_{nC_5H_{12}})^2 + (M_{nC_5H_{12}}u_{nC_5H_{12}})^2 + (M_{nC_6H_{14}}u_{nC_6H_{14}})^2) \quad (70)$$

$$u_M^2 = \frac{1}{4} \cdot ((13,7392.1)^2 + (0,1545.1)^2 + (0,8405.1)^2 + (2,3785.1)^2 + (1,4058.1)^2 + (0,1796.1)^2 + (0,2478.1)^2 + (0,0289.1)^2 + (0,0180.2)^2 + (0,0008.2)^2)$$

$$u_M = 0,07021831 \text{ g/mol}$$

Tendo todos os parâmetros influentes na medição da massa específica calculados, retorna-se à equação 61. De forma que a incerteza padrão combinada para a massa específica será:

$$u_{\rho_o} = \sqrt{\left(\frac{32,38}{3788,46} \cdot 0,74990936\right)^2 + \left(\frac{32,38}{18,994} \cdot 0,07021831\right)^2 + \left(\frac{32,38}{0,9087} \cdot 0,00046368\right)^2 + \left(\frac{32,38}{294,1} \cdot 0,065\right)^2} \quad (71)$$

$$u_{\rho_o} = 0,1212293$$

- Incerteza padrão combinada do Coeficiente de Descarga (u_{C_d})

O último parâmetro que exerce influência no cálculo da vazão numa medição por placa de orifício, é o coeficiente de descarga. O qual, possui uma equação empiricamente desenvolvida e descrita pela AGA 3-2012, Part 1.

O caminho para o cálculo do coeficiente de descarga (C_d), no qual, há a influência do escoamento dentro da tubulação, é calculado através do número de Reynolds, do tamanho do orifício e o diâmetro da tubulação. Descrito todas as equações fundamentais, serão utilizados os parâmetros do ponto de entrega estudado.

Empiricamente, o coeficiente de descarga para o cálculo da vazão em um medidor deprimogênio localizado entre flanges, é indicado pela sequência de equações abaixo:

$$C_d(FT) = C_i(FT) + 0,000511 \cdot \left(\frac{10^6 \beta}{Re_D}\right)^{0,7} + \left[0,0210 + 0,0049 \cdot \left(\frac{19000 \beta}{Re_D}\right)^{0,8}\right] \cdot \beta^4 \cdot \left(\frac{10^6 \beta}{Re_D}\right)^{0,35} \quad (72)$$

onde:

$$C_i(FT) = 0,5961 + 0,0291\beta^2 - 0,2290\beta^8 + 0,003 \cdot (1 - \beta) \cdot \left(2,8 - \frac{D}{25,4}\right) \quad (73)$$

$$+ \left(0,0433 + 0,0712e^{-8,5 \cdot \left(\frac{l_1}{D}\right)} - 0,1145e^{-6,0 \cdot \left(\frac{l_1}{D}\right)}\right) \cdot \left[1 - 0,23 \cdot \left(\frac{19000 \beta}{Re_D}\right)^{0,8}\right] \cdot \left(\frac{\beta^4}{1 - \beta^4}\right)$$

$$+ \left\langle -0,0116 \cdot \left\{ \left[\frac{2 \cdot \left(\frac{l_2}{D}\right)}{1 - \beta} \right] - 0,52 \cdot \left[\frac{2 \cdot \left(\frac{l_2}{D}\right)}{1 - \beta} \right]^{1,3} \right\} \cdot \beta^{1,1} \cdot \left[1 - 0,14 \cdot \left(\frac{19000 \beta}{Re_D}\right)^{0,8}\right] \right\rangle$$

Em que:

$C_d(FT)$: coeficiente de descarga de um número de Reynolds para uma tubulação específica em uma montagem entre flanges;

$C_i(FT)$: coeficiente de descarga de um número de Reynolds infinito de uma tubulação em uma montagem entre flanges;

Re_D : número de Reynolds;

e : número de Euler;

l_1 : distância entre a tomada de pressão a montante com a face montante do orifício (mm);

l_2 : distância entre a tomada de pressão a jusante com a face jusante do orifício (mm);

Para a determinação dos valores de l_1 e l_2 , o registro da figura 35 é um indicativo do certificado de inspeção dimensional do trecho reto. No item de "Resultados" há a determinação dos valores medidos diretamente do trecho reto do tramo de medição.

9 - RESULTADOS:

Cota / Parâmetro Medido	Unidade	Média das Medições	Incerteza Expandida	Fator k	Grau de Liberdade
Ø Interno à 1" lado montante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8 (Dm)	mm	253,85	0,06	2,00	∞
Ø Interno à 2Dm lado montante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8	mm	253,80	0,06	2,00	∞
Ø Interno à 1Dm da entrada do tubo a montante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8	mm	253,86	0,15	2,65	5
Rugosidade à 1" lado montante pontos 1; 3; 5 e 7	µmRa	3,71	0,48	2,52	6
Rugosidade à 2Dm lado montante pontos 1; 3; 5 e 7	µmRa	3,74	0,49	3,31	3
Rugosidade à 1Dm da entrada do tubo a montante pontos 1; 3; 5 e 7	µmRa	3,90	0,51	2,37	8
Ø Interno à 1" lado jusante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8 (Dm)	mm	253,48	0,06	2,00	∞
Ø Interno à 1Dm lado jusante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8	mm	253,53	0,32	3,31	3
Ø Interno à 2Dm lado a jusante pontos 1-5; 2-6; 3-7 e 4-8	mm	253,75	0,75	3,31	3
Rugosidade à 1" lado jusante pontos 1; 3; 5 e 7	µmRa	4,27	0,87	3,31	3
Rugosidade à 1Dm lado jusante pontos 1; 3; 5 e 7	µmRa	4,75	0,62	3,31	3
Rugosidade à 2Dm lado a jusante pontos 1; 3; 5 e 7	µmRa	4,61	0,60	3,31	3
T. P. 1 Montante: Compr. flange até a tomada pressão. Cota b	mm	16,52	0,32	3,31	3
Ø da T. de pressão 1 Montante:	mm	12,99	0,04	2,00	∞
Distância entre centro da T. de pressão 1 Montante até a placa. Cota d	mm	26,18	0,32	3,31	3
Comprimento da Tomada de pressão 1 Montante. Cota t	mm	71,64	0,04	2,00	∞
T. P. 1 Jusante: Compr. flange até a tomada pressão. Cota b	mm	16,54	0,32	3,31	3
Ø da T. de pressão 1 Jusante:	mm	13,02	0,04	2,00	∞
Distância entre centro da T. de pressão 1 Jusante até a placa. Cota d	mm	26,21	0,33	3,31	3
Comprimento da Tomada de pressão 1 Jusante. Cota t	mm	72,64	0,04	2,00	∞
Comprimento do tubo a montante 1	mm	4606	3	2,10	26
Comprimento do tubo a jusante	mm	2049	3	2,13	20
Comprimento do tubo a montante (UL)	mm	7917	3	2,05	47
Comprimento do face a jusante da placa ao 1º acidente (DL)	mm	1530	3	2,13	21
Comprimento da face a montante da placa ao retificador (UL2)	mm	3313	3	2,12	22
Espessura da Junta	mm	3	0,03	2,00	∞
Retificador 19 Tubos - Diâmetro externo (OD)	mm	246,62	0,06	2,00	∞
Retificador 19 Tubos - Espessura da Parede do Tubo	mm	2,85	0,03	2,00	∞
Retificador 19 Tubos - Comprimento do Retificador (LTB)	mm	509,64	0,11	2,00	∞
Comprimento entre a face jusante da placa e o flange de saída (DLT)	mm	2052	3	2,14	19

Figura 35 - Certificado de inspeção do trecho reto
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Conforme visto acima, os valores para l_1 e l_2 são:

$$l_1 = 26,18 \text{ mm} \quad (74)$$

$$l_2 = 26,21 \text{ mm} \quad (75)$$

Retornando e analisando a equação 73, o cálculo do Número de Reynolds faz parte no cálculo do coeficiente de descarga. De forma que, para o cálculo do Número de Reynolds, será necessária uma aproximação da vazão mássica média de operação. Através do histórico de vazão para pontos de entrega com essas especificações, espera-se uma vazão mássica de operação próxima de 9 kg/s.

Esta aproximação possibilita o cálculo do Número de Reynolds através da equação 76. Além disso, a viscosidade e o diâmetro interno da tubulação já foram determinados anteriormente. De forma que o cálculo do Número de Reynolds será determinado conforme abaixo.

$$Re_D = \frac{4 \cdot q_m}{\pi \cdot \mu \cdot D} \quad (76)$$

$$Re_D = \frac{4,9}{(3,14) \cdot (0,00001) \cdot (0,25385)}$$

$$Re_D = 451634,17$$

Tendo o Número de Reynolds sido indicado, é possível calcular o valor do coeficiente de descarga. Utilizando as equações 72 e 73 como base, o Coeficiente de Descarga será dado por:

$$\begin{aligned} C_d(FT) = & 0,5961 + 0,0291\beta^2 - 0,2290\beta^8 + 0,003 \cdot (1 - \beta) \cdot \left(2,8 - \frac{D}{25,4}\right) \\ & + \left(0,0433 + 0,0712e^{-8,5 \cdot \left(\frac{l1}{D}\right)} - 0,1145e^{-6,0 \cdot \left(\frac{l1}{D}\right)}\right) \cdot \left[1 - 0,23 \cdot \left(\frac{19000\beta}{Re_D}\right)^{0,8}\right] \cdot \left(\frac{\beta^4}{1 - \beta^4}\right) \\ & + \left\{-0,0116 \cdot \left[\frac{2 \cdot \left(\frac{l2}{D}\right)}{1 - \beta}\right] - 0,52 \cdot \left[\frac{2 \cdot \left(\frac{l2}{D}\right)}{1 - \beta}\right]^{1,3}\right\} \cdot \beta^{1,1} \cdot \left[1 - 0,14 \cdot \left(\frac{19000\beta}{Re_D}\right)^{0,8}\right] + 0,000511 \cdot \left(\frac{10^6\beta}{Re_D}\right)^{0,7} \\ & + \left[0,0210 + 0,0049 \cdot \left(\frac{19000\beta}{Re_D}\right)^{0,8}\right] \cdot \beta^4 \cdot \left(\frac{10^6\beta}{Re_D}\right)^{0,35} \end{aligned} \quad (77)$$

$$\begin{aligned}
C_d(FT) = & 0,5961 + 0,0291 \cdot (0,559)^2 - 0,2290(0,559)^8 \\
& + 0,003 \cdot [1 - (0,559)] \cdot \left(2,8 - \frac{253,85}{25,4}\right) \\
& + \left(0,0433 + 0,0712 \cdot (2,71)^{-8,5 \cdot \left(\frac{26,18}{253,85}\right)}\right. \\
& \left. - 0,1145 \cdot (2,71)^{-6,0 \cdot \left(\frac{26,18}{253,85}\right)}\right) \cdot \left[1 - 0,23 \cdot \left(\frac{19000 \cdot 0,559}{451634,17}\right)^{0,8}\right] \cdot \left(\frac{0,559^4}{1 - 0,559^4}\right) \\
& + \left\langle -0,0116 \cdot \left\{ \left[\frac{2 \cdot \left(\frac{26,21}{253,85}\right)}{1 - 0,559} \right] - 0,52 \cdot \left[\frac{2 \cdot \left(\frac{26,21}{253,85}\right)}{1 - 0,559} \right]^{1,3} \right\} \cdot 0,559^{1,1} \cdot \left[1 - 0,14 \cdot \left(\frac{19000 \cdot 0,559}{451634,17}\right)^{0,8}\right] \right\rangle + 0,000511 \cdot \left(\frac{10^6 \cdot 0,559}{451634,17}\right)^{0,7} \\
& + \left[0,0210 + 0,0049 \cdot \left(\frac{19000 \cdot 0,559}{451634,17}\right)^{0,8}\right] \cdot (0,559)^4 \cdot \left(\frac{10^6 \cdot 0,559}{451634,17}\right)^{0,35}
\end{aligned}$$

$$C_d(FT) = 0,605881$$

Para a determinação da incerteza expandida do Coeficiente de Descarga, novamente será utilizada a formulação indicada na AGA 3-2012, Part 1. Esta, indica duas possibilidades para determinação da incerteza, condicionando a formulação ao valor de β .

Para $\beta > 0,175$:

$$U_{C_d} = 0,5600 - 0,2550 \cdot \beta + 1,9316 \cdot \beta^8 \quad (78)$$

Para $\beta < 0,175$:

$$U_{C_d} = 0,7000 - 1,0550 \cdot \beta \quad (79)$$

Conforme visto anteriormente, o valor para este estudo é aproximadamente $\beta = 0,559$. Dessa forma, será utilizada a equação 78 para a determinação da incerteza expandida.

$$U_{C_d} = 0,5600 - 0,2550 \cdot (0,559) + 1,9316 \cdot (0,559)^8$$

$$U_{C_d} = 0,445 \quad (80)$$

Transformando o valor encontrado para incerteza padrão:

$$u_{C_d} = \left(\frac{U_{C_d}}{100} \right) \cdot \left(\frac{C_d}{k} \right) \quad (81)$$

$$u_{C_d} = \left(\frac{0,445}{100} \right) \cdot \left(\frac{0,605881}{1,96} \right)$$

$$u_{C_d} = 0,0013$$

- Incerteza padrão combinada da Pressão Diferencial ($u_{\Delta P}$)

O último fator de influência na incerteza padrão da vazão será o incremento da pressão diferencial. Os valores adotados serão conservativos e podem ser visualizados conforme certificado de calibração do transmissor de pressão diferencial.

A figura 36 abaixo, indica as cinco corridas realizadas durante a calibração do transmissor diferencial de pressão.

6 - RESULTADOS

Pressão Indicada		Pressão de Referência				$U_{95,45\%}$ %	$k_{95,45\%}$	Graus de Liberdade (ν_{eff})
(SI) kPa	Objeto kPa	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo				
		▲ kPa	▼ kPa	▲ kPa	▼ kPa			
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	2,00	Inf.
25,00	25,00	24,88	24,96	25,06	25,10	0,15	2,52	7
50,00	50,00	49,90	50,11	49,92	50,11	0,18	2,65	6
75,00	75,00	75,04	75,09	75,23	75,15	0,13	2,32	9
100,00	100,00	100,25	100,25	100,06	100,06	0,17	2,52	6

Figura 36 - Certificado de calibração do diferencial de pressão

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Em termos de porcentagem, a faixa que apresenta a maior incerteza expandida de medição, é a de 100 kPa. Contribuindo com os seguintes parâmetros para o cálculo da incerteza padrão da pressão diferencial:

$$U_{\Delta P} = 0,17\% \quad (82)$$

$$k = 2,52 \quad (83)$$

Com as informações obtidas através do certificado de calibração, o passo seguinte será o cálculo da incerteza padrão da pressão diferencial ($u_{\Delta P}$).

$$U_{\Delta P} = u_{\Delta P} \cdot k \quad (84)$$

$$\left(\frac{0,17}{100}\right) \cdot 100 = u_{\Delta P} \cdot 2,52$$

$$u_{\Delta P} = 0,67460317 \text{ kPa}$$

4.4 CÁLCULO DA VAZÃO MÁSSICA

Com todos os parâmetros calculados individualmente, o foco deste estudo será cumprido através da indicação da vazão de operação, bem como sua incerteza padrão combinada. Os valores encontrados serão substituídos na equação 19 descrita acima, de forma que será estabelecida a vazão de operação do ponto de entrega.

$$q_m = \frac{0,605881}{\sqrt{1 - (0,559)^4}} \cdot (0,998959) \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{141,9021}{1000}\right)^2 \cdot \sqrt{2 \cdot 1000 \cdot (32,38) \cdot (13,12)}$$

$$q_m = 9,28822 \text{ kg/s} \quad (85)$$

Tendo a vazão mássica determinada, o valor da incerteza padrão combinada é calculado através da equação 20, apresentada neste mesmo capítulo.

Abaixo, serão substituídos todos os valores encontrados neste estudo, bem como o fator indicado na tabela 3 para aplicações em gás natural. Para o cálculo, todas as variáveis foram determinadas no S.I.

$$u_{q_m} = \sqrt{\left[\frac{9,28822}{0,605881} \cdot 0,001347 \right]^2 + \left[\frac{9,28822}{0,998959} \cdot 0,00007 \right]^2 + \left[\frac{-2 \cdot (0,559)^4}{(1 - 0,559^4)} \cdot \left(\frac{9,28822}{0,253853} \right) \cdot 0,00003 \right]^2 + \left[\frac{2}{(1 - 0,559^4)} \cdot \left(\frac{9,28822}{0,141902} \right) \cdot 0,000025 \right]^2} + \sqrt{\left[0,5 \cdot \left(\frac{9,28822}{13120} \right) \cdot 67,460317 \right]^2 + \left[0,5 \cdot \left(\frac{9,28822}{32,38} \right) \cdot 0,121222 \right]^2}$$

$$u_{q_m} = \sqrt{(0,000426)^2 + (0,0000004)^2 + (0,00000005)^2 + (0,000013)^2 + (0,00057)^2 + (0,000302)^2}$$

$$u_{q_m} = 0,036232 \text{ kg/s} \quad (86)$$

Aplicando-se um nível de confiança de 95%, ou seja, $z = 1,96$. Será determinada a incerteza expandida para a vazão mássica, através da equação x abaixo.

$$U_{q_m} = u_{q_m} \cdot k \quad (87)$$

$$U_{q_m} = (0,036232) \cdot 1,96$$

$$U_{q_m} = 0,071 \text{ kg/s}$$

Em um comparativo direto entre o valor da vazão mássica e a incerteza expandida, tem-se, em termos de porcentagem:

$$\frac{U_{q_m}}{q_m} = \frac{(0,071) \cdot 100}{9,28822} \quad (88)$$

$$\frac{U_{q_m}}{q_m} = 0,764568 \%$$

4.5 CÁLCULO DA VAZÃO VOLUMÉTRICA

Tratando-se de uma análise prática, a vazão mássica, conforme condições de operação, será transformada em vazão volumétrica de acordo com as condições de base estabelecidas por este estudo. Para que este fato seja possível, o valor encontrado para a vazão mássica (q_m) encontrada é dividida pela massa específica de base (ρ_b), conforme equacionamento:

$$q_v = \left(\frac{q_m}{\rho_b} \right) \cdot 3600 \quad (89)$$

onde:

q_v é a vazão volumétrica nas condições de base (m^3/h).

Calcula-se a massa específica para as condições de base (ρ_b), através das condições relativas à pressão atmosférica (P_a) e temperatura (T_b). Mantendo-se a composição química do gás estudado, será utilizada a massa molar (M) anteriormente indicada, e o fator de compressibilidade (Z_b) caracterizado pelo estudo. Como resumo dos valores:

$$Z_b = 0,9974$$

$$M = 18,994 \text{ g/mol}$$

$$T_b = 20,00 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$P_a = 90,86 \text{ kPa}$$

De forma que, equacionando os valores de base:

$$\rho_b = \frac{M \cdot P_a}{Z_b R T_b} \quad (90)$$

$$\rho_b = \frac{(18,994) \cdot (90,86)}{(0,9974) \cdot (8,314) \cdot (293)}$$

$$\rho_b = 0,70988 \text{ kg/m}^3$$

Em seguida, é calculada a incerteza padrão combinada para a massa específica nas condições de base. De modo que a equação 91 contempla as novas contribuições, tendo em vista o novo fator de expansão e a massa molar estudada.

$$u_{\rho_b} = \sqrt{\left(\frac{\partial \rho_b}{\partial M} \cdot u_M \right)^2 + \left(\frac{\partial \rho_b}{\partial Z_b} \cdot u_{Z_b} \right)^2} \quad (91)$$

onde:

u_{ρ_b} é a incerteza padrão da massa específica nas condições de base (m^3/s);

u_{z_b} é o fator de compressibilidade do gás nas condições de base.

Sabendo-se que a influência da massa molar já foi calculada anteriormente e permanece constante, é calculada a influência do novo fator de compressibilidade das condições de base.

$$u_{z_b} = \left(\frac{0,1}{100}\right) \cdot \left(\frac{0,997}{1,96}\right) \quad (92)$$

$$u_{z_b} = 0,000509 \text{ kg/m}^3$$

Retornando para a equação 91, para o cálculo da incerteza padrão combinada da massa específica, a determinação será:

$$u_{\rho_b} = \sqrt{\left[\left(\frac{0,70988}{18,994}\right) \cdot 0,070218\right]^2 + \left[\left(\frac{0,70988}{0,9974}\right) \cdot 0,000509\right]^2}$$

$$u_{\rho_b} = 0,002649 \text{ kg/m}^3 \quad (93)$$

Retornando à equação 89, através dos valores encontrados para cálculo da vazão volumétrica nas condições de base, têm-se em termos horários:

$$q_v = \frac{9,28822}{0,70988} \cdot 3600$$

$$q_v = 47103,167 \text{ m}^3/h \quad (94)$$

Para avaliação com os valores estabelecidos na Autorização de Operação, conforme figura 23, o valor encontrado em base horária deverá ser expandido em termos diários. De modo que, a vazão volumétrica para o ponto estudado será de:

$$q_{v_d} = (47103,167).24 \quad (95)$$

$$q_{v_d} = 1130476,01 \text{ m}^3/\text{dia}$$

O cálculo da incerteza padrão combinada da vazão volumétrica, é dado por:

$$u_{q_v} = \sqrt{\left(\frac{\partial q_v}{\partial \rho_b} \cdot u_{\rho_b}\right)^2 + \left(\frac{\partial q_v}{\partial q_m} \cdot u_{q_m}\right)^2} \quad (96)$$

De forma que:

$$u_{q_v} = \sqrt{\left[\left(\frac{47103,167}{0,70988}\right) \cdot 0,002649\right]^2 + \left[\left(\frac{47103,167}{9,28822 \cdot 3600}\right) \cdot 130,4376\right]^2}$$

$$u_{q_v} = 254,292 \text{ m}^3/\text{h} \quad (97)$$

Para obter-se nível de confiança de 95%, ou seja, $z = 1,96$. Será determinada a incerteza expandida para a vazão volumétrica, de forma a avaliar a qualidade da medição realizada no ponto estudado.

$$U_{q_v} = u_{q_v} \cdot k \quad (98)$$

$$U_{q_v} = (254,292) \cdot 1,96$$

$$U_{q_v} = 498,403 \text{ m}^3/\text{h}$$

Em um comparativo para verificação da relação direta entre o valor da vazão volumétrica e sua incerteza expandida calculada, tem-se, em termos de porcentagem:

$$\frac{U_{q_v}}{q_v} = \frac{(498,403) \cdot 100}{47103,167} \quad (99)$$

$$\frac{U_{q_v}}{q_v} = 1,058109 \%$$

Dessa forma, é possível afirmar que o ponto de entrega estudado é apto para operação segundo os critérios normativos. A avaliação segundo a vazão de operação está de acordo com os limites de operação estabelecidos pela Autorização de Operação e a incerteza expandida está dentro dos limites do Regulamento Técnico de medição.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento de um projeto multidisciplinar visando a análise da qualidade da medição de vazão, em um ponto de entrega de transferência de custódia de gás natural, é um passo importante para a indústria de óleo e gás. Não só pelo desenvolvimento de um projeto de engenharia, mas pela otimização desenvolvida através de programação e das premissas desenvolvidas para uma aplicação prática na indústria atual.

Este estudo, pôde utilizar de experiências teóricas aprendidas durante a graduação, de forma a elencar características imprescindíveis para a mecânica de escoamento do gás natural. Inicialmente, estas premissas foram de fundamental importância para o estudo bibliográfico, de forma a direcionar o cálculo numérico aplicado a este hidrocarboneto. Como complemento, foram utilizados artigos relacionados a indústria do petróleo e seus derivados, o que direcionou o projeto a uma aplicação prática e possibilitou o embasamento completo sobre o tema.

Unindo as referências teóricas imprescindíveis para o cálculo final, foi-se necessária a visualização prática dos conceitos das máquinas e medidores envolvidos no processo de medição de gás natural. Inicialmente, o entendimento de um típico ponto de entrega de gás natural foi realizado, para que todo o caminho percorrido durante o processo fosse avaliado. Esta escolha auxiliou a visualização de toda engenharia que envolve a medição de gás natural, através de um fluxograma característico dessas instalações.

Por seguinte, o estudo foi capaz de focar nas características fundamentais de cada um dos instrumentos presentes no sistema. Estes, possuem particularidades tanto normativas de instalação, quanto para utilização dos dados medidas. Somouse, então, um viés regulatório a ser seguido pelo estudo.

Em conceitos metrológicos, a qualidade da medição pode ser entendida como a incerteza do resultado do cálculo de vazão. Tendo este conceito sido bem apresentado, entende-se que há um gás não contado relacionado a toda medição realizada. De forma que, possíveis variações no resultado encontrado devem ser estimadas.

Para a conformidade de acordo com as legislações nacionais, um sistema de medição deve cumprir todas as predeterminações estabelecidas no Regulamento

Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013). Dentre as regras nacionais, há o limite de incerteza máximo para pontos de entrega de transferência de custódia de 1,5%. Este foi o principal parâmetro seguido durante o desenvolvimento numérico e de programação. De forma que os conceitos teóricos, numéricos e de programação fossem consolidados numa planilha para cálculo de vazão e de sua incerteza associada.

O desenvolvimento de programação é um importante passo para o desenvolvimento industrial do nosso país, não só pela otimização do processo, mas pela iniciativa em melhorar e desenvolver. Visto que pode ser amplamente replicado para outros *sites*. Como exemplificação da conformidade numérica e conceitual, o passo seguinte a criação da planilha foi a aplicação em um ponto de entrega de grande movimentação de gás natural.

Por fim, a avaliação da qualidade e da conformidade de um típico ponto de entrega de gás natural mostrou-se coerente ao padrão de uma indústria extremamente competitiva e de tecnologia de ponta. Utilizando premissas instituídas na Autorização de Operação, comprovou-se que os volumes em média medidos, ou volumes de operação, estão dentro da faixa instituída pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

REFERÊNCIAS

ANP. Encarte de Consolidação da Produção 2020. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2020/2020-12-boletim.pdf> Acessado em 28/05/2022.

ANP. Fase de Produção. Brasil, 2020. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao> Acessado em 20/06/2022.

ASSOCIATION OF OIL PIPE LINES, 2016. Reports Archive. Disponível em <https://aopl.org/page/reports-archive> Acessado em 03/09/2022.

BP. Statistical Review of World Energy. Reino Unido, 2020. Disponível em <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> Acessado em 10/03/2022.

EPE. Balanço Energético Nacional, 2020. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020> Acessado em 01/02/2022.

GOMES, I. C. Uma análise do mercado e do preço competitivo de gás natural em São Paulo. Dissertação (Mestrado em Energia) - São Paulo: USP, 1996. Disponível em <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-18012012-145739/pt-br.php> Acessado em 18/02/2022.

GOVERNO FEDERAL (Brasil). Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural: Dados da produção de petróleo e gás natural (...). Brasil, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural> Acessado em 07/04/2022.

MARCHETTI, C. 2009. Usage of Ultrasonic Meters for Fiscal Metering of Gas Natural Flow. MS thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

Nº 9.478/1997 – Lei do Petróleo. Nova Lei do Gás”, lei Nº 14.134. Regulamento Técnico de Medição (ANP/INMETRO, 2013). Portaria Conjunta ANP/INMETRO nº 1. Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (ANP, 2011).

OLIVEIRA, Gabriel Arcanjo Melo. Avaliação Econômica das Alternativas de Suprimento de Energia Elétrica de uma Unidade de Processamento de Gás Natural. Rio de Janeiro, S/D. Disponível em <http://iepuc.puc-rio.br/dados/files/186678-1-Gabriel-Arcanjo.pdf> Acessado em 17/06/2022 Acessado em 20/02/2022.

PARO, A de C. Estudo da contribuição do gás natural no setor elétrico – uma análise de cenários de sua expansão nos setores de geração termelétrica, cogeração e residencial. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – São Paulo: EP/USP, 2005. Disponível em chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16112005-144206/publico/Dissertacao_AndreParo.pdf Acessado em 01/04/2022.

PIRES, Adriano; SCHECHTMAN, Rafael. Dez anos da Lei do Petróleo. O Estadão de São Paulo, 2004. Disponível em <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,dez-anos-da-lei-do-petroleo,29471> Acessado em 12/03/2022.

Placa de Orifício, S/D. Disponível em <https://valexflux.com.br/portfolio/placa-de-orificio/> Acessado em 02/02/2022.

PRAÇA, E. R. Distribuição de gás natural no Brasil: um enfoque crítico e de minimização de custos. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Fortaleza: DET/UFCE, 2003. Disponível em chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfindmkaj/https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/1466/1/2003_dis_erpraca.pdf Acessado em 01/02/2022.

REIS, L. B. dos; FADIGAS, E. A. A.; CARVALHO, C. E. Energia, Recursos Naturais e a Prática do Desenvolvimento Sustentável. São Paulo: Manole, 2. ed, 2005.

Rennó, M., Lemgruber, N. (2009), O ciclo de vida de um empreendimento de dutos. In. FREIRE, J. L. F., Engenharia de Dutos, 1ª Edição, Rio de Janeiro, ABCM.

RIBEIRO, L. D.; CRUZ, S. R. A.; REIS, R. A. Cálculo de viscosidade de misturas não eletrolíticas. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, 6. 2005, Campinas. Anais... Campinas: Unicamp, 2005.

SANTOS, E. M. Dos; FAGÁ, M. T. W.; BARUFI, C. B.; POULALLION, P. L. Gás natural: a construção de uma nova civilização. Estudos Avançados, São Paulo; v. 21, n. 59, p. 67-90, 2007. Disponível em <https://www.revistas.usp.br/eav/article/view/10207/11804> Acessado em 13/03/2022.

SCUCUGLIA, José Wanderley. Sistema De Controle De Escoamento De Gás Natural Em Dutos De Distribuição Com Detecção De Vazamentos Utilizando Redes Neurais. São Paulo, 2006. Disponível em https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/100365/scucuglia_jw_dr_ilha.pdf?sequence=1 Acessado em 14/02/2022.

SOUSA, Marcos Timóteo Rodrigues de. Transporte dutoviário: a circulação de combustíveis em São Paulo (1990 – 2000). Caminhos de Geografia, Uberlândia, v. 6, n. 16, p.6-13, out. 2005.

VIANA, Ulisses Barcelos. Instrumentação Básica II Vazão, Temperatura e Analítica. Espírito Santo: Senai, 1999. Disponível em <https://docente.ifrn.edu.br/gustavosouza/2012.2/3-qui-int-1v/Instrumentacao%20Basica%20II%20-%20Vazao%20Temperatura%20e%20Analitica%20-%20SENAI.pdf> Acessado em 20/05/2022.

VIEIRA, P. L., GARCIA, C. B., GUIMARÃES H., B., TORRES, E. A., PEREIRA, O. L. S. Gás natural: benefícios ambientais no Estado da Bahia. Salvador: Solisluna Design e Editora, 132 p., 2005. Disponível em chrome-extension://efaidnbnmnibpcjpcglclefindmkaj/http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0362_05.pdf Acessado em 10/06/2022.

KOZERSKI, G. R.; HESS, S. C. Estimativa dos poluentes emitidos pelos ônibus e micro-ônibus de Campo Grande/MS, empregando como combustível diesel, biodiesel ou gás natural. Engenharia Sanitária e Ambiental, Rio de Janeiro; v. 11, n. 2, p. 113-117, abr./jun. 2006.

AGA REPORT NO. 8 Part 1 – Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases: DETAIL and GROSS Equation of State

AGA REPORT NO. 8 Part 2 – Thermodynamic Properties of Natural Gas and Related Gases: Equation of State

AGA REPORT 3 Part 1 – Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids – Concentric, Square-edge Orifice Meter: General Equations and Uncertainty Guidelines

AGA REPORT 3 Part 2 – Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids – Concentric, Square-edge Orifice Meter: Specification and Installation Requirements

AGA REPORT 3 Part 3 – Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids – Concentric, Square-edge Orifice Meter: Natural Gas Applications

AGA REPORT 9 – Measurement of Natural Gas by Multipath Ultrasonic Meters

AGA REPORT 7 – Measurement of Natural Gas by Turbine Meters