



**Fagner Geovani de Sá**

**Avaliação metrológica da influência da composição do  
gás natural na medição de vazão em sistemas de alívio  
de pressão tipo tocha**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Maurício Nogueira Frota  
Co-orientador: Dr. Élcio Cruz de Oliveira

Rio de Janeiro  
Março de 2014



**Fagner Geovani de Sá**

**Avaliação metrológica da influência da composição do gás natural na medição de vazão em sistemas de alívio de pressão tipo tocha**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Maurício Nogueira Frota**

Orientador/Presidente

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

**Dr. Élcio Cruz de Oliveira**

Co-orientador

PETROBRAS S.A.

**Prof. Carlos Roberto Hall Barbosa**

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

**Dr. Roger Rocha**

PETROBRAS S.A.

**Prof. José Eugenio Leal**

Coordenador Setorial de Pós-Graduação do  
Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 27 de março de 2014

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

### **Fagner Geovani de Sá**

Graduado em Tecnologia Mecânica pela Universidade Federal do Espírito Santo em 2007, trabalha desde 2002 na Petrobras como Inspetor de Equipamentos e Instalações em atividades de suporte técnico em metrologia e medição de fluidos.

#### Ficha Catalográfica

Sá, Fagner Geovani de

Avaliação metrológica da influência da composição do gás natural na medição de vazão em sistemas de alívio de pressão tipo tocha / Fagner Geovani de Sá; Orientador: Maurício Nogueira Frota; Co-orientador: Élcio Cruz de Oliveira. – 2014.

105 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para a Qualidade e Inovação).

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Gás de tocha. 3. Medição de vazão de gás. 4. Queima de gás natural. 5. Regulação. 6. Ultrassom. 7. Incerteza de medição. I. Frota, Mauricio Nogueira. II. Oliveira, Élcio Cruz de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação. IV. Título.

CDD: 389.1

A Maria Lucia Vieira de Sá, minha mãe, meu exemplo de perseverança, força, e amor. Acreditou em mim mesmo quando eu mesmo não acreditei e me ensinou que apesar dos pesares a vida vale a pena e que Deus é por nós.

## Agradecimentos

Ao Deus da minha vida que me guarda e me conduz pela ação do seu Espírito.  
Toda honra e toda glória sejam dadas a Ti meu Senhor e meu Deus.

Ao Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Qualidade e Inovação (PósMQI), e meu Orientador, Professor PhD. Maurício Nogueira Frota pela dedicação à frente do PósMQI, e especialmente pelo exaustivo trabalho de revisão de meu texto.

Ao meu co-orientador Dr. Elcio Cruz de Oliveira, por toda dedicação e atenção dispensada para a concretização deste trabalho. Tens minha gratidão, minha admiração e minha amizade. Espero nos encontrarmos em outros trabalhos para discutirmos metrologia com o cuidado e a qualidade que essa ciência merece.

À Petrobras, principalmente aos meus superiores, Jose Luiz Marcuso, Luiz Robério, Bento Daher, Maria Lucia de Fátima, Adeilton Rogério e Cesar Siqueira, pela oportunidade de participar deste projeto.

A minha Família, Maria Lucia (Mãe), Fábio e George (Irmãos), obrigado por acreditarem em mim. Com vocês sei que posso ir além, pois juntos somos mais.

A Juliana, minha companheira, amiga e meu amor. Obrigado pela paciência e parceria nesta jornada e em tantas outras que vivemos e viveremos juntos.

Aos membros da banca examinadora pelos comentários e sugestões. Em especial ao colega Dr. Roger Rocha. Foi uma honra tê-lo em minha banca.

Aos professores Carlos Hall e Fátima Ludovico, pela atenção, cooperação, e compromisso com a tarefa de ensinar. Verdadeiramente professores.

Aos meus colegas de trabalho, em especial a Leonardo Santiago e Victor Teixeira pelo incentivo inicial, Matheus Guerra e Yuri Baldi pelo companheirismo, e a Joan Piero pela atenção, dedicação, apoio e amizade.

À minha nova “grande pequena” amiga e mestra Khrissy Medeiros, pelo companheirismo e por tornar nossas aulas do mestrado um pouco mais divertidas.

E a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento e a realização deste trabalho.

## Resumo

Sá, Fagner Geovani de; Frota, Mauricio Nogueira (Orientador); Oliveira, Élcio Cruz de (Co-orientador). **Avaliação metrológica da influência da composição do gás natural na medição de vazão em sistemas de alívio de pressão tipo tocha.** Rio de Janeiro, 2013. 105p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para qualidade e inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta dissertação de mestrado teve por objetivo avaliar a influência da composição do gás natural na medição de vazão pela técnica de ultrassom em sistemas de alívio de pressão tipo tocha. A inclusão da composição do gás na correção da medição da vazão do gás em sistemas de tocha constitui uma exigência legal imposta pelo regulador brasileiro do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. A histórica dificuldade técnica associada à coleta de amostras de gás em sistemas de tocha e os constantes questionamentos sobre a representatividade das amostras coletadas são as principais motivações para a realização deste estudo. A metodologia utilizada fundamentou-se em pesquisa bibliográfica, documental e de campo. Por meio de pesquisa bibliográfica, documental e normativa realizou-se o embasamento técnico e teórico do estudo. A pesquisa de campo teve por finalidade coletar informações de estações de medição de gás em sistemas de tocha de uma unidade marítima de produção de petróleo e gás. A partir do tratamento das informações coletadas, os resultados da pesquisa permitiram quantificar que o erro máximo na medição de vazão de gás por ultrassom devido ao desconhecimento de sua real composição é 0,04%. Dentre as conclusões, (i) as amostras de gás coletadas em sistemas de tocha não representam de forma adequada o volume de gás medido e (ii) o erro máximo estimado associado à totalização do volume de gás mostrou-se desprezível quando comparado ao volume total de gás documentado nos históricos de medição e aos erros aleatórios aceitáveis para o tipo de estação de medição considerado.

## Palavras-chave

Metrologia; tocha; gás natural; medição de vazão; ultrassom; regulamentação.

## Abstract

Sá, Fagner Geovani de; Frota, Mauricio Nogueira (Advisor); Oliveira, Élcio Cruz de (Co-advisor). **Metrological evaluation of the influence of the composition of the natural gas on flow rate measurements in pressure relief flare systems**. Rio de Janeiro, 2013. 105p. MSc. Dissertation – Programa de Pós-graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para qualidade e inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The objective of this dissertation is to evaluate the influence of the composition of the natural gas on the flow rate measurements in pressure relief flare systems. The consideration of the gas composition in the correction of the gas flow rate measurements in the flare system is a legal requirement imposed by the Brazilian regulating agency for oil, natural gas and biofuels. The historical technical difficulties associated with collecting gas samples from flare systems and the constant questions about the representativeness of the collected samples are the main motivations for this study. The methodology used was based on literature, documental and field research. Through literature, documental and normative research was conducted at the technical and theoretical foundation of the study. The field research aimed at collecting information of measurement systems of gas flare in a maritime unit of oil and gas production. From the treatment of collected information, the research results allowed to quantify that the maximum error in the measurement of gas flow rate by ultrasonic meters due to the lack of knowledge of its actual composition is 0.04%. Among the conclusions, (i) the collected gas samples in flare systems do not adequately represent the volume of measured gas and (ii) the estimated maximum error associated with the totalization of the gas volume was found to be negligible compared to the documented total volume gas on historical measurements and to acceptable random errors for the type of the considered measurement system.

## Keywords

Metrology; Flare; natural gas; flow measurement; ultrasonic; regulations.

# Sumário

<b>1. Introdução</b>	<b>16</b>
1.1. Definição do problema de pesquisa	20
1.2. Objetivo geral e específico	23
1.3. Motivação	23
1.4. Metodologia	24
1.5. Estrutura da dissertação	24
<b>2. Fundamentação teórica e regulatória</b>	<b>26</b>
2.1. O gás natural	26
2.2. O gás natural na matriz energética brasileira	32
2.3. Cromatografia em fase gasosa	35
2.4. Regulamentação aplicável à medição do gás natural	37
2.5. A queima de gás e o meio ambiente	40
<b>3. Fundamentos da medição de vazão por ultrassom</b>	<b>43</b>
3.1. A tecnologia de medição de vazão por ultrassom	43
3.1.1. Tecnologia do transdutor	44
3.1.2. Características do sinal ultrassônico	46
3.1.3. Detecção do pulso	47
3.2. Normas aplicáveis aos medidores de vazão por ultrassom	48
3.3. Princípio de funcionamento do medidor de vazão por ultrassom	50
3.4. Considerações sobre a incerteza da medição por ultrassom	54
3.5. Considerações a respeito de manutenção e calibração	59
<b>4. Medição de vazão de gás natural em sistemas de tocha</b>	<b>61</b>
4.1. O sistema de medição de gás em tocha	61

4.2. Características do escoamento de gás em sistemas de tocha	65
4.2.1. Tratamento estatístico dos resultados das medições	66
4.2.2. Considerações a respeito das medições no sistema de tocha	67
4.3. Amostragem de gás em sistemas de tocha	72
<b>5. Influência da composição do gás na medição de vazão</b>	<b>76</b>
5.1. O fator de compressibilidade na medição de gás por ultrassom	76
5.2. Análise estatística do fator de compressibilidade	78
5.3. Erro devido ao desconhecimento da real composição do gás	80
5.4. Expressão da incerteza associada à medição de vazão	81
<b>6. Conclusões e recomendações</b>	<b>90</b>
6.1. Conclusões	90
6.2. Recomendações aos gestores de sistemas de tocha	94
6.3. Recomendações para desdobramentos futuros deste trabalho	95
<b>7. Referências bibliográficas</b>	<b>96</b>
Apêndice A – Amostragem de gás natural em gasodutos	102
Apêndice B – Tabelas	105

## Lista de figuras

Figura 1 – Queima de gás em uma unidade marítima de produção	18
Figura 2 – Hidrato formado em um gasoduto	30
Figura 3 – Movimentação de gás natural	31
Figura 4 – Participação de renováveis na matriz energética	33
Figura 5 – Oferta interna de energia	33
Figura 6 – Matriz energética brasileira: 2011 e 2012	34
Figura 7 – Constituintes básicos de um cromatográfico	36
Figura 8 – Ondas geradas por vibração induzida	46
Figura 9 – Espectro sonoro em relação ao campo auditivo humano	46
Figura 10 – Medidor de vazão por ultrassom	51
Figura 11 – Forma típica do pulso de alta frequência	51
Figura 12 – Trechos de medição recomendados	58
Figura 13 – Esquema típico de um sistema <i>flare</i>	62
Figura 14 – Estação de medição típica	63
Figura 15 – Unidade Produção tipo FPSO	66
Figura 16 – Vazão no LP <i>flare</i> no ano de 2013	67
Figura 17 – Vazão no HP <i>flare</i> no ano de 2013	67
Figura 18 – Pressão estática no LP <i>flare</i> no ano de 2013	69
Figura 19 – Pressão estática no HP <i>flare</i> no ano de 2013	70
Figura 20 – Temperatura de processo no LP <i>flare</i> no ano de 2013	70
Figura 21 – Temperatura de processo no HP <i>flare</i> no ano de 2013	70
Figura 22 – Incerteza expandida do Z	83
Figura 23 – Total de gás produzido vs. gás queimado	88
Figura 24 – Total de gás queimado vs. incerteza associada	89
Figura 25 – Incerteza do gás queimado vs. erro máximo possível	89

## Lista de quadros

Quadro 1 – Comparativo entre placa de orifício e ultrassom	16
Quadro 2 – Hidrocarbonetos presentes no gás natural	27
Quadro 3 – Não-hidrocarbonetos presentes no gás natural	28
Quadro 4 – Rotinas para análises do gás produzido	39
Quadro 5 – Normas referenciadas no RTM para medição de gás	49
Quadro 6 – Requisitos de EMED conforme RTM 2013	64
Quadro 7 – Testes paramétricos e não paramétricos: comparação	68
Quadro 8 – Influência das propriedades do gás na medição de vazão	77

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Efeito do H <sub>2</sub> S nos seres humanos	29
Tabela 2 – Requisitos metrológicos para medição de gás natural	38
Tabela 3 – Medição de gás em sistemas de tocha na UO-ES	43
Tabela 4 – Classificação ISO 17089 para medidores por ultrassom	49
Tabela 5 – Velocidade do som em diferentes condições	50
Tabela 6 – Incerteza de medidores de vazão de flare	57
Tabela 7 – Influência do acréscimo de propano na medição de gás	58
Tabela 8 – Teste Kolmogorov-Smirnov	68
Tabela 9 – Estatísticas das séries de vazão de gás do LP e HP flare	68
Tabela 10 – Estatística das séries de vazão do gás combustível	69
Tabela 11 – Estatística das séries P e T em LP e HP flare	71
Tabela 12 – Histórico de amostras de gás invalidadas (2011 a 2013)	72
Tabela 13 – Ciclos necessários para purgar amostras de gás	73
Tabela 14 – Categorização de Eventos Típicos de Tocha	74
Tabela 15 – Condição de escoamento de gás em <i>flare</i>	78
Tabela 16 – Fator de compressibilidade HP Flare	79
Tabela 17 – Estatísticas das séries Z <sub>b</sub> /Z <sub>f1</sub> e Z <sub>b</sub> /Z <sub>f2</sub>	80
Tabela 18 – Fontes de Incertezas padrão relativas de “Q <sub>b</sub> ”	84
Tabela 19 – Contribuição da incerteza associada à medição de gás	86
Tabela 20 – Relação gás queimado <i>versus</i> produzido em 2013	87
Tabela 21 – Fator de compressibilidade LP Flare	105
Tabela 22 – Fator de compressibilidade gás combustível	105

## Lista de siglas e abreviaturas

ABNT	Associação brasileira de normas técnicas
AGA	<i>American gas association</i>
ANP	Agência nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ATM	Apreciação Técnica de Modelo
BEM	Balanço energético nacional
BMP	Boletim mensal de produção
BPPG	Boletim da produção de petróleo e gás
CGA	Controle de Ganho Automático
CV	Coefficiente de variação
DPMAD	Desvio padrão da mediana
EMED	Estação de medição de fluidos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
GASBOL	Gasoduto Bolívia x Brasil
GGFR	<i>Global Gas Flaring Reduction</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ISO GUM	Guia para Expressão da Incerteza de Medição
KS	Teste estatístico Kolmogorov-Smirnov
MME	Ministério de minas e energia
NEL	<i>National Engineering Laboratory</i>
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
PPT	Plano prioritário de termoeletricas
RMC	Requisito metrológico do cliente

RTM	Regulamento técnico de medição de Petróleo e Gás
UO-ES	Unidade de operação da Petrobras no Espírito Santo
VIM	Vocabulário Internacional de Metrologia
Z	Fator de compressibilidade do gás
Z <sub>b</sub>	Fator de compressibilidade do gás nas condições padrão de medição
Z <sub>f</sub>	Fator de compressibilidade do gás nas condições de operação

# 1 Introdução

A medição de vazão de gás natural é uma atividade complexa que requer cuidados operacionais e o uso de técnicas homologadas para assegurar a legitimidade da transferência da custódia<sup>1</sup> na cadeia produtiva do combustível. O impacto econômico que resulta de indesejáveis erros na medição e os controles regulatórios da medição fiscal têm motivado melhorias dos sistemas de medição, assim atendendo às expectativas dos clientes da medição e garantindo a conformidade aos requisitos legais de contratos.

Neste cenário de melhores técnicas de medição de vazão de gás natural, a medição ultrassônica (não invasiva) apresenta-se como alternativa atraente da já consolidada técnica por placas de orifício. O Quadro 1 (Marcheti Jr., 2009) compara essas técnicas, destacando as vantagens da medição por ultrassom.

Quadro 1 – Comparativo entre placa de orifício e ultrassom

<b>Tecnologia</b>	<b>Pontos fortes</b>	<b>Pontos para melhoria</b>
Placa de orifício	<ul style="list-style-type: none"><li>• Conceitos Conhecidos</li><li>• Inspeções anuais das placas</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Menor exatidão<sup>2</sup></li><li>• Baixa amplitude da faixa nominal</li><li>• Possibilidades de vazamento ocasionando risco de segurança</li></ul>
Ultrassom	<ul style="list-style-type: none"><li>• Maior exatidão</li><li>• Ampla faixa de indicação</li><li>• Sem partes móveis</li><li>• Tem tolerância a líquidos e partículas sólidas.</li><li>• Maior segurança operacional</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Necessidade de comprovação da frequência de calibração</li></ul>

Fonte: Marcheti Jr (2009).

<sup>1</sup> Transferência de custódia: A transferência legal e/ou comercial de fluidos hidrocarbonetos é citada no item 3.46 (RTM, 2013).

<sup>2</sup> Exatidão de medição: Grau de concordância entre um valor medido e um valor verdadeiro de um mensurando. A “exatidão de medição” não é uma grandeza e não lhe é atribuído um valor numérico (Inmetro, 2012).

Em meados da década de 90, na Europa, e no final dessa década, nos EUA, a medição por ultrassom para transferência de custódia ganhou notoriedade com a introdução da norma AGA9:1998 (Lipták, 2003). Na visão de Salgado e Ramos (2009), a subsequente introdução da norma AGA10:2003 também impactou na medição por ultrassom na indústria, dado que esta norma descreve uma equação de estado que prediz a velocidade do som, de forma mais completa. Conhecer a velocidade do som no meio (gás natural) é de extrema importância para a avaliação de desempenho da medição ultrassônica e a AGA10:2003, ao discutir este assunto, complementa as recomendações da AGA9:1998. A norma AGA10:2003 se constitui provavelmente como a equação mais confiável e atualizada para simular a velocidade do som no gás natural com grande confiabilidade.

A instituição, no Brasil, do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás natural (RTM), por força da Portaria conjunta nº1 ANP/Inmetro, de junho de 2000<sup>3</sup>, estabeleceu os requisitos metrológicos e as tecnologias de medição de gás natural e homologou o medidor de vazão por ultrassom como uma tecnologia aceitável para tal propósito (item 7.1.1 do RTM). Dentre os fatores que qualificam a tecnologia de medição de gás nas instalações industriais de produção de Petróleo e Gás Natural, a simplicidade, o baixo custo de manutenção e a ausência de partes móveis qualificam a técnica por placa de orifício como a mais utilizada. Ribeiro (2003) ressalta a exatidão satisfatória deste sistema de medição, cujas bases teóricas são bem conhecidas pela indústria e adequadamente documentadas nas normas AGA3:2012 e NBR ISO 5167:2011. Dentre as desvantagens desta técnica, destacam-se: introduz considerável perda de carga no fluxo (alta intrusividade), o que impacta nos custos de bombeamento; e possui estrita faixa de medição, fatores esses que desqualificam o uso de placas de orifício, entre outras tecnologias, na medição de vazão em pontos específicos da instalação de produção.

Considerando especificamente o duto de escoamento de gás para o sistema de queima, denominado tocha ou *flare* Figura 1, este dispositivo é classificado, pelas normas ANSI/API 521:2008 e ISO 23251:2008, como sistema de segurança, já que permite eliminar de forma segura os gases de alívio. Por questões de

---

<sup>3</sup> O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural foi recentemente revisado por meio da Resolução Conjunta N°1ANP/INMETRO, de 10 de Junho de 2013.

segurança deve-se evitar a estocagem do gás produzido no ambiente de processamento primário do petróleo e gás em instalações de produção, assim “aliviando” para a atmosfera a produção excedente. Este alívio, ou descarte, é realizado pela queima do gás por meio do sistema tocha, que consiste basicamente em um duto dimensionado com a menor perda de carga possível, alinhado para a atmosfera, no qual se mantém sempre acesa uma chama piloto.



Figura 1 – Queima de gás em uma unidade marítima de produção

Esta queima reduz o impacto ambiental gerado pela emissão direta do gás natural na atmosfera, uma vez que o gás natural apresenta teores de metano ( $\text{CH}_4$ ) superiores a 70%, sendo cerca de 20 vezes mais poluidor que os subprodutos da combustão  $\text{CO}$  e  $\text{CO}_2$ . O sistema de tocha pode ser utilizado também para despressurização total da planta de produção caso ocorram problemas no processo, funcionando assim como uma grande válvula de alívio de segurança que atua em momentos críticos do processo. Sendo assim, no sistema de tocha, devem-se evitar obstáculos no duto de escoamento que possam afetar sua atuação como válvula de alívio. Deste modo, especificamente para sistemas de alívio de pressão tipo tocha em unidade de produção de Petróleo e Gás Natural, a medição de vazão por ultrassom é a tecnologia mais adequada e a mais utilizada atualmente (Loureiro, 2013). A norma API 14.10:2012 indica que várias outras tecnologias de medição podem ser utilizadas para medições em sistemas de tocha, porém a sua aplicabilidade a grandes faixas de operação e sua baixa intrusividade justificam a aceitação da medição ultrassônica nesses sistemas.

No que concerne à racionalização do uso do combustível, a queima de gás em instalações deve, entretanto, sempre que possível, ser evitada, já que a representa a não utilização racional deste recurso energético “tanto para o desenvolvimento atual da indústria gasífera como para sua utilização futura” (Nota Técnica ANP nº 01/02/SCG, 2002). Pereira e Araújo (2010) apresentam os critérios jurídicos para regular e aprovar a queima do gás, dentre os quais se destacam:

- Lei 9478/1997 (“Lei do Petróleo”), que estabelece que a queima de gás, seja qual for a natureza da ocorrência, será incluída no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos;
- Decreto nº 2705, de 3 de agosto de 1998, que reafirma a inclusão dos volumes queimados para cálculo dos royalties devidos, porém flexibiliza esta obrigação quando comprovadas as necessidades operacionais e ou de segurança das instalações, sendo necessária a autorização prévia da ANP;
- O contrato de concessão, firmado entre a União e os concessionários, que reitera a necessidade de aprovação prévia para queima de gás associado; e
- O regulamento técnico de medição de Petróleo e Gás, aprovado pela portaria nº1 da ANP/Inmetro em julho de 2000 e revisada recentemente por meio da resolução conjunta nº 1 ANP/Inmetro de 10 de junho de 2013 (RTM, 2013).

Entende-se, assim, que a medição do volume aliviado pelo sistema de tocha se faz necessário pelas seguintes razões:

- Atendimento ao regulamento de medição da ANP/INMETRO;
- Atendimento à legislação ambiental que trata do controle de emissões atmosféricas; e
- Controle da produção dos campos e comportamento de reservatório.

Em conformidade ao item 7 do regulamento técnico de medição de Petróleo e Gás, aprovado pela resolução conjunta nº 1 ANP/Inmetro de 10 de junho de 2013, os volumes de gás direcionados ao sistema de tocha devem sempre ser medidos, ainda que esta não seja caracterizada como uma medição fiscal<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Medição Fiscal - Medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705/98 e inciso X, do art. 2º da Lei 12.351/2010. Toda medição utilizada no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais. Definição conforme o RTM (2013).

7.5.3. As seguintes variáveis de processo devem ser medidas, consolidadas e registradas como medição operacional, quando não entrarem no cômputo de medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia: [...] c) Volumes de gás ventilado ou de queima. A estimativa destes volumes por balanço ou outros procedimentos deve ser previamente autorizada pela ANP (RTM, 2013).

Quando a medição do gás em sistema de tocha for classificada como fiscal, esta deve atender aos requisitos definidos no item 6.4. do referido regulamento técnico de medição.

## **1.1. Definição do problema de pesquisa**

Conforme apresentado na introdução desta dissertação, a medição de gás natural é uma obrigação legal, uma exigência do órgão regulador do governo federal brasileiro para o setor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), e as regras e requisitos a serem atendidos estão definidos no RTM aplicável. Para o ponto de medição do gás em tocha não é diferente, seja ela uma medição de caráter fiscal ou apenas para controle operacional, conforme definido, respectivamente, nos itens 6.4 e 7.5.3 do regulamento aplicável, conforme citação anterior.

Segundo Delmée (2003), “conhecer as principais propriedades dos fluidos é indispensável para abordagem de qualquer estudo sobre medidores de vazão” e, sendo o escoamento de fluidos compressíveis um fenômeno que abrange propriedades físicas e químicas (e.g.: densidade, viscosidade, pressão, temperatura, composição química), o agente regulador descreve no item 8.2. do RTM a necessidade de amostragem e análise química do gás produzido, conforme a seguir especificado:

*8.2.1. Nas medições de gás natural devem ser realizadas as análises qualitativas e quantitativas a serem usadas na determinação da composição do gás, da massa específica, do poder calorífico, dos teores de gases inertes e contaminantes, para atendimento as exigências da ANP relativa à especificação do gás para correção nas medições dos volumes e para outros usos [...] 8.2.2. As análises deverão ser realizadas conforme definido no anexo B ou sempre que forem identificadas variações significativas (RTM, 2013).*

O anexo B citado pelo agente regulador no RTM (2013) apresenta uma tabela na qual define-se que o gás natural deve ser analisado, para determinação

das propriedades citadas no item 8.2.1, a cada 30 dias. No entanto, a norma API 14.10:2012, publicada em 2007, estabelece considerações a respeito da influência da composição do gás medido, indicando que em alguns casos o conhecimento da composição do fluido pode ser “negligenciado”. A norma API 14.10:2012 discute especificamente a medição de vazão em sistemas de tocha.

Para atender aos requisitos do RTM (2013), sobre a amostragem do gás natural, as equipes de operação de instalações de produção e processamento primário de petróleo e gás natural coletam mensalmente amostras nos pontos de medição fiscal com periodicidade mensal, submetendo-as aos laboratórios encarregados de analisar e quantificar a sua composição química. Os resultados dessas análises constituem insumos (dados de entrada) para atualizar os computadores de vazão, assim assegurando a compensação dos volumes medidos.

De acordo com relatos das equipes de operação de unidade de produção de Petróleo e Gás no Brasil, historicamente, as amostras coletadas do gás que alimenta o sistema de tocha apresentam alto índice de contaminação por oxigênio. Como o oxigênio não é um constituinte normal do gás natural, a sua presença é um indicador de que a amostra foi contaminada com ar. Esta contaminação ocorre, principalmente, pela baixa pressão ( $\sim 0,101325$  MPa) do escoamento operado pelo sistema de tocha, fato este que dificulta o fluxo do gás do ponto de coleta para o cilindro onde a amostra será armazenada (mantida praticamente à mesma pressão).

Dados de acompanhamento do comportamento operacional desses pontos de medição (sistemas de tocha) confirmam que a pressão estática no duto pode atingir um nível de pressão sub atmosférica (pressão de vácuo). Na tentativa de contornar esta dificuldade operacional para coleta de amostras de gás em sistemas de tocha, as equipes de operação utilizam cilindros de amostragem a vácuo para induzir uma diferença de pressão que impulse o fluxo do gás entre a tubulação e o próprio cilindro. Entretanto, com esse tipo de equipamento não é possível realizar os ciclos de purga exigidos pela norma API 14.1:2011, pois, ao se realizar tal procedimento, pode ocorrer a contaminação do gás amostrado pelo ar residual existente nas mangueiras que interligam a tomada de amostra do processo ao cilindro. Adicionalmente às dificuldades técnicas e operacionais acima discutidas, existem riscos de segurança associados à execução dos procedimentos de amostragem de gás, podendo afetar a segurança das pessoas envolvidas nessas

operações. Dentre esses riscos, destacam-se: realização do trabalho em altura; exposição à presença de gases tóxicos (e.g.: H<sub>2</sub>S, Gás Sulfídrico), muitas vezes presentes na composição do gás produzido. Esses são apenas alguns dos fatores que podem causar acidentes e danos à saúde ocupacional dos funcionários.

Uma característica relevante do escoamento de gás para sistemas de tocha é a sua baixa vazão (quase ausência de fluxo) em condições normais de operação, por tratar-se de sistema de alívio e segurança da planta. Nesses sistemas, somente escoam grandes volumes quando ocorre paralisação ou falha de equipamentos de processo (compressores, vasos, entre outros). Dada essa característica do escoamento nestes sistemas, pode-se concluir que a amostra de gás coletada em um dia normal de operação não é representativa do gás medido em condições de expressivos escoamentos para os sistemas de tocha em situação de operação anormal (despressurização da planta por alinhamento da produção de gás para o *flare*). Nesta condição anormal citada, o fluido que escoar por pressão pode ser proveniente de várias partes da planta de processo da instalação de produção, com composições diferentes. Este fato corrobora bastante a expectativa de baixa representatividade do gás amostrado no sistema de tocha.

Tendo sido apresentado o cenário da coleta de amostras de gás natural em sistemas de tocha, discutidas as características gerais do escoamento do fluido em sistema de alívio das instalações de produção de Petróleo e Gás Natural, e considerando as recomendações da norma API 14.10:2012, a questão principal que norteia esta dissertação é assim definida: *Qual é o impacto da composição do gás natural na totalização dos volumes medidos em sistemas de tocha?*

As questões específicas a seguir contribuem para responder à questão central:

- Quais as condições de escoamento de gás em sistemas de tocha que garantem a representatividade da amostra?
- Qual é o erro causado pelo desconhecimento da real composição do gás na medição por ultrassom em sistemas de tocha?
- Qual é o impacto desse erro na totalização da medição ultrassônica de gás em sistemas de tocha?

## 1.2.

### Objetivo geral e específico

Os fatores apresentados na definição do problema de pesquisa dificultam a manutenção da rotina legal (requisitos do RTM aplicável) de amostragem de gás natural nos pontos de medição de sistemas de tocha. Diante disso, esta dissertação tem como objetivo geral discutir e avaliar a influência da composição do gás natural na totalização de volumes medidos por meio de medidores ultrassônicos em sistemas de alívio de pressão tipo tocha.

Em termos específicos, a dissertação busca:

- Caracterizar as condições (vazão, pressão estática e temperatura) do escoamento de gás em sistemas de tocha;
- Avaliar a variabilidade da pressão estática no sistema de tocha em face da pressão de referência<sup>5</sup> definida no RTM 2013;
- Avaliar o impacto do fator de compressibilidade do gás no cálculo da vazão corrigida para a condição de referência;
- Avaliar estatisticamente o erro causado pelo desconhecimento da real composição do gás na medição por ultrassom, em sistemas de tocha; e
- Discutir a obrigatoriedade de se atender à frequência de análise proposta pelo regulamento técnico de medição aplicável.

## 1.3.

### Motivação

Dentre os fatores que motivaram este tema de pesquisa de mestrado destacam-se: (i) a busca de uma solução para o impasse criado entre as dificuldades técnicas e operacionais identificadas para amostragem de rotina de gás *vis-à-vis* a obrigatoriedade de manter conformidade ao RTM aplicável; (ii) a necessidade de eliminar o passivo de autuações que este cenário representa para as empresas produtoras de petróleo, sob regulamentação da ANP e (iii) a redução dos custos operacionais associados e a mitigação de riscos na segurança de pessoas envolvidas em operações de coleta de gás.

---

<sup>5</sup> Condição padrão de medição: Condição em que a pressão absoluta é 0,101325 MPa e a temperatura de 20 °C, para a qual o volume mensurando do líquido ou do gás é convertido (RTM, 2013).

#### 1.4. Metodologia

O estudo do problema de pesquisa, da questão central e das questões específicas a ela relacionadas fundamentou-se em pesquisa bibliográfica, documental e de campo. A pesquisa bibliográfica e documental permitiu identificar as publicações atuais sobre o tema e o acervo das normas aplicáveis, assim contribuindo para nortear o embasamento técnico e teórico do estudo. A pesquisa de campo teve por finalidade coletar informações (relatórios de análise de gás e histórico de comportamento operacional de estações de medição de gás em sistemas de tocha) em uma unidade marítima de produção de petróleo e gás que opera no estado do Espírito Santo. As simulações de totalização de vazão e os cálculos de fatores de compressibilidade foram realizados utilizando recomendações de normas técnicas e o software Excel.

#### 1.5. Estrutura da dissertação

Esta dissertação estrutura-se em seis capítulos, dentre os quais este capítulo introdutório. O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica e regulatória que constitui a base para o entendimento da importância do gás natural na matriz energética do país, da regulamentação da medição de gás queimado, dos aspectos técnicos do sistema de tocha e dos fundamentos da cromatografia gasosa.

O capítulo 3 apresenta os fundamentos da medição de vazão de gás por ultrassom, a teoria e as normas aplicáveis, o princípio de medição, assim provendo o embasamento técnico para a análise e discussão dos dados apresentados no capítulo 4, **Medição de vazão de gás natural em sistemas de tocha**. Neste capítulo são apresentados dados operacionais de uma unidade de produção de petróleo, a fim de caracterizar o escoamento de gás em sistemas de tocha, o sistema de medição utilizado e aspectos da amostragem de gás neste tipo de medição. O capítulo 5 trata da avaliação da influência da composição do gás natural na medição em *flare* e compara os resultados de simulações baseadas nas características de escoamento de gás em *flare vis-à-vis* aos requisitos metrológicos requeridos pelos sistemas de medição. Estas simulações fizeram uso de dados operacionais apresentados no capítulo 4, das normas de referência identificadas no capítulo 3, e do software Excel para processamento dos cálculos.

Concluindo o trabalho, à luz dos objetivos formulados, o capítulo 6 apresenta as conclusões e encaminha recomendações para equacionamento do problema central, que diz respeito à obrigatoriedade de correção das medições volumétricas de gás escoado em sistemas de *flare* via identificação da composição química do gás.

## 2 Fundamentação teórica e regulatória

O gás natural é um importante insumo na matriz energética do país. Este capítulo apresenta (i) os fundamentos teóricos associados ao gás natural e ao método de análise para determinação da sua composição pela técnica da cromatografia gasosa e (ii) a regulamentação aplicável à medição do gás queimado.

### 2.1. O gás natural

O RTM (2013) (fazendo menção ao inciso II, do artigo 6º, da Lei nº 9.478/97 - Lei do Petróleo) define gás natural como “todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, e cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais”. Vaz (2008) apresenta definições alternativas para o *gás natural*:

- Porção do petróleo<sup>6</sup> que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura; ou
- Mistura de hidrocarbonetos que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura.

Os hidrocarbonetos são compostos orgânicos constituídos por átomos de carbono e hidrogênio. São encontrados no petróleo e pertencem às séries dos alcanos lineares (parafinas), alcanos cíclicos (naftênicos) e dos aromáticos. No gás

---

<sup>6</sup> Do Latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos denso que a água, com cheiro característico e cor variando entre negro e castanho claro. O petróleo é constituído, basicamente, por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos). Quando a mistura contém uma maior percentagem de moléculas pequenas, seu estado físico é gasoso e quando a mistura contém moléculas maiores seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão (Thomas, 2004).

natural são encontrados, prioritariamente, hidrocarbonetos com 1 a 12 átomos de carbono (Vaz, 2008).

No Quadro 2 são caracterizados os hidrocarbonetos presentes no gás natural.

Quadro 2 – Hidrocarbonetos presentes no gás natural

Fórmula química	Nome
CH <sub>4</sub>	Metano
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Etano
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Propano
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Isobutano
	Butano
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Isopentano
	Neopentano
	Pentano
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Hexanos
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Heptanos
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	Octanos
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	Nonanos
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	Decanos
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	Undecanos
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	Dodecanos

Fonte: Adaptado de Vaz (2008).

O **metano** é o mais simples dos hidrocarbonetos, usado principalmente como combustível (componente majoritário do gás “encanado” e do gás veicular) e utilizado na fabricação de metanol e ureia. Considerado o terceiro gás que provoca efeito estufa (depois do dióxido de carbono e vapor d'água). Ele possui um menor tempo de residência na atmosfera, quando comparado com o CO<sub>2</sub>. No entanto, possui um potencial de aquecimento 60 vezes maior. Além da alta capacidade de absorção radiação infravermelha (calor), o metano gera outros gases do efeito estufa, CO<sub>2</sub> e O<sub>3</sub>.

O **etano** é um insumo importante na indústria petroquímica, utilizado na fabricação de polímeros (plásticos) como os polietilenos.

O **propano** é um dos componentes do gás liquefeito de petróleo (GLP), também conhecido como gás de cozinha. Dentre outras aplicações, é utilizado na refrigeração de processos industriais e nas indústrias de polímeros para a fabricação de polipropilenos.

O **butano**, que também compõe o GLP, é muito utilizado nas indústrias de borrachas e de plásticos. As frações mais **leves** (e.g.: pentanos, hexanos, heptanos), conhecidas na indústria como **C5+** são componentes encontrados na gasolina e na nafta.

O Quadro 3 relaciona outros compostos que não são hidrocarbonetos e que podem ocorrer na composição química do gás natural. Estes compostos também são chamados de contaminantes, apesar de alguns deles terem valor comercial quando processados (separados).

Quadro 3 – Não-hidrocarbonetos presentes no gás natural

Fórmula química	Nome
N <sub>2</sub>	Nitrogênio
CO <sub>2</sub>	Gás carbônico
H <sub>2</sub> O	Água
H <sub>2</sub> S	Gás sulfídrico
COS	Sulfeto de carbonila
CS <sub>2</sub>	Disulfeto de carbono
R-SH	Mercaptans
Hg	Mercúrio
He	Hélio
Ar	Argônio
O <sub>2</sub>	Oxigênio
H <sub>2</sub>	Hidrogênio

Fonte: Adaptado de Vaz (2008).

O **gás carbônico** é um contaminante indesejado, pois na presença de água forma solução ácida corrosiva, podendo provocar danos em tubulações e equipamentos. Enormes esforços relativos à engenharia de materiais são despendidos para a produção de gás com altas concentrações de gás carbônico. O gás produzido nos reservatórios do pré-sal possui esta característica (alta concentração de CO<sub>2</sub>), fato esse que aumenta os custos das instalações de produção.

O **gás sulfídrico** também forma solução ácida corrosiva na presença de água. Esse contaminante é igualmente indesejado, já que a sua presença no gás natural causa alta toxicidade colocando em risco a segurança de pessoas. O sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) é um gás incolor, de cheiro desagradável característico, cuja toxidez causa irritação nos olhos podendo afetar o sistema nervoso e respiratório e até causar a morte em questão de minutos, dependendo da concentração e tempo

de exposição (Mainier & Viola, 2005). A preocupação com os efeitos do gás sulfídrico nas pessoas envolvidas nas atividades de produção de gás é tamanha que especialistas fazem uso de substâncias conhecidas como inibidores e sequestrantes de H<sub>2</sub>S. O principal objetivo desta ação é reduzir ou remover o H<sub>2</sub>S produzido naturalmente em campos de petróleo e gás, buscando meios de aumentar a segurança ocupacional, mitigar os impactos no meio ambiente e preservar as instalações, prevenindo a maioria dos tipos de corrosão que possam atacar a sua integridade. A Tabela 1 caracteriza os efeitos do H<sub>2</sub>S nos seres humanos.

Tabela 1 – Efeito do H<sub>2</sub>S nos seres humanos

<b>Concentração H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	<b>Tempo de exposição</b>	<b>Efeito nos seres humanos</b>
0,05 a 5	1 min	Detecção do odor característico
10 a 30	6 a 8 h	Irritação dos olhos
50 a 100	30 min a 1 h	Conjuntivite, dificuldades de respiração
150 a 200	2 a 15 min	Perda de olfato
250 a 350	2 a 15 min	Irritação dos olhos
350 a 450	2 a 15 min	Inconsciência, convulsão
500 a 600	2 a 15 min	Distúrbios respiratórios e circulatórios
700 a 1500	0 a 2 min	Colapso, morte

Fonte: Adaptado Mainier & Viola (2005).

A **água**, que se torna um meio corrosivo na presença de gases ácidos (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S), pode causar a formação de hidratos nas tubulações. Conforme ilustrado na Figura 2, os hidratos são compostos cristalinos com aparência de gelo, formados por água e moléculas de gás aprisionadas nas cadeias formadas pelas moléculas de água, podendo obstruir tubulações da planta de processo e o escoamento dos fluidos produzidos.

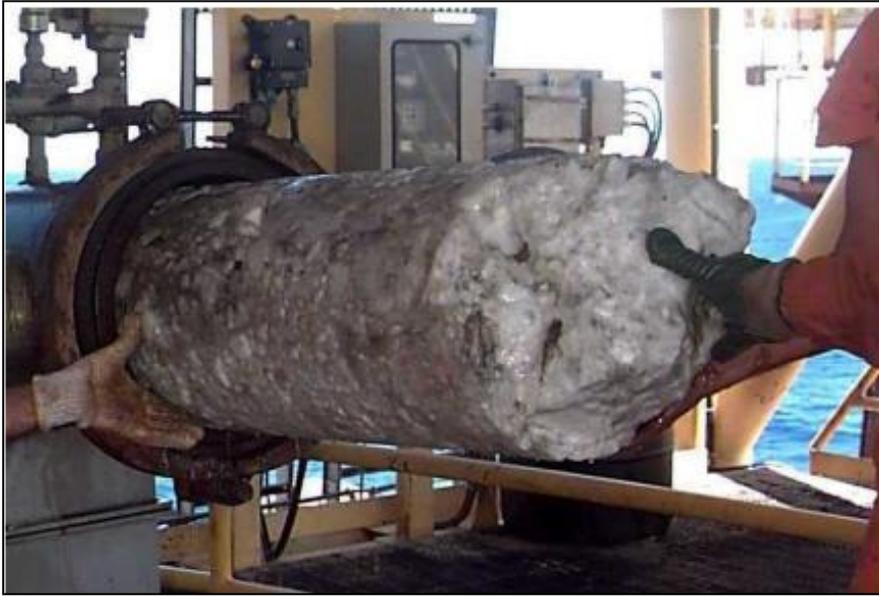


Figura 2 – Hidrato formado em um gasoduto  
Fonte: Carvalho (2010).

A prevenção de formação de hidratos constitui fator de constante preocupação de especialistas em “garantia de escoamento” que atuam na indústria de exploração e produção de petróleo e gás. Carvalho (2010) descreve o esforço requerido no controle da formação de hidratos com nível aceitável de risco em sistemas de produção. O oxigênio e hidrogênio incluídos no Quadro 2 não são comumente detectados na composição do gás natural. Os demais componentes se fazem presentes em pequenas concentrações, portanto não impactando no valor comercial do gás natural.

Quanto à sua origem, o tipo de hidrocarboneto gerado (óleo ou gás) é determinado pela matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico que sobre ela atua (Thomas, 2004). O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá dar origem a hidrocarbonetos gasosos. Historicamente, o uso do gás natural em grande escala é recente, datando do século XX (Mathias, 2008). Registros antigos confirmam que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã, entre 6000 e 2000 AC (Martins, 2005), enquanto que no Brasil o gás natural começou a ser utilizado modestamente em 1940. Inicialmente o gás produzido em campos de petróleo foi utilizado apenas para reinjeção nos poços como método de recuperação do petróleo do reservatório.

Foi somente nos anos 70 que o gás natural foi utilizado no Brasil como matéria prima para a indústria petroquímica e de fertilizantes. A partir de 2000, com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e com a

construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), o gás natural se tornou alternativa estratégica para expandir a capacidade de geração de energia elétrica. Foi então criado o plano prioritário de termoeletricas (PPT) por força do Decreto-lei nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Em fevereiro de 2014, a ANP divulgou em seu “*boletim da produção de petróleo e gás (BPPG)*” que o aproveitamento médio do gás brasileiro já havia atingido o percentual de 95%.

A indústria do gás natural, de uma forma geral, é constituída por diversas atividades complexas, distribuídas nas seguintes etapas:

- Produção de gás;
- Transporte;
- Processamento;
- Distribuição e Comercialização.

A Figura 3 apresenta dados oficiais da ANP sobre a distribuição da movimentação de gás produzido no país no mês de dezembro de 2013, confirmando a tendência de aproveitamento de gás e enfatizando que apenas 5,3% é queimado, i.e.: não aproveitado pela indústria.

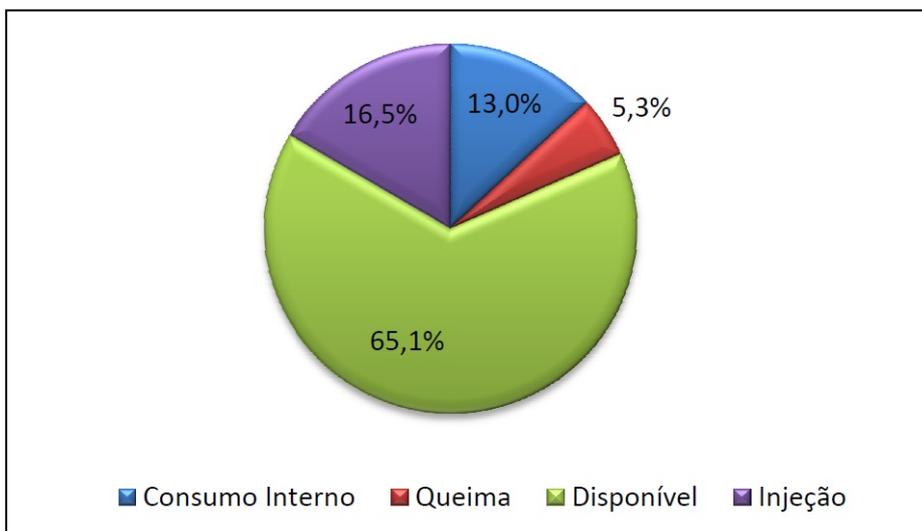


Figura 3 – Movimentação de gás natural  
Fonte: Relatório *BPPG* (ANP, 2014).

O segmento de produção envolve a exploração, o desenvolvimento e a produção de gás natural em bacias sedimentares (Mathias, 2008). Nessas etapas, cerca de 30% do gás natural produzido é utilizado no consumo interno para autonomia das unidades de produção (geração de energia) e injeção em poços. Os

65% restantes ficam disponíveis para serem transportados, processados, distribuídos e comercializados. A atividade de transporte corresponde ao escoamento do combustível entre os campos produtores e os mercados consumidores. Esse transporte é normalmente realizado em gasodutos de alta pressão. No processamento, o gás é separado da fase líquida (água e hidrocarbonetos líquidos), desidratado, resfriado e fracionado em produtos especificados para venda ao consumidor final. No segmento de distribuição, o gás natural é distribuído aos consumidores finais por meio de gasodutos de distribuição (com menor pressão e menores distâncias que os gasodutos de transporte). A comercialização corresponde à compra e venda do gás natural.

## 2.2.

### O gás natural na matriz energética brasileira

De acordo com o documento do Ministério de Minas e Energia (MME), intitulado “Relatório de balanço energético nacional de 2013” (Empresa de pesquisa energética Brasil, 2013), o Brasil encontra-se em terceiro no *ranking* mundial no uso de potencial hidroelétrico. A abundante oferta de sistemas de geração hidroelétrica coloca o Brasil em posição de destaque no mundo em relação à utilização de energias de fontes renováveis. Segundo dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2012, a participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, com pequena redução devido à menor oferta de energia hidráulica e de etanol. O operador do sistema elétrico nacional (ONS) informou que, devido à queda no nível dos reservatórios de algumas das principais hidrelétricas do país, ocasionada pela falta de chuvas, o início do ano de 2014 registou a maior geração de energia em termoelétrica.

Segundo dados da ONS, a geração de energia por termoelétricas atingiu 12887 MW médios, cerca de 20% da demanda nacional. O posicionamento do Brasil em relação ao mundo e aos países que integram a OECD<sup>7</sup> quanto à sua capacidade de oferta de energia pode ser observado na Figura . Na Figura é possível observar a oferta de energia interna no país.

---

<sup>7</sup> OCDE (*Organisation for Economic Co-operation and Development*, [2014]) é uma organização internacional composta por 34 países e com sede em Paris, França, que tem por objetivo promover políticas que visem ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar social de pessoas por todo o mundo.

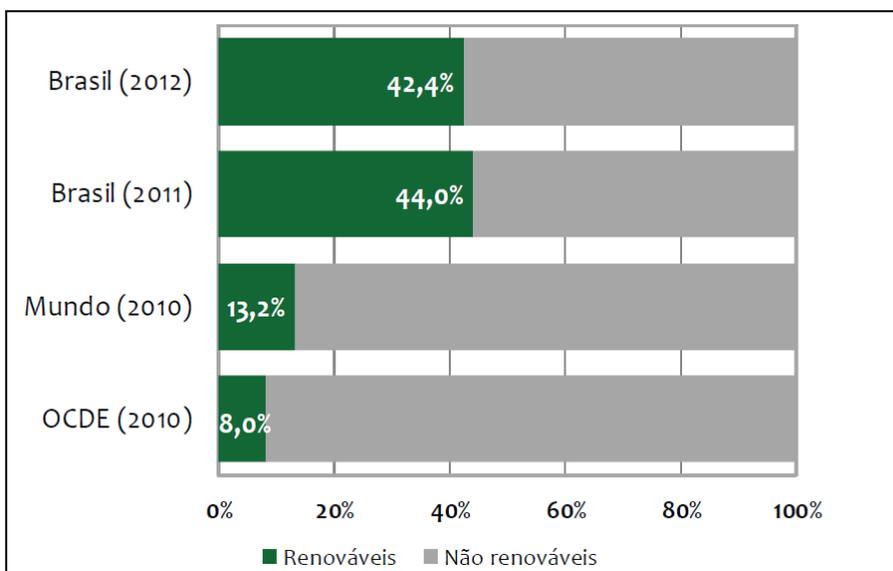


Figura 4 – Participação de renováveis na matriz energética

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética Brasil (2013).

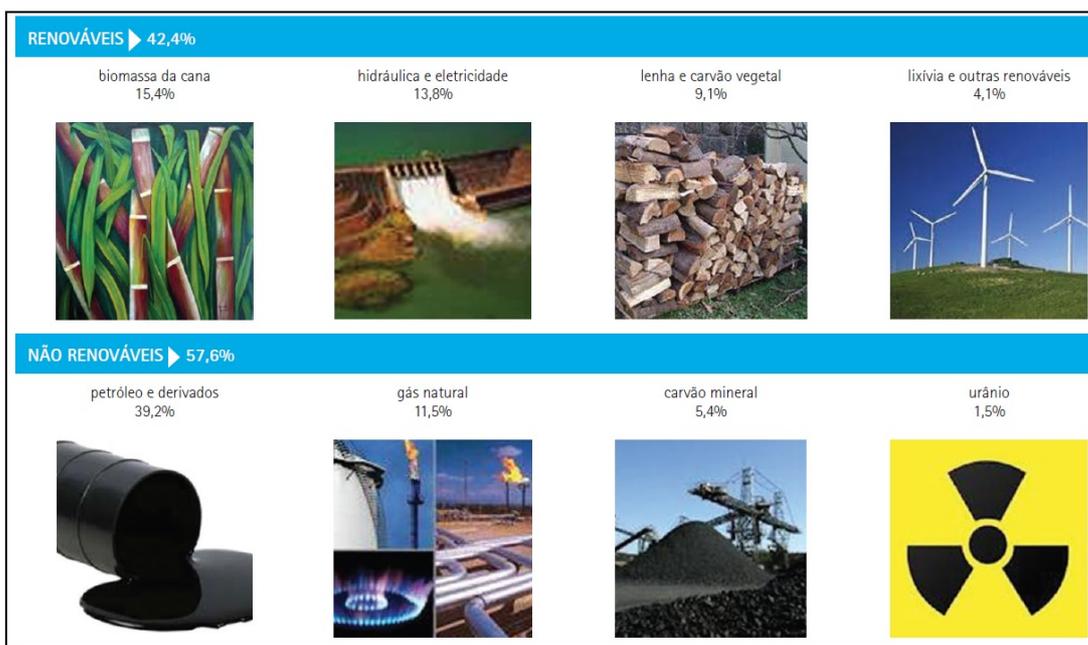


Figura 5 – Oferta interna de energia

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética Brasil (2013).

O documento publicado pelo MME em 2007, intitulado “Matriz energética nacional 2030”, já apontava que o gás natural chegaria nesse patamar após o ano de 2010 (Brasil, 2007). O BEN 2013 aponta aumento do consumo final de eletricidade, da ordem de 4%. Os setores de serviços e de residências foram os principais responsáveis por este aumento. Para atendimento a este aumento da demanda fez-se necessário aumentar a geração térmica. Por consequência, as

usinas térmicas movidas a gás natural tiveram crescimento na participação na matriz energética do país, com crescimento de 4% para 8%. Segundo esse mesmo relatório, o gás natural, petróleo e derivados representam 97% do crescimento da oferta interna de energia no Brasil. A crescente utilização de gás natural na geração de energia elétrica no país é motivada principalmente pelas condições hidrológicas desfavoráveis em determinados períodos. Os dados da Figura 6 confirmam o crescimento da participação do gás natural na matriz energética brasileira.

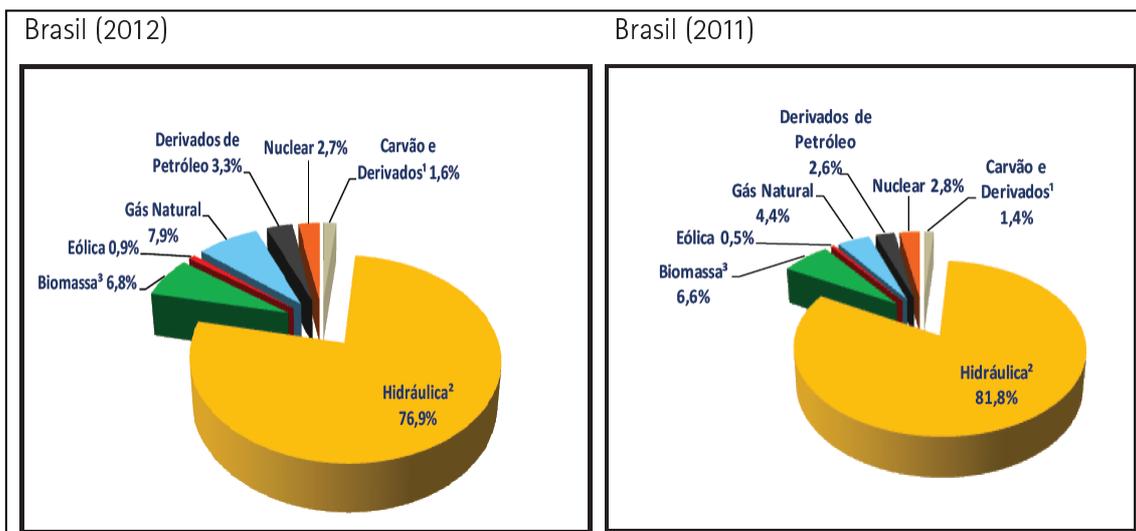


Figura 6 – Matriz energética brasileira: 2011 e 2012  
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética Brasil (2013).

Os longos períodos de secas nas bacias hidrográficas do país expõem cada vez mais o Brasil aos riscos dos chamados apagões, impondo ao país a necessidade de acionar um complexo e oneroso sistema de usinas termoeletricas como alternativa de suprir a demanda. São esperados maiores incentivos governamentais para o uso do gás natural, substituindo o consumo da eletricidade e de GLP, especialmente nos setores industrial e de transporte (Vaz, 2008). Tais medidas favorecem a desconcentração da utilização de gás natural e o desenvolvimento de novos mercados. Atualmente, os setores da indústria e do transporte consomem 66% da energia consumida no país, cabendo ao consumo residencial a parcela de aproximadamente 10%.

### 2.3. Cromatografia em fase gasosa

Para determinação da composição do gás natural faz-se necessário realizar uma análise denominada cromatografia em fase gasosa. A cromatografia é um método físico de separação, no qual os componentes a serem separados são distribuídos em uma fase estacionária e uma fase móvel. O objetivo da cromatografia é separar individualmente os diversos constituintes de uma mistura de substâncias, seja para identificação, quantificação ou obtenção da substância pura para os mais diversos fins (Argenton, 2010). A ISO 6974-1/2012, intitulada “*Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography- Part 1: General guidelines and calculation of composition*”, versa especificamente sobre este método analítico.

O nome cromatografia tem origem no termo grego *chroma*+*graphein* que significa cor escrita. Esse método de separação ganhou importância por volta de 1903, com o botânico *Mikhail Semenovitch Tswett*. Este investigador desenvolveu vários trabalhos experimentais no domínio da separação de extratos de plantas por adsorção<sup>8</sup> diferencial em colunas. Em suas experiências, observou a formação de bandas de cores diferentes nas colunas utilizadas devido à adsorção diferencial dos pigmentos corados, que percolavam com velocidades diferentes e emergiam separadamente da coluna.

A cromatografia em fase gasosa é uma técnica de análise que permite a separação de substâncias voláteis arrastadas por um gás em fase estacionária. A técnica baseia-se no princípio da diferença de velocidade da migração de componentes gasosos em um meio poroso. Na fase móvel é utilizado um gás, denominado gás de arraste, que transporta a amostra pela coluna cromatográfica até chegar ao detector onde os componentes separados são detectados. O cromatógrafo é o equipamento utilizado para realização da identificação da composição do gás, cujos componentes básicos são:

- **Reservatório de gás de arraste.** O gás de arraste fica contido em cilindros sob pressão. Dentre os aspectos críticos a serem observados destaca-se a

---

<sup>8</sup> Adsorção é uma operação de transferência de massa do tipo sólido-fluido na qual se explora a habilidade de certos sólidos em concentrar na sua superfície determinadas substâncias existentes em soluções líquidas ou gasosas, o que permite separá-las dos demais componentes dessas soluções (Luciano & Agnes, 2007).

sua compatibilidade com o detector (a natureza do gás a ser utilizado influencia o desempenho dos detectores). Os gases mais empregados são  $H_2$ , He e  $N_2$ , permanecendo constante a vazão do gás de arraste, que deve ser controlada durante a análise.

- **Sistema de introdução de amostra.** O local do cromatógrafo onde é feita a introdução da amostra é chamado de injetor (ou vaporizador). O injetor contém um orifício com um septo, geralmente de silicone, pelo qual amostras líquidas ou gasosas podem ser injetadas com microseringas hipodérmicas. Amostras sólidas podem ser dissolvidas em um solvente adequado. O injetor deve estar aquecido a uma temperatura acima do ponto de ebulição dos componentes da amostra, para que a amostra se volatilize completa e instantaneamente e seja carregada para a coluna. Se a temperatura for excessivamente alta, pode ocorrer decomposição da amostra. Esta deve entrar na coluna na forma de um segmento estreito, para evitar alargamento dos picos;
- **Coluna cromatográfica e seu controle de temperatura.** Depois de injetada e vaporizada, a amostra é introduzida na coluna cromatográfica, onde é efetuada a separação. Na cromatografia gasosa a "afinidade" de um soluto pela fase móvel é determinada pela volatilidade do soluto, medida por sua pressão de vapor, que é função da estrutura do composto e da temperatura. Alterando-se a temperatura, altera-se também a pressão de vapor e, por conseguinte, a afinidade de uma substância pela fase móvel;
- **Detector.** O detector quantifica e indica o que sai da coluna;
- **Eletrônica de tratamentos.** Sistema eletrônico que reduz os ruídos para assegurar qualidade da análise;

A Figura 7 ilustra os componentes básicos de um cromatógrafo.

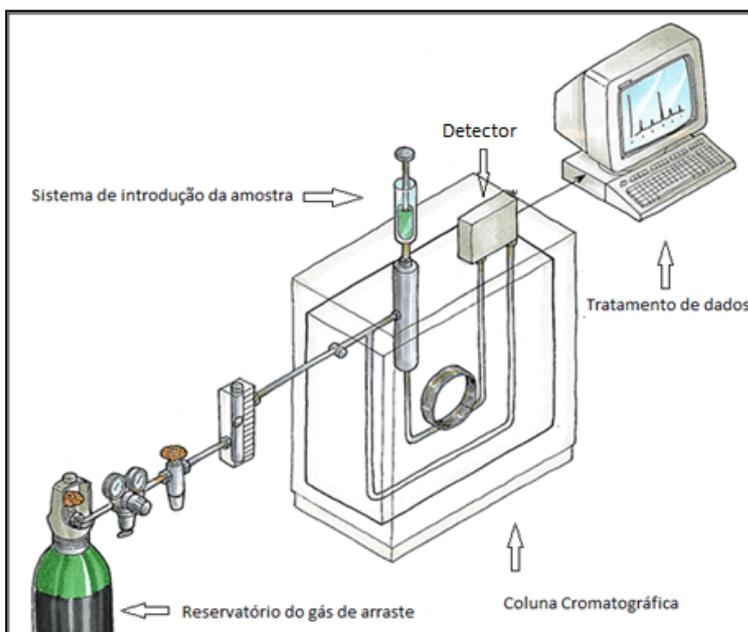


Figura 7 – Constituintes básicos de um cromatógrafo  
Fonte: Martins (2005).

A determinação da composição do gás é fundamental no controle da unidade industrial. Esse processo requer: controle da qualidade do gás; análise do desempenho de compressores e turbina de gás; identificação ou controle de presença de contaminantes; atualização dos parâmetros dos medidores de vazão de gás (Vaz, 2008). A correção dos volumes medidos de gás natural requer análise de suas propriedades físico-químicas. Massa específica, massa molar e o fator de compressibilidade são algumas das propriedades que devem ser levadas em consideração ao se proceder a correção dos volumes medidos, cujos valores resultam da análise cromatográfica do gás natural.

#### **2.4. Regulamentação aplicável à medição do gás natural**

A lei do Petróleo (Lei 9478, de 1997) estabelece que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, em território nacional, pertencem à União, cabendo à ANP a ação reguladora aplicável (Brasil, 1997). Essa Lei estabelece que as atividades de “exploração, desenvolvimento e produção” devem ser desenvolvidas com o respaldo de “contratos de concessão”. A ANP, no uso de suas atribuições como regulador do setor, estabeleceu, no ano 2000, o regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural (RTM). Este é o regulamento que define os requisitos técnicos e operacionais (compulsórios) impostos aos sistemas de medição de petróleo e gás natural produzidos em território brasileiro. O RTM foi aprovado e instituído com a publicação da portaria conjunta nº 1, ANP/INMETRO, de 2000. Em junho de 2013, com a publicação da resolução ANP/INMETRO nº 1, a ANP revisou o RTM e revogou a portaria conjunta de 2000. A versão 2013 do RTM passou, assim, a regulamentar a medição de petróleo e gás no Brasil. A nova redação enfatiza o aspecto legal e o controle metrológico dos equipamentos necessários para assegurar a qualidade dos produtos e serviços requeridos.

O RTM conceitua as estações de medição quanto a sua finalidade:

- **Medição Fiscal.** Medição do volume de produção fiscalizada efetuada em um ponto de medição da produção. O ponto de medição caracteriza a transferência de propriedade ou custódia do óleo/gás, ou seja, da União (proprietária do recurso natural) para o concessionário;

- **Medição de apropriação da produção.** Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição fiscal compartilhada, ou a cada poço em um mesmo campo. A medição fiscal compartilhada é a medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição;
- **Medição para controle operacional.** Medição para controle da produção que inclui medições de petróleo e gás natural para consumo como combustível ou qualquer outra utilização dentro do campo; do gás utilizado para elevação artificial da produção (*gas-lift*<sup>9</sup>), injeção, estocagem, ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada, entre outras.

O que diferencia esses **tipos** de medição é o rigor do controle metrológico (rotina de calibrações) e as características metrológicas (classe de exatidão) dos instrumentos utilizados nessas medições.

Na Tabela são apresentados os requisitos associados aos tipos de medição de vazão do gás natural, determinados pela ANP/Inmetro, por força do RTM 2013.

Tabela 2 – Requisitos metrológicos para medição de gás natural

Tipo de Medição	Classe de exatidão <sup>1</sup>	Incerteza de medição	Comprovação metrológica
Fiscal	0.5	1,5%	Função do tipo de medidor utilizado <sup>3</sup>
Apropriação	1.5	2%	Função do tipo de medidor utilizado <sup>4</sup>
Operacional <sup>2</sup>	Não aplicável	5%	6 meses

<sup>1</sup> Classe de exatidão exigida para todo o sistema de medição. <sup>2</sup> O RTM 2013 não define requisitos metrológicos para sistemas de medição operacionais, apenas a incerteza de medição de 5% para medidores de gás em tocha e a necessidade de verificação semestral dos mesmos. <sup>3</sup> O RTM 2013 define periodicidade de 3 meses para calibração de medidores rotativos e turbinas, e 6 meses para medidores do tipo Coriolis e ultrassônicos. Medidores de pressão e temperatura associados aos sistemas devem ser calibrados a cada 3 meses. <sup>4</sup> O RTM 2013 define periodicidade de 6 meses para calibração de medidores do tipo rotativos e turbinas, e 12 meses para Coriolis e ultrassônicos. Medidores de pressão e temperatura associados aos sistemas devem ser calibrados a cada 6 meses.

De acordo com a edição vigente do RTM (2013), todos os pontos de medição de uma instalação de produção devem ser aprovados e autorizados pelo Regulador, i.e., pela ANP. Especificamente para sistemas de medição fiscal, estes devem ser aprovados também pelo Inmetro. Além da questão metrológica dos

<sup>9</sup> *Gas-lift* é um método de elevação artificial que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo/água) até a superfície. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluidos ou simplesmente deslocá-la de uma determinada profundidade até a superfície (Thomas, 2004).

sistemas de medição, a ANP também define no RTM as rotinas que devem ser seguidas para realização de medições de apropriação, bem como a periodicidade das análises dos fluidos produzidos para correção das medições. O Quadro 4 apresenta, de forma resumida, as rotinas estipuladas no RTM para análises de gás produzido.

Quadro 4 – Rotinas para análises do gás produzido

Análise do gás natural	Fiscal	Apropriação
Composição do fluido	30 dias	A cada teste <sup>1</sup>
Massa específica	30 dias	A cada teste
Poder calorífico	30 dias	A cada teste
Gases inertes e contaminais	30 dias	A cada teste

<sup>1</sup>Teste de produção ou teste de poço: teste para definir o potencial de produção do poço nas condições de operação. Os testes de poços devem ser realizados em intervalos de 42 dias ou 90 dias, a depender do tipo de regime de medição aprovado.

O não cumprimento das disposições contidas no RTM (2013) sujeita o infrator às penalidades previstas na lei nº 9847 (1997) e às penalidades previstas na lei nº 9933 (1999) e em legislação complementar. Sanções tais como multas, advertências, interdição, apreensão, suspensão do contrato de concessão, entre outras, podem ser aplicadas ao infrator. A título de exemplo, de acordo com o artigo 5º da portaria ANP 243<sup>10</sup> de julho de 2003, deixar de efetuar medição da produção de petróleo ou de gás natural ou de movimentação de fluidos, ou fazê-lo sem cumprir as regras editadas pela ANP, incorre em infração que pode ser penalizada com multa de até R\$ 500.000,00.

No que concerne à medição de gás queimado em tocha, a ANP, para cumprimento de suas atribuições em relação à queima de gás natural, aprovou o regulamento técnico de queimas e perdas de petróleo e gás natural. Esse regulamento foi aprovado por força da Portaria ANP nº 249, em novembro de 2000. A Portaria estabelece diretrizes em relação às queimas e perdas de gás natural. Define os seguintes limites aceitáveis:

- A queima ou perda de gás natural deve ser limitada a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural contabilizado no campo;

<sup>10</sup> A portaria ANP nº 234, de 12 de agosto de 2003 é o documento que define as sanções e os valores de multas que podem ser aplicadas por falhas em atendimento a requisitos definidos pelo RTM (2013).

- A queima ou perda do volume de gás natural, produzido em teste de poço, durante a fase exploratória, com período de fluxo, contínuo ou não, deve ser igual ou inferior a 72 horas, por intervalo testado;
- A queima para segurança deve ser limitada ao volume mensal de até 15 mil metros cúbicos, para os pilotos dos queimadores de equipamentos; de até 30 mil metros cúbicos, para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações terrestres; e de até 60 mil metros cúbicos, para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes;
- A queima e perda do volume de gás natural produzido em campos de produção, no período de um mês, devem estar limitadas a um volume total igual ou inferior a 150 mil metros cúbicos, independente do número de poços produtores; ou em campo que produz com razão gás/petróleo igual ou inferior a  $20 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , medida nas condições básicas.
- A queima ou perda de vapores de gás natural em tanques terrestres ou navios de armazenamento devem estar limitadas pelo valor de razão de solubilidade igual ou inferior a  $15 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , medida nas condições básicas.

No regulamento de queima de gás, a ANP define que somente por questões de segurança, emergência ou testes de poços, as queimas de gás não-associado são autorizadas. A queima que não se enquadra nos limites da Portaria ANP nº 249/2000 deve ser autorizada pela ANP e analisada caso a caso. O controle da queima de gás natural se dá pelo monitoramento das estações de medição em sistemas de tocha instaladas nas unidades de produção. A ANP, além de determinar os requisitos dessa medição no RTM 2013, monitora, mensalmente, os volumes queimados ou ventilados que lhe são reportados nos Boletins Mensais de Produção (BMP). A queima e a perda de gás natural com variação acima de 15% dos volumes previstos e autorizados pela ANP devem ser devidamente justificadas, caso não sejam aprovadas, resultando em autos de infração.

## **2.5. A queima de gás e o meio ambiente**

Objeto de discussão e análise nesta dissertação de mestrado, o sistema de *flare* encontra-se bem documentado nas normas aplicáveis (ANSI / API 521:2007 e ISO 23251:2006), que o conceituam como um necessário dispositivo de alívio de pressão em plantas industriais (*American Petroleum Institute*, 2008). Essas normas fornecem diretrizes para orientar a queima do gás excedente de forma segura. Esta queima reduz o impacto ambiental gerado pela emissão direta do gás natural na atmosfera, uma vez que o mesmo apresenta teores de metano ( $\text{CH}_4$ )

superiores a 70%, sendo cerca de 20 vezes mais poluidor que os subprodutos da combustão CO e CO<sub>2</sub>. Já que impacta o meio ambiente, a operação e o controle da quantidade de gás produzido e queimado em unidades de produção de petróleo e gás passam a ser objeto de regulação, ou seja, há um controle compulsório pelo Regulador. Mesmo que esta exigência legal tenha por objetivo salvaguardar o alívio de pressão em instalações industriais que ameaçam vidas humanas, não se pode desprezar o fato de que possui um enorme impacto ambiental e econômico. O Relatório do Banco Mundial (World Bank, 2014) estima que 360 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano são liberados para a atmosfera como resultado da queima e ventilação em instalações de produção de petróleo e gás, refinarias e fábricas de produtos químicos.

Por um lado, as questões ambientais sugerem o uso de fontes alternativas limpas de energia e estimulam medidas para superar as barreiras técnicas que inibem a utilização do gás natural de forma mais ampla. Por outro lado, a cada ano, bilhões de dólares de gás natural são desperdiçados e queimados em campos de petróleo em todo o mundo, gerando emissões de gases de efeito estufa. Atividades intergovernamentais coordenadas por um programa do Banco Mundial — *The World Bank's Global Gas Flaring Reduction* (World Bank, 2014) *public-private partnership* — preconiza o *slogan* “participe do esforço global para reduzir a queima de gás”, iniciativa que resultou de uma ação público-privada e que foi amplamente discutida no evento internacional sobre o *Desenvolvimento Sustentável* realizado em Johannesburgo, em 2002. Esta iniciativa visou apoiar os esforços dos países e das empresas produtoras de petróleo para aumentar a utilização de gás natural associado e, assim, reduzir a queima e a ventilação de gás para a atmosfera que, embora represente uma ação de segurança necessária, desperdiça recursos valiosos e causa danos ao meio ambiente.

Embora consciente dos efeitos negativos inerentes gerados por sistemas de queima para o meio ambiente, a queima do gás constitui exigência legal e requer a medição do gás queimado e outras providências que não podem simplesmente ser ignoradas. Esses procedimentos fazem parte do controle legal da quantidade de gás produzido. Uma visão global das técnicas utilizadas pela indústria para medir e relatar as emissões de queima de gás é documentado em um relatório de síntese recente financiado pelo *National Measurement Office* do *UK Department of*

*Business, Innovation and Skills*, orientando a indústria no cumprimento de suas obrigações legais (Nel, 2013).

Diante desse cenário em que o gás natural apresenta-se como importante e estratégico *commodity* utilizado como alternativa energética na matriz energética brasileira, faz-se necessário que tanto o controle quanto as medições associadas ao gás natural sejam realizados com qualidade. Não obstante o inevitável impacto ao meio ambiente e a produção de indesejáveis emissões, o controle e a medição do gás não aproveitado e queimado em sistemas de tocha devem também ser realizados em conformidade às normas internacionais e às melhores práticas da qualidade.

### 3 Fundamentos da medição de vazão por ultrassom

Este capítulo sintetiza os fundamentos da tecnologia de medição de vazão por ultrassom e identifica as principais normas aplicáveis à sua utilização. Este capítulo provê subsídios para o entendimento da avaliação técnica que será apresentada no capítulo 5 (Influência da composição do gás natural na medição em *flare*).

#### 3.1. A tecnologia de medição de vazão por ultrassom

A tecnologia de medição de vazão pelo princípio da propagação do som no meio fluido possui dois tipos distintos de medição: (i) tempo de trânsito (ou tempo de propagação) e (ii) emprego do efeito Doppler. Neste trabalho serão apresentados apenas os fundamentos da medição de vazão por ultrassom pelo princípio de tempo de trânsito que, segundo Delmeé (2003), é uma técnica mais precisa<sup>11</sup> que a por efeito Doppler. Conforme já enfatizado, a tecnologia de medição de vazão por ultrassom (tempo de trânsito) é a tecnologia hoje preferida para a medição de gás de tocha, primordialmente utilizada nas novas unidades de produção no Brasil (Loureiro, 2013). Os dados da Tabela 3 resumem o perfil das tecnologias utilizadas para medição de gás em sistemas de tocha de unidades de produção e de processamento primário de petróleo e gás de uma unidade de operação da Petrobras no Espírito Santo (UO-ES).

Tabela 3 – Medição de gás em sistemas de tocha na UO-ES

Tipo de instalação	Qtd.	Tecnologia de medição		Implantação
		Ultrassom	Outras	
Marítima	7	13	1	Anos 2000
Terrestre	7	0	7	Década de 1980

<sup>11</sup> Precisão de medição: grau de concordância entre indicações ou valores medidos, obtidos por medições repetidas, no mesmo objeto ou em objetos similares, sob condições especificadas (Inmetro, 2012).

Esses dados confirmam, ainda, que a opção pelo medidor por ultrassom é relativamente nova (a partir dos anos 2000) e que, em projetos mais antigos (década de 1980), a medição do volume de gás queimado era realizada por outras tecnologias que não a ultrassônica. Na grande maioria dos casos, os volumes eram estimados pelo “balanço de massa” e não pela medição. A partir dos anos 2000, a adoção da tecnologia de medição por ultrassom para sistemas de tocha foi influenciada pela aprovação do regulamento técnico de medição naquele ano. Na visão de Delmeé (2003), a tecnologia de medição por ultrassom foi “eleita” pela ANP por força do regulamento técnico de medição aprovado em 2000, que a introduziu como alternativa para a medição fiscal de gases. Ainda segundo Delmeé (2003) acredita-se que as normas aplicáveis à medição de vazão por ultrassom podem chegar a ser tão determinísticas quanto as normas sobre placas de orifício e, como estas, dispensar testes dinâmicos dos medidores (calibração).

Dentre as outras tecnologias alternativas aplicáveis a medição de gás natural podem-se destacar as seguintes:

- Placa de orifício;
- Coriolis;
- Turbina;
- Cone Invertido (V-Cone);
- Rotativos.

Medidores de vazão de gás baseados nas tecnologias descritas acima são preteridas em relação à tecnologia de medição por ultrassom, em aplicações em sistema de tocha, principalmente devido aos fatores *rangeabilidade* e **intrusividade**. A capacidade de medir a vazão do fluido sem interferir no escoamento do gás no duto (baixa intrusividade) e de medir uma grande faixa de vazão (alta *rangeabilidade*), faz do medidor por ultrassom o preferido pela indústria para aplicação em sistemas de tocha.

### **3.1.1. Tecnologia do transdutor**

Um dos motivos pelos quais os medidores de vazão de gás por ultrassom surgiram depois de seus equivalentes para líquidos deve-se ao fato de a onda sonora se propagar com mais dificuldade no gás do que no líquido. Altas eficiências dos transdutores são necessárias para que estes emitam pulsos bem

definidos em uma direção bem orientada no gás. Substituir transdutores sem a necessidade de recalibrá-los é certamente uma vantagem que deve ser perseguida. O atendimento dessas exigências requer um estudo específico e um extremo controle de qualidade. É de se esperar, assim, que quanto mais denso for o gás, mais fácil seja transmitir uma onda sonora no meio (menor é a potência necessária).

As ondas ultrassônicas são geradas no meio de propagação por meio de um elemento emissor que vibra com uma frequência determinada. Existem vários métodos para gerar ondas ultrassônicas, porém o efeito piezelétrico é o mais utilizado. Basicamente o efeito piezelétrico consiste na variação das dimensões físicas de certos materiais sujeitos a campos elétricos, que produzem pressões gerando ondas acústicas. O contrário também ocorre, ou seja, a aplicação de pressões acústicas produz variações nas dimensões de materiais piezelétricos que provocam neles o aparecimento de campos elétricos. Portanto, um material piezelétrico pode transformar a energia elétrica alternada em oscilações mecânicas e transformar a energia mecânica em elétrica. Os principais materiais usados na fabricação dos transdutores piezelétricos são os cristais de quartzo, as cerâmicas piezelétricas (titanato de bário e o titanato de zirconato de chumbo, PZT), e polímeros flexíveis (polivinilo de flúor, PVDT). Assim, os transdutores ultrassônicos podem atuar como transmissores ou receptores, permitindo, em muitos casos, a simplificação de projetos de circuitos de transmissão e recepção de sinais ultrassônicos. No modo de transmissão destes elementos piezo-cerâmicos eles são excitados com um pulso elétrico característico que resulta na emissão de um pulso acústico bem definido, conforme representado na Figura 8. Quando usado como receptor, o pulso gerado é acumulado em um pequeno sinal que, após a amplificação, pode ser processado. Ambos os elementos, emissor e receptor, são denominados transdutores.

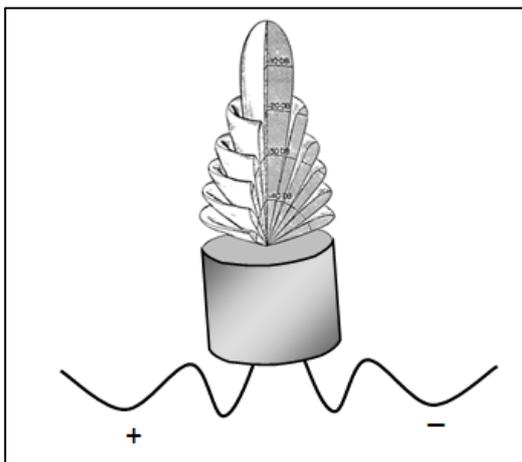


Figura 8 – Ondas geradas por vibração induzida  
Fonte: Ramos & Coelho (2004).

### 3.1.2. Características do sinal ultrassônico

O espectro sonoro pode ser dividido em três zonas principais, cujos limites são definidos pela capacidade da audição humana. Assim, vibrações mecânicas, com frequência entre 20 e 20000 Hz, compreendem os sinais sonoros que podem ser ouvidos e são chamadas, comumente, de som. Essas considerações sobre o espectro de frequência podem ser visualizadas na Figura 9.

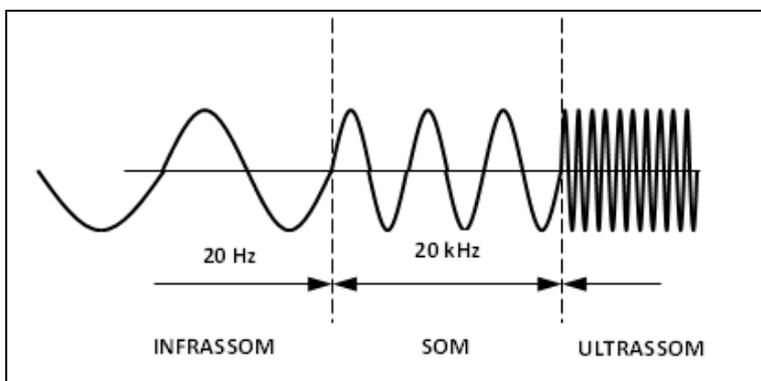


Figura 9 – Espectro sonoro em relação ao campo auditivo humano  
Fonte: Ramos & Coelho (2004).

Vibrações mecânicas com frequência abaixo de 20 Hz são conhecidas como infrassom e não são humanamente audíveis. As frequências acima de 20 kHz compõem o ultrassom, também inaudível, sendo este o espectro de frequências emitidas pelos cristais piezoelétricos quando excitados. Válvulas de controle de vazão também emitem ultrassom com frequências da ordem de 100 kHz. A onda

sônica, ao percorrer um meio qualquer sofre, em sua trajetória, efeitos de dispersão e absorção, resultando na redução da sua energia ao percorrer esse meio. A dispersão deve-se ao fato de o meio não ser totalmente homogêneo (e.g.: variação da composição química e presença de resíduos). O fenômeno da absorção ocorre sempre que uma vibração acústica percorre um meio elástico. É a energia cedida pela onda para que cada partícula do meio execute um movimento de oscilação, transmitindo a vibração às outras partículas do próprio meio. O medidor de vazão de gás por ultrassom por tempo de trânsito emite dois sinais ultrassônicos, um a montante e outro a jusante, em um intervalo de tempo da ordem de milésimos de segundo. Assim, o desenvolvimento da onda acústica no interior do duto ocorre de uma forma similar, o que indica a necessidade de um sistema de aquisição e tratamento de sinais extremamente eficiente, a fim de distinguir entre os sinais principais e secundários. Isso só foi possível conseguir com a recente evolução dos sistemas de microinformática.

### **3.1.3. Detecção do pulso**

De acordo com a norma ABNT NBR 15855:2010, existem aspectos importantes a serem levados em conta para determinação do instante exato da recepção da primeira frente de onda emitida. Dentre estes aspectos é importante destacar que os transdutores possuem potencia de emissão e sensibilidade de recepção maximizada em sua frequência natural de oscilação, porém existem outras frequências adjacentes à frequência natural em que os transdutores também ressoam, e são designados como modos de vibração secundários. O sinal emitido é constituído por um trem de pulsos de numero definido. A medição do tempo de transito exige que haja uma referencia para se iniciar a sua contagem, e essa referencia é dada pelo inicio da emissão dos pulsos. O sinal recebido é de amplitude muito baixa e este sinal deve ser amplificado para seu processamento. Antes de ocorrer o reconhecimento da detecção do pulso, o sinal recebido é pré-processado usando o Controle de Ganho Automático (CGA) e uma seção é filtrada. Após o estado de pré-processamento, o pulso é apresentado para o circuito de detecção. No circuito de detecção o sinal é digitalizado e comparado com uma impressão digital do sinal do pulso esperado, tornando o sistema imune a outros sinais acústicos que poderiam de outra maneira influenciar a medição.

O resultado da medição, baseado nos dois pulsos transmitidos, é, portanto:

- Aceito, se a transmissão do sinal está completamente de acordo com os padrões de qualidade atuais;
- Rejeitado, se um desvio dos padrões de qualidade é detectado.

Somente após o recebimento do pulso, será calculado o tempo de viagem, a ser usado no cálculo da velocidade do gás e da velocidade do som. Comparar o sinal recebido com sua impressão digital não somente elimina os sinais adulterados, como também possibilita determinar mais exatamente o tempo de chegada. Este método resulta na altíssima qualidade de medição que pode ser realizada atualmente. Dependendo do diâmetro da tubulação, cerca de 20 a 60 pulsos são emitidos pelo trajeto acústico a cada segundo. O intervalo de tempo de duas medições de velocidades sucessivas pelo conjunto completo de transdutores ou trajetórias acústicas é da ordem de 0,05s e 0,5s, dependendo do tamanho do medidor (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2010).

### 3.2.

#### **Normas aplicáveis aos medidores de vazão por ultrassom**

Dentre as normas técnicas aplicáveis à medição por ultrassom, destaca-se a AGA9:2007, introduzida nos Estados Unidos sob o título “*Measurement of gas by multipath ultrasonic meters*”. Esta norma versa especificamente sobre a medição de gás por medidores do tipo tempo de trânsito, de forma prática, influenciando e sendo a referência dos fabricantes de medidores. Desenvolvida para qualificar medidores do tipo ultrassom por tempo de trânsito, esta norma fornece informações mais voltadas para o desempenho do que para sua fabricação (Marcheti JR., 2009).

Discussões mais abrangentes sobre características construtivas, calibração e instalação de medidores de vazão de gás por ultrassom, para aplicações em transferência de custódia e apropriação do combustível, são propostas pela norma ISO 17089:2011, intitulada “*Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters*”. Esta norma subdivide-se em duas partes, a saber (International Standard Organization, 2011):

- “Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement”;
- “Part 2: Meters for industrial applications”.

As principais diferenças entre as duas partes desta norma são as recomendações relativas às características metrológicas que os medidores devem possuir. Na Tabela são apresentadas estas diferenças.

Tabela 4 – Classificação ISO 17089 para medidores por ultrassom

ISO 17089	Classe	Aplicação	Incerteza expandida limite
Parte 1	1	Fiscal e Transferência de custódia	$\pm 0,7\%$
	2	Apropriação	$\pm 1,5\%$
Parte 2	3	Operacional	$\pm 1,5$ a $\pm 5\%$
	4	Tocha e ventilação de gás	$\pm 5$ a $\pm 10\%$

Em 2010 foi introduzida no Brasil a norma ABNT NBR 15855 - Medição de Gás por medidores do tipo ultrassônicos multitrajetórias. Esta norma foi adotada pela ABNT a partir da AGA 9:2007. Embora não específica para a medição e vazão de gás pela técnica de ultrassom, a norma AGA 10:2003 - “*Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases*” congrega informações de interesse à verificação de desempenho (“teste de zero”) da medição de vazão de gás por ultrassom (Salgado & Ramos, 2009). Este teste consiste na comparação do valor teórico da velocidade do som no meio com o valor indicado pelo medidor. Mais recentemente, a norma API MPMS 14.10:2012, originalmente introduzida em 2007 sob o título “*Measurement of Flow to Flares*”, foi concebida para discutir a medição de gás em tocha. Esta norma detalha várias tecnologias aplicáveis à medição de vazão de gás em tocha, com destaque para a utilização de medidores por ultrassom e para os componentes da incerteza associada à medição de gás em *flare*.

O Quadro 5<sup>12</sup> resume o escopo das normas de interesse à medição de gás citadas no RTM 2013. Destaque para AGA9:2007, que é a única norma referente à medição de gás por ultrassom citada no RTM (2013).

Quadro 5 – Normas referenciadas no RTM 2013 para medição de gás natural

Norma	Escopo
Inmetro 114/97	Regulamento técnico metrológico para medidores rotativos e turbinas utilizadas na medição de gás.
AGA 7:2006	Medição de Gás por turbinas.
AGA 8:1994	Calculo do fator de compressibilidade do gás natural.

<sup>12</sup> O Quadro 5 foi elaborada de acordo com o item 6.4.4. do RTM (2013).

Norma	Escopo
AGA 9:2007	Medição de Gás por medidores Ultrassônicos.
AGA 11:2003	Medição de Gás por medidores Coriolis.
ISO 5167-1:2003	Medição de vazão por medidores Deprimogênios.
ISO 5167-2:2003	Medição de vazão por placa de orifício.
ISO 12213-1/2/3:2006	Calculo do fator de compressibilidade do gás natural.
API/MPMS 14.3-1:1993	Medição de vazão por placa de orifício.

### 3.3.

#### Princípio de funcionamento do medidor de vazão por ultrassom

As ondas sonoras viajam em um determinado meio com uma velocidade específica; ou seja, a velocidade do som é uma propriedade do meio. A velocidade do som no gás,  $c$ , é determinada a partir da composição, pressão e temperatura do gás no momento da medição. Alguns dados indicativos para diferentes gases são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Velocidade do som em diferentes condições

Substância	Pressão (bar)	Temperatura (K)	$c$ (m/s)
Metano	1	275	432
	1	320	463
	60	275	414
	60	320	456
Ar	1	275	333
Hidrogênio	1	273	1022
Etileno	1	273	318
Gás Natural	1	273	400

Fonte: Siqueira & Carvalho (2005).

A velocidade do som ( $c$ ) em gases que se comportam como um gás ideal é dada pela expressão

$$c = \sqrt{\frac{(k \times P)}{\rho}} \quad (1)$$

Para o gás natural, a velocidade do som é dada pela expressão

$$c = \sqrt{\frac{(k \times P)}{z \times \rho}} \quad (2)$$

Nessa expressão,

$k$  é a constante de Poisson;

$P$  é a pressão do fluido;

$Z$  é o fator de compressibilidade; e

$\rho$  é a massa específica do fluido.

A Figura 10 ilustra a configuração básica de um medidor de vazão por ultrassom por tempo de trânsito. Nas posições  $A$  e  $B$  da superfície do tubo ( $A$  e  $B$

estando contidos em um plano que contém o eixo do tubo), transdutores são instalados para transmitir e receber ondas ultrassônicas. Normalmente estes transdutores são do tipo cristais piezelétricos. As ondas acústicas são geradas em um eixo perpendicular à superfície de emissão do transdutor.

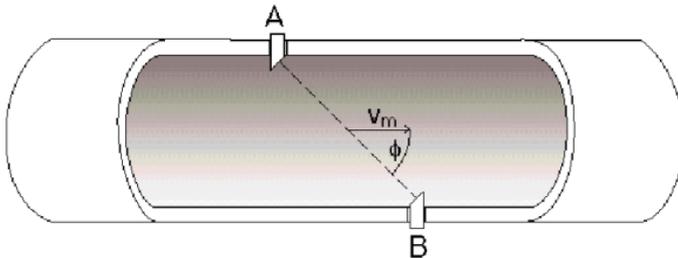


Figura 10 – Medidor de vazão por ultrassom  
Fonte: Siqueira & Carvalho (2005).

Os sinais ultrassônicos requeridos para a medição de vazão são gerados e recebidos pelos transdutores. Os transdutores piezelétricos empregam elementos de cristal ou cerâmica que são colocados em vibração quando submetidos a uma tensão elétrica alternada, vibração essa que gera ondas sonoras que são emitidas no fluido a ser medido. A Figura 11 representa a forma típica do sinal de alta frequência.

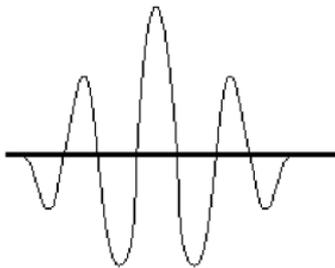


Figura 11 – Forma típica do pulso de alta frequência  
Fonte: Siqueira & Carvalho (2005).

Quando não há vazão, o tempo de trânsito entre  $A$  e  $B$  ( $t_{AB}$ ) é igual ao tempo de trânsito entre  $B$  e  $A$  ( $t_{BA}$ ). Estes são iguais ao tempo médio ( $t_0$ ) de trânsito para os pulsos ultrassônicos no meio,

$$t_{AB} = t_{BA} = t_0 = \frac{L}{c} \quad (3)$$

Nesta expressão,

$L$  é o comprimento do caminho acústico e

$c$  é a velocidade do som no gás, para as condições de operação.

Se houver vazão de gás com velocidade “ $v_m$ ” na direção indicada na Figura 10, o tempo do trânsito do pulso de  $A$  até  $B$  será reduzido e de  $B$  para  $A$  será aumentado, de acordo com:

$$t_{AB} = \frac{L}{c+v_m \cos(\varphi)} \quad e \quad (4)$$

$$t_{BA} = \frac{L}{c-v_m \cos(\varphi)} \quad (5)$$

onde  $\varphi$  é o ângulo entre a trajetória  $A-B$  e o eixo da tubulação.

Reordenando as equações 4 e 5 em função de “ $c$ ” e resolvendo o sistema de equações, encontra-se a seguinte expressão, que permite calcular a velocidade média  $v_m$  do fluxo ao longo do caminho ultrassônico:

$$v_m = \frac{L}{2\cos(\varphi)} \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (6)$$

A Equação (6) mostra que o medidor de vazão é exatamente bidirecional, ou seja, caso haja vazão na direção oposta a apresentada na Figura 10, o medidor apresentará como resultado uma velocidade ( $v_m$ ) negativa. Alternativamente, quando a velocidade do gás é eliminada, a velocidade do som pode ser calculada por:

$$c = \frac{L}{2} \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (7)$$

Devido à velocidade do som ser relacionada à média da densidade, ela pode também ser usada em algumas aplicações para calcular um valor aproximado para a vazão mássica no sistema. A velocidade média ao longo do trajeto (Equação 6) é utilizada para descrever a vazão de fluido que passa na seção no instante da medição. Se a velocidade for uniforme através da seção transversal, basta multiplicar esta velocidade média pela área da seção transversal. Na prática, o perfil de velocidades normalmente apresenta um valor máximo para a velocidade do fluido em algum ponto interno da seção, podendo tal perfil ser considerado simétrico ou não.

Logo, a vazão pode ser expressa como:

$$Q = \frac{L}{2\cos(\varphi)} \cdot \lambda \cdot A \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (8)$$

Nesta expressão:

$A$  é a área da seção transversal do tubo e

$\lambda$  é o fator de correção do perfil da velocidade.

O fator de correção do perfil de velocidade do escoamento ( $\lambda$ ) é definido pela AGA 9:2007. O perfil de velocidades é função do número de Reynolds. A velocidade do escoamento deve ser corrigida para que a mesma represente bem a velocidade média do escoamento. Sendo assim, o fator “ $\lambda$ ” depende diretamente dos efeitos da instalação (trechos retos, válvulas, vasos) no escoamento do fluido em dutos. A presença de curvas, desalinhamentos da tubulação, obstruções, válvulas, filtros e perturbações pode alterar a transição de regime de laminar para turbulento.

Quanto ao perfil de velocidade do escoamento, é importante ressaltar que, após a entrada do fluido no duto, este se desenvolve até a condição de escoamento completamente desenvolvido. Dependendo do regime do escoamento, essa condição de escoamento desenvolvido pode requerer um comprimento de tubo reto equivalente a 80D (oitenta diâmetros da tubulação).

Em trechos retos da tubulação, o perfil de velocidade do escoamento, para um determinado número de Reynolds ( $Re$ ) e rugosidade da parede do tubo, é determinado pelas equações de movimento. O número de Reynolds (adimensional) denota a razão entre as forças de inércia e as forças viscosas presentes no fluido, e pode ser calculado pelo produto de três parâmetros (diâmetro do tubo, velocidade e densidade do fluido) dividido pela viscosidade dinâmica do fluido. Para números de Reynolds baixos, o fluxo é laminar e o perfil de velocidade é aproximadamente parabólico, enquanto que para números de Reynolds altos, o escoamento é turbulento e o perfil de velocidade assume a forma de um tampão. A transição do perfil laminar para o turbulento em um tubo reto normalmente ocorre para o regime de escoamento dado por  $Re$  (Reynolds) em torno de 2300. Em uma instalação prática, um fluxo completamente desenvolvido ocorre na condição de escoamento turbulento. A presença de curvas, desalinhamentos da tubulação, obstruções, válvulas, filtros e perturbações pode alterar a transição de regime de laminar para turbulento.

Para fins da medição fiscal e da transferência de custódia, a vazão calculada “Q” deve ser corrigida para as condições padrão de medição, e para tanto faz-se necessário aplicar a seguinte equação apresentada na AGA 9:2007, no item 7.3.1:

$$Q_b = Q \cdot \left( \frac{P_f}{P_b} \cdot \frac{T_b}{T_f} \cdot \frac{Z_b}{Z_f} \right) \quad (9)$$

$Q_b$  = Vazão corrigida do gás para condição padrão de medição

$Q$  = Vazão medida do gás nas condições de operação

$P_f$  = Pressão estática absoluta do gás nas condições de operação

$P_b$  = Pressão da condição padrão de medição (referência)

$T_b$  = Temperatura na condição padrão de medição (referência)

$T_f$  = Temperatura do gás nas condições de operação

$Z_b$  = Fator de compressibilidade do gás nas condições padrão de medição (referência)

$Z_f$  = Fator de compressibilidade do gás nas condições de operação

Os parâmetros  $Z_b$  e  $Z_f$  são calculados de acordo com as recomendações da norma AGA 8:2003 ou das normas ISO 12213-1/2/3:2006 (*International Standard Organization*, 2006).

### 3.4.

#### **Considerações sobre a incerteza da medição de vazão por ultrassom**

Não há processo de medição perfeito, que leve a resultados exatos (Albertazzi *et al.*, 2008). De acordo com o documento “Guia para Expressão da Incerteza de Medição” (Associação Brasileira de Normas Técnicas & Inmetro, 2003), também conhecido como ISO GUM, é obrigatório que, em um relato de medição de uma grandeza, seja dada alguma indicação quantitativa da qualidade do resultado. Essa indicação quantitativa da qualidade do resultado é chamada de incerteza de medição. Ainda sobre a incerteza de medição, este guia define: A palavra “incerteza” significa dúvida, e assim, no sentido mais amplo, “incerteza de medição” é uma dúvida acerca da validade de um resultado de uma medição. A avaliação da incerteza de medição de gás por ultrassom proposta nesta dissertação

segue o método apresentado no ISO GUM. Para melhor entendimento desta avaliação seguem algumas importantes definições do VIM (Inmetro, 2012):

- Grandeza - Propriedade de um fenômeno de um corpo ou de uma substância, que pode ser expressa quantitativamente sob a forma de um número e de uma referência.
- Mensurando - Grandeza que se pretende medir. A especificação de um mensurando requer o conhecimento da natureza da grandeza e a descrição do estado do fenômeno, do corpo ou da substância da qual a grandeza é uma propriedade, incluindo qualquer constituinte relevante e as entidades químicas envolvidas.
- Medição - Processo de obtenção experimental de um ou mais valores que podem ser, razoavelmente, atribuídos a uma grandeza.
- Sistema de medição - Conjunto de um ou mais instrumentos de medição e frequentemente outros dispositivos, compreendendo, se necessário, reagentes e insumos, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados para grandezas de naturezas especificadas.
- Resultado de Medição - Conjunto de valores atribuídos a um mensurando, juntamente com toda informação pertinente disponível. Um resultado de medição geralmente contém “informação pertinente” sobre o conjunto de valores, alguns dos quais podem ser mais representativos do mensurando do que outros. Isto pode ser expresso na forma de uma função densidade de probabilidade. Um resultado de medição é geralmente expresso por um único valor medido e uma incerteza de medição. Caso a incerteza de medição seja considerada desprezível para alguma finalidade, o resultado de medição pode ser expresso como um único valor medido.

Outro termo importante na avaliação da incerteza de medição é “fonte de incerteza”, definido por Albertazzi *et al.* (2008) como qualquer fator que dá origem a dúvidas no resultado de um processo de medição. Tendo em vista as normas de referência e as equações que modelam a medição de vazão por ultrassom, pode-se concluir que a exatidão de um medidor de gás por ultrassom depende de vários fatores.

Dentre esses se destacam:

- Geometria do corpo do medidor e da posição dos transdutores ultrassônicos;
- Técnica de integração inerente ao projeto do medidor;
- Desenvolvimento do perfil de escoamento;
- Níveis de pulsação que existam no fluxo de gás;
- Exatidão nas medições do tempo de trânsito;
- Calibração do medidor.

Segundo Ramos (2006) as principais fontes de incerteza da medição<sup>13</sup> de vazão por ultrassom estão associadas à medição da velocidade média de escoamento, que por sua vez é influenciada pelos seguintes fatores:

- Perfil do escoamento;
- Geometria do medidor;
- Medição do tempo de trânsito.

A incerteza associada à medição de  $t_{AB}$  e  $t_{BA}$  (Equação 8) é determinada pelos componentes do sistema eletrônico de detecção dos sinais ultrassônicos. O comprimento do trajeto  $L$ , o ângulo  $\varphi$  e a área da seção transversal são determinadas pela geometria, e qualquer incerteza associada a esses parâmetros resultará em uma incerteza na medição da vazão.

Em relação ao perfil de escoamento, este mostra-se sensível a desvios na geometria da tubulação, imperfeições construtivas, pulsação e rotação. Tais desvios de normalidade afetam o fator “ $\lambda$ ” da equação 8. Simão (2013) alerta para o fato de que a premissa básica de operação de todos os medidores comerciais disponíveis no mercado é que as medições ocorram em um perfil de velocidades turbulento e completamente desenvolvido. Assim sendo, os efeitos das instalações no desempenho de medidores por ultrassom aplicados em sistemas de tocha devem ser avaliados. Ainda segundo Simão (2013), para se evitar erros e valores elevados dessas incertezas na medição de gás em sistemas de tocha que resultam da correção do perfil de escoamento (fator “ $\lambda$ ”) faz-se necessário reavaliar o fator “ $\lambda$ ” de acordo com as características do arranjo da tubulação.

Segundo o ISO GUM, “na maioria dos casos o mensurando não é medido diretamente, mas é determinado a partir de  $n$  outras grandezas, através de uma relação funcional” (Associação Brasileira de Normas Técnicas & Inmetro, 2003). Além das fontes de incerteza explicitadas na equação (9), considera-se neste trabalho que a velocidade e o perfil de escoamento do gás, bem como geometria do duto, tempo de trânsito e capacidade de processamento de sinais do medidor, são fontes de incerteza da vazão bruta “ $Q$ ” (Vazão nas condições de processo). As incertezas das fontes citadas para “ $Q$ ” já estão consideradas na declaração da

---

<sup>13</sup> Incerteza de medição - Parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores atribuídos a um mensurando, com base nas informações utilizadas. Fonte: VIM 2012.

incerteza do medidor informada pelos fabricantes destes instrumentos em seus catálogos.

Na Tabela 6 apresenta-se a declaração da incerteza dos principais modelos de medidores de vazão para gás em sistemas de tocha em uso em unidades de produção de petróleo e gás no estado do Espírito Santo.

Tabela 6 – Incerteza de medidores de vazão de *flare*

<b>Modelo</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Incerteza declarada</b>	<b>Instalação</b>
FGM 160	Fluenta	2,5 a 5%	10 diâmetros a montante e 5 a jusante.
GF 868	GE Panametrics	2 a 5%	20 diâmetros a montante e 10 a jusante.

As informações de incerteza e requisitos de instalação da Tabela 6 foram retiradas dos catálogos dos medidores FGM 160 e GF 868. Os catálogos destes fabricantes não declaram a incerteza de medição de forma completa, ou seja, com o fator de abrangência e o grau de confiança. Neste trabalho adota-se que a incerteza declarada é a expandida<sup>14</sup>, com distribuição retangular ou uniforme, considerando-se um fator de abrangência<sup>15</sup>  $k = \sqrt{3}$ . Essa incerteza declarada pelos fabricantes de medidores de gás em sistemas de tocha está associada a um escoamento completamente desenvolvido do gás. Para tanto, os medidores devem ser instalados observando ao menos os requisitos de instalação apresentados na Tabela 6.

A Figura 12 representa a configuração requerida pelo fabricante do medidor modelo FGM 160, a fim de garantir o perfil de escoamento completamente desenvolvido no ponto de medição.

<sup>14</sup> Incerteza expandida: Grandeza que define um intervalo em torno do resultado de uma medição com o qual se espera abranger uma grande fração da distribuição dos valores que possam ser razoavelmente atribuídos ao mensurando (Associação Brasileira de Normas Técnicas & Inmetro, 2003).

<sup>15</sup> Fator de abrangência: Fator numérico utilizado como um multiplicador da incerteza padrão combinada de modo a obter uma incerteza expandida (Associação Brasileira de Normas Técnicas & Inmetro, 2003).

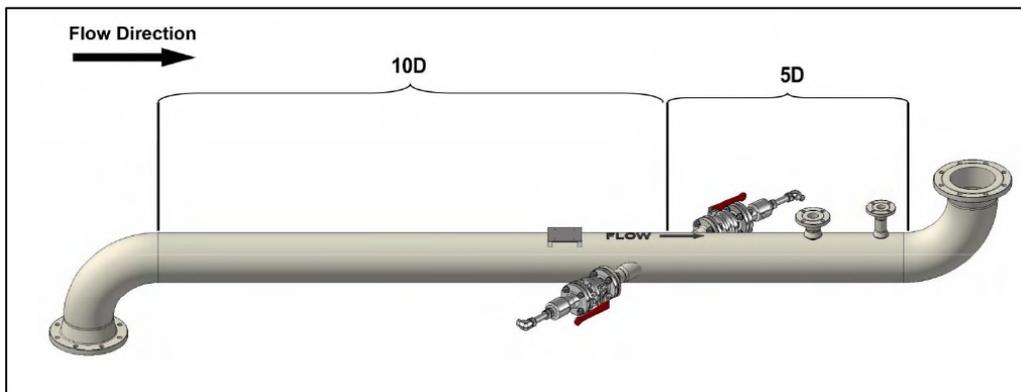


Figura 12 – Trechos de medição recomendados

Fonte: Catálogo do medidor de vazão modelo FGM 160 (Fluenta, [2013?]).

Especificamente a respeito da estimativa da incerteza da medição de vazão de gás em sistemas de tocha, por ultrassom, a norma API 14.10:2012, no item 10.4, apresenta considerações a respeito da variação da composição do gás escoando por estes sistemas (*American Petroleum Institute*, 2012). Em tabelas, esta norma declara que, para medidores lineares (medidores de velocidade), a influência da composição é desprezível. Em dado momento, a norma sugere até mesmo que se deve negligenciar o conhecimento exato da composição do gás e fixar um valor pré-determinado. Tanto os erros sistemáticos quanto a incerteza de medição são estimadas como tendo efeito nulo na medição de gás em tocha por medidores por ultrassom. A norma ainda sugere o uso de uma configuração fixa da composição do gás, declarando que esta prática não acarreta efeitos significativos na medição. Na Tabela , adaptada desta norma, são apresentadas considerações a respeito dos efeitos da utilização de diferentes composições de gás na medição por ultrassom em sistema de tocha.

Tabela 7 – Influência do acréscimo de propano na medição de gás

Tipo de medição	Erro relativo na medição	
	Volumétrica	Mássica
Diferencial de pressão	34%	25%
Termal	2 a 15%	35 a 45%
Ultrassom	0%	44%

Fonte: Adaptado da norma API 14.10:2012.

Nesta tabela a norma API 14.10:2012 apresenta os efeitos do acréscimo de 45% da fração de propano na composição do gás medido no sistema de tocha quando três tipos de medidores são utilizados.

A norma API 14.10:2012, ao relatar que o erro relativo na medição volumétrica é de 0%, mesmo que a composição do gás seja alterada (acréscimo de propano), reafirma a baixa influência da composição do gás na medição por ultrassom (*American Petroleum Institute*, 2012). Por outro lado, caso seja necessário informar o resultado da medição em vazão mássica o erro seria bastante elevado, na ordem de 44%. Essa informação se justifica pois, para transformar vazão volumétrica em vazão mássica, faz-se necessário conhecer de forma exata a massa específica do fluido.

### **3.5. Considerações a respeito de manutenção e calibração**

Uma das vantagens do medidor ultrassônico é não depender de lubrificação, já que não possui partes móveis em contato com o fluido a ser medido. Assim, a manutenção de medidores utilizados na medição de fluidos limpos é basicamente executada sobre o sistema de leitura do medidor. Para fluidos muito sujos, a limpeza deve ser feita sempre que a área de fluxo do medidor ou do transdutor for afetada. A capacidade de autodiagnóstico de medidores de vazão por ultrassom pode indicar a necessidade de avaliações mais criteriosas. De acordo com a norma ABNT ISO 15855:2010, o medidor de vazão por ultrassom deve emitir alarme quando identificar condições inadequadas de operação, notadamente aquelas associadas aos seguintes parâmetros (*Associação Brasileira de Normas Técnicas*, 2011):

- Ganho;
- Qualidade do sinal;
- Relação sinal ruído;
- Velocidade do escoamento; e
- Velocidade do som.

A função ganho de um medidor denota um dos mais simples indicadores de bom funcionamento do medidor, pois indica se o equipamento está sujeito a condições que são capazes de atenuar o sinal. A qualidade do sinal indica o nível de rejeição ou aceitação dos pulsos ultrassônicos. A avaliação deste alarme de

desempenho do medidor pode indicar, por exemplo, uma contaminação na face do medidor. A relação sinal/ruído compara o nível do sinal desejado com o nível do ruído de fundo. Quanto mais alta for esta relação, menor é o efeito do ruído sobre a detecção do sinal ultrassônico.

A verificação da velocidade do escoamento permite identificar alterações nas condições de escoamento, que podem ser causadas, por exemplo, por uma abertura ou fechamento parcial de uma válvula. Enfim, é provável que o monitoramento da velocidade do som no fluido seja a ferramenta de diagnóstico mais discutida e utilizada nas aplicações de medidores ultrassônicos (Marchetti Jr, 2010). Essa verificação de desempenho do medidor de vazão por ultrassom, também denominada de *teste de zero*, é recomendada pelos fabricantes e referenciada nas normas AGA 9:2007, ISO 17089-1:2010 e ABNT ISO 15855:2010, citadas no item 3.2 desta dissertação. Apesar de os métodos descritos apresentarem comprovação teórica, somente a calibração do medidor é capaz de assegurar a sua confiabilidade; i.e.: conhecer o verdadeiro fator do medidor a ser empregado em medições de transferência de custódia. Os medidores de vazão por ultrassom possuem a capacidade de medir em grandes faixas de vazão com a mesma exatidão, principalmente os que usam múltiplos percursos (vários conjuntos transmissor-receptor); projetos com caminhos únicos são mais sensíveis às irregularidades da forma do perfil de velocidades, diminuindo sua exatidão. Dados metrológicos destes medidores são fornecidos por laboratórios independentes, usuários, e fabricantes.

O princípio de funcionamento do medidor ultrassônico aplica-se a diferentes condições de operação do medidor (diferentes tamanhos de tubulação), enquanto catálogos de fabricantes listam a avaliação dos tamanhos dos medidores. Fluxos bidirecionais são medidos sem a adição de equipamentos eletrônicos, mecânicos ou tubos. A exatidão será a mesma em ambas as direções.

## 4

### Medição de vazão de gás natural em sistemas de tocha

Este capítulo discute a medição em sistemas de tocha (usualmente denominado por *flare*), o escoamento de gás objeto do estudo e o procedimento de coleta de amostras para caracterização deste gás. As medições de vazão, temperatura e pressão estática consideradas originam-se de uma unidade de produção de petróleo e gás denominada FPSO<sup>16</sup> “A”, constituindo a base dos cálculos e análises desenvolvidas no capítulo 5.

#### 4.1.

##### O sistema de medição de gás em tocha

De acordo com as normas ANSI/API 521:2007 e ISO 23251:2008, o sistema de tocha é um sistema de alívio de pressão de plantas industriais. A norma ISO 23251 (2008) define “*flare*” como um “dispositivo ou sistema usado para eliminar o gás excedente de uma planta industrial, de forma segura e ambientalmente compatível através da utilização de combustão” (*International Standard Organization*, 2008). Marinho *et al.* (2011) conceitua o sistema de tocha pelo conjunto de equipamentos constituído por vasos de pressão, tubulações, bombas, queimadores e estrutura de fixação, com a finalidade de queima de gases provenientes de uma unidade de processo. Essas normas aplicáveis a sistemas de tocha apresentam os requisitos construtivos de seus sistemas de alívio, orientações para a análise das principais causas de pressões excessivas, especificação das taxas de alívio individuais, instruções para seleção e projeto de sistemas de eliminação de gás, incluindo componentes como tubulações, vasos, tochas e pilhas de ventilação.

A Figura 13 ilustra um esquema típico de sistemas de tocha destacando quatro equipamentos essenciais: vaso de separação de líquido (1); torre (2); selo

---

<sup>16</sup> FPSO: *Floating Production Storage and Offloading*. Termo em inglês que significa “Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência”.

(3 e 4) e medidor de vazão (5). Os demais equipamentos apresentados nesta figura são válvulas, instrumentos e vasos responsáveis pelo controle automático destes sistemas.

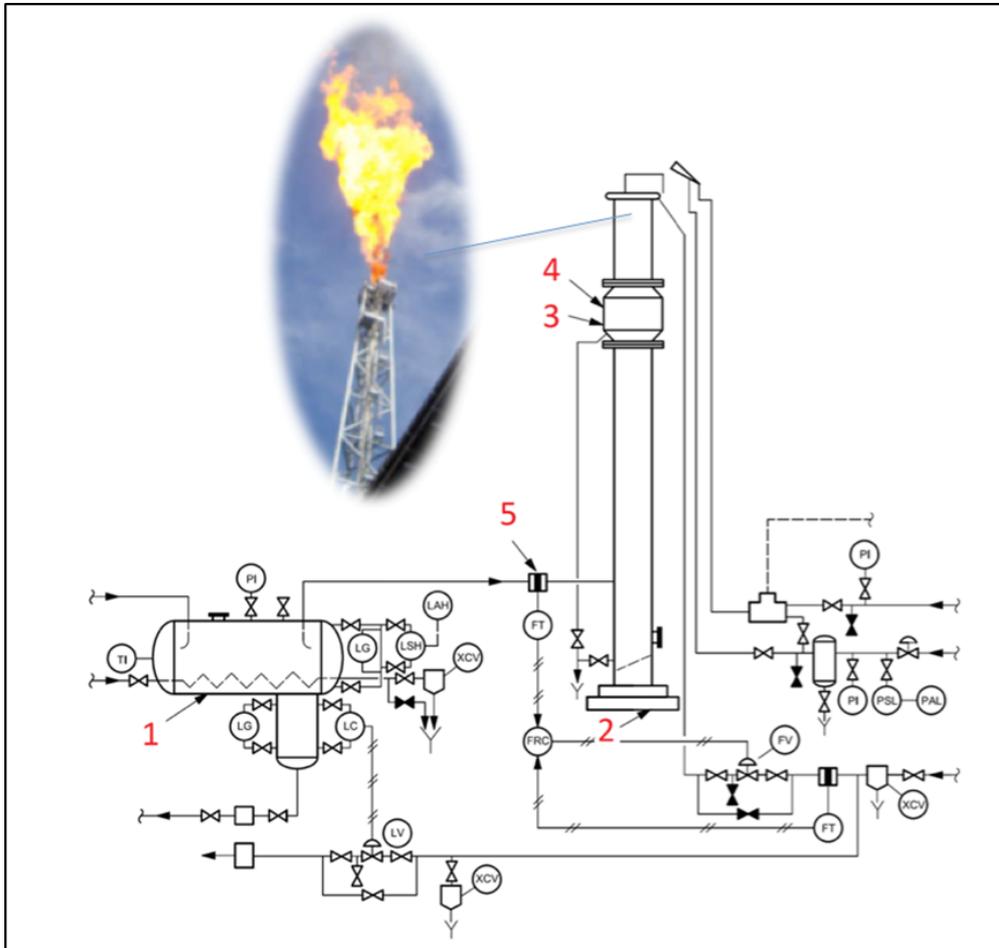


Figura 13 – Esquema típico de um sistema *flare*  
 Fonte: ISO 23251:2008 (International Standard Organization, 2011).

O vaso de separação de líquido (1) é o equipamento de processo responsável por realizar a separação de líquidos do gás enviado para o sistema de *flare*. Recuperar líquidos provenientes do processo, e principalmente evitar que estes cheguem, ao queimador é a principal função deste vaso. A torre (2) do *flare* é a estrutura de suporte do sistema de queima do gás. Esta estrutura deve ser dimensionada de tal forma que o calor gerado na queima do gás não cause danos às instalações e principalmente à saúde das pessoas envolvidas nas atividades operacionais de uma planta industrial.

A função dos selos (3 e 4) é impedir que ocorra a infiltração de ar no sistema de *flare*. Funcionando como uma válvula de retenção, este equipamento é

essencial para a segurança da planta de processo. A infiltração de ar também é conhecida como **engolir chama**. O medidor de vazão (5) e as tecnologias de medição em sistemas de tocha são apresentadas na norma API 14.10:2012, no entanto, esse documento não define qual o melhor sistema de medição para esta aplicação (*American Petroleum Institute, 2012*).

A medição de gás de tocha é uma obrigação legal e necessária para controle do gás produzido em uma unidade de produção de petróleo e gás. Esta medição geralmente subdivide-se em sistema de medição de tocha de alta pressão e de baixa pressão. O sistema de tocha de baixa pressão (do inglês *low pressure - LP flare*) é geralmente utilizado para liberar os gases de baixa pressão, a exemplo dos gases liberados em vazamentos de válvulas, separadores de último estágio ou em tanques de armazenamento e hidrocarbonetos líquidos que evaporaram parcialmente (*flash*) dos controles de níveis de tanques e vasos. Já o sistema de tocha de alta pressão (do inglês *high pressure - HP flare*) é usualmente utilizado para despressurizar a planta em eventos de emergência e, portanto, lida com altas vazões (Loureiro, 2013). As condições de escoamento de gás em sistemas de tocha (discutidas no próximo tópico) tornam a medição um grande desafio para indústria de petróleo e gás.

O sistema de medição de gás em tocha deve ser capaz de trabalhar em regime pulsante, com pressão estática absoluta menor do que a pressão atmosférica local, e com variações instantâneas de vazão da ordem de até  $1:2000000 \text{ m}^3/\text{d}$  (dependente da capacidade de produção de gás da instalação). A Figura 14 representa uma estação de medição (EMED) de gás típica de sistemas de tocha para atendimento aos requisitos do RTM (2013).

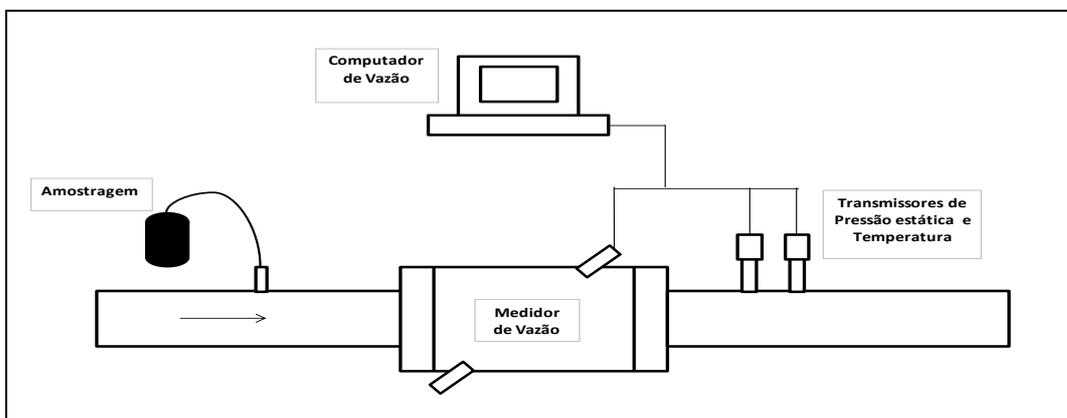


Figura 14 – Estação de medição típica

No Quadro 5 apresentam-se os equipamentos que devem constituir uma EMED de acordo com o RTM 2013 (item 6.4.1), destacando-se as particularidades do sistema de tocha.

Quadro 6 – Requisitos de EMED conforme RTM 2013

<b>Equipamentos RTM 2013</b>	<b>Observações relativas aos sistemas de tocha</b>
<i>a) Medidor de fluidos compatível com os requisitos deste Regulamento e que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pelo Inmetro</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atualmente, não existe regulamento para aprovação de modelo de medidores de vazão por ultrassom.</li> </ul>
<i>b) Um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no capítulo 9 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores, ou procedimento de retirada do medidor para calibração/verificação em laboratório, conforme o tipo de aplicação</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O sistema fixo não é aplicável, pois não é possível controlar a vazão destes sistemas. A variabilidade da vazão, nestes sistemas, pode não garantir a repetibilidade requerida.</li> <li>A retirada de medidores da instalação e o envio para laboratório externo para calibração, além de oneroso, também não garante a calibração em todas as faixas de vazão nas quais o medidor pode vir a ser exigido.</li> <li>Atualmente, empresas do ramo de exploração e produção de petróleo e gás buscam aprovação do método de verificação conhecido como calibração de zero, como alternativa para comprovação metrológica deste sistema de medição.</li> </ul>
<i>c) Um sistema de amostragem, de forma a manter a representatividade da amostra no período de medição e atendendo aos requisitos do capítulo 8 deste Regulamento, conforme a aplicação.</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O sistema de amostragem merece bastante atenção, pois este também é um desafio a ser superado pela indústria do petróleo e maiores considerações são apresentados no item 4.3.</li> </ul>
<i>d) Um instrumento ou dispositivo de medição de temperatura adjunto ao medidor</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Em situações de emergência (alívio da pressão da planta) o gás escoando pelo sistema de <i>flare</i> atinge temperaturas negativas.</li> </ul>
<i>e) Um instrumento ou dispositivo de medição de pressão adjunto ao medidor</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Para medição de pressão em sistemas de tocha é necessário um dispositivo de medição de pressão capaz de medir pressões absolutas abaixo da pressão atmosférica.</li> </ul>
<i>f) Um computador de vazão que atenda aos requisitos técnicos e metrológicos estabelecidos pelo Inmetro</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Assim como para o item “a”, atualmente não existe regulamento técnico para aprovação de modelo de computadores de vazão para gás.</li> </ul>

Conforme apresentado no capítulo 3 (Tabela 2) a medição de vazão por ultrassom é o método mais utilizado atualmente para quantificação de volumes de gás queimados em sistema de tocha. Essa predileção à utilização deste tipo de medidor se dá principalmente pela capacidade deste cobrir grandes faixas de vazão e de não interferir no fluxo de gás que escoar pelo duto do sistema de tocha.

A utilização de medidores de vazão por ultrassom não é compulsória, admitindo-se outras tecnologias de medição para este fim. Na revisão do RTM 2013, diferentemente da versão de 2000, o órgão regulador não especificou diretamente quaisquer tecnologias de medição. Nos itens “a” e “f” apresentados no Quadro 2, o regulador (ANP) condiciona que os medidores e computadores de vazão a serem aplicados na medição de gás devem ser aprovados pelo Inmetro. Em novembro de 2013, por força da portaria do Inmetro n.º 585, foi revogada a aprovação de modelo para medidores de gás baseados na tecnologia por ultrassom e outros. Os computadores de vazão de gás com aprovação de modelo também sofreram intervenção do Inmetro com a publicação desta portaria. A revogação deveu-se à necessidade de aperfeiçoar os procedimentos e os critérios gerais que devem ser utilizados no processo de Apreciação Técnica de Modelo (ATM) dos instrumentos de medição abrangidos pelo controle legal. Somente medidores de vazão de gás do tipo turbina e deslocamento positivo (tipo rotativos) estão sujeitos a regulamento técnico (Portaria Inmetro 114/97) para aprovação de modelo.

#### **4.2.**

#### **Características do escoamento de gás em sistemas de tocha**

Variações da vazão, da pressão estática de operação e da temperatura próximas à condição padrão de medição são comportamentos esperados no escoamento de gás de tocha. A Norma API 14.10:2012 destaca a “imprevisibilidade” da vazão, bem como a variação na composição do gás medido. Loureiro (2013), Simão (2013) e Ramos (2006) também destacam a variabilidade da vazão como fator preponderante para escolha da tecnologia de medição a ser aplicada em sistemas de tocha. Gibson (2013) também destaca as variações nas condições operacionais de sistema de tocha e apresenta considerações sobre a resistência mecânica dos medidores para suportar tal comportamento.

A avaliação da influência da composição do gás natural na medição por ultrassom em sistemas de tocha discutida nesta dissertação está diretamente associada ao comportamento da vazão nestes sistemas. A fim de caracterizar o comportamento histórico da vazão em sistemas de tocha, apresentam-se no item 4.2.1, em gráficos e tabelas, tratamento estatístico de dados operacionais da medição em sistemas de tocha de uma instalação de produção de petróleo e gás.

Os resultados das medições se referem ao ano de 2013 e são obtidos a partir do acompanhamento diário da vazão, pressão estática e temperatura de operação das duas estações de medição do sistema de tocha na unidade de produção, denominada nesta dissertação como FPSO “A”. Na Figura apresenta-se uma fotografia da uma unidade de produção do tipo FPSO.



Figura 15 – Unidade Produção tipo FPSO  
Fonte: Intranet Petrobras (Petrobras, 2013).

#### 4.2.1. Tratamento estatístico dos resultados das medições

O tratamento estatístico dos resultados das medições de vazão, pressão estática e temperatura auxiliam na avaliação do sistema de medição de gás de tocha no FPSO “A” durante o ano de 2013. O comportamento das variáveis de processo, tais como vazão, pressão estática e temperatura, ao longo de 2013, apresentados nas Figuras 16 a 21, é analisado com auxílio de estatística descritiva para avaliar sua estabilidade.

O teste de *Kolmogorov-Smirnov (KS)* foi utilizado para avaliar se as medições de vazão, pressão estática e temperatura estão associadas a uma distribuição normal. Este teste observa a máxima diferença absoluta entre a função de distribuição acumulada assumida para os dados, no caso a distribuição normal, e a função de distribuição empírica dos dados. Como critério, compara-se

esta diferença com um valor crítico, para um dado nível de significância. Para a geração da estatística KS foi utilizada a ferramenta eletrônica *ACTION*, suplemento da software Excel, disponível no sítio eletrônico (Portal *Action*, c2011).

#### 4.2.2.

#### Considerações a respeito das medições no sistema de tocha

As Figura 16 e Figura 17 ilustram o comportamento da vazão de gás nos pontos de baixa (LP-*flare*) e de alta pressão (HP-*flare*) do sistema de medição da tocha do FPSO “A” no ano de 2013, respectivamente.

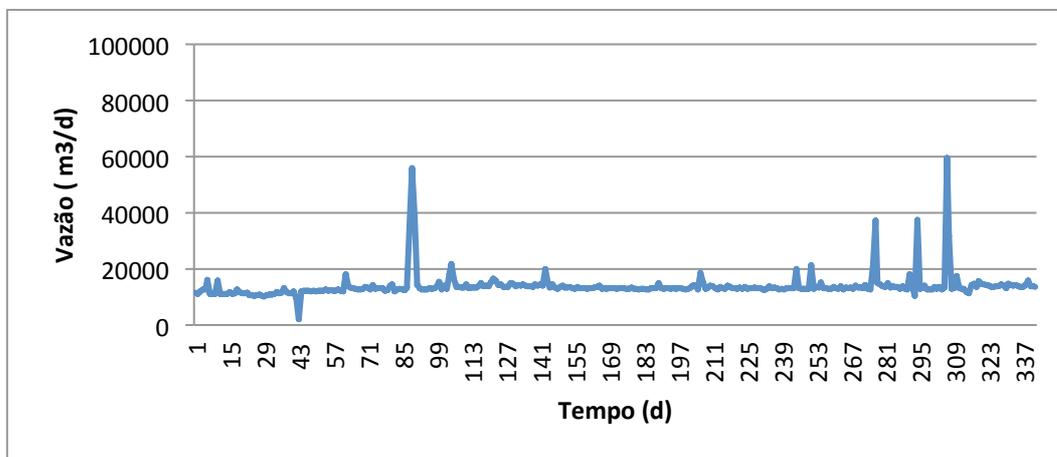


Figura 16 – Vazão no LP *flare* no ano de 2013

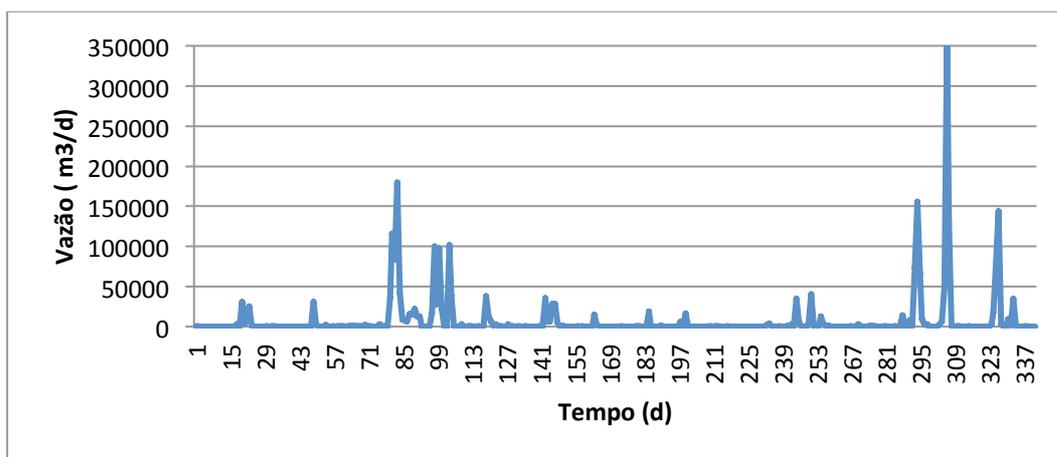


Figura 17 – Vazão no HP *flare* no ano de 2013

Nas Figura 16 e Figura 17, pode-se observar que o LP *flare* tem um comportamento mais constante do que o HP *flare*. Este fato se dá porque o HP

*flare* foi concebido para receber o alívio da planta de processo em caso de emergência. Entretanto, o LP *flare* mantém certa constância na vazão devido ao alinhamento de sistemas de purga da planta de processo.

Adicionalmente à avaliação visual, procedeu-se uma análise metrológica da variabilidade dessas medições conforme caracterizado no Quadro 17.

Quadro 7 – Testes paramétricos e não paramétricos: comparação

Objetivo / Teste estatístico	Distribuição normal	Distribuição não normal
Medida de posição (valor central)	Média	Mediana
Medida de dispersão (variabilidade)	Desvio padrão	Desvio padrão da mediana

Nos testes aplicados às duas séries diárias de vazão, a estatística KS encontrada foi maior que o valor crítico (P-Valor). Verificou-se assim, conforme indicado na Tabela 8, ser falsa a hipótese de que as séries seguem uma distribuição normal.

Tabela 8 – Teste Kolmogorov-Smirnov

	LP <i>flare</i>	HP <i>flare</i>
Estatística KS	0,330	0,396
P-Valor	0,000	0,000

Visto que as amostras não seguem uma distribuição normal, a variabilidade destas é calculada pelo desvio padrão da mediana (DPMAD).

O DPMAD é dado pela Equação (10), na qual  $X_i$  denota cada ponto da grandeza medida:

$$DPMAD = \sqrt{\text{Mediana}[|X_i - \text{Mediana}(X_i)|]} \quad (10)$$

A relação percentual entre a medida de dispersão (DPMAD ou desvio padrão) e a medida de posição (mediana ou média) é denominada coeficiente de variação (CV). Na Tabela 9 são apresentados os dados que representam a variabilidade das séries de vazão do HP e LP *flare* durante o ano de 2013.

Tabela 9 – Estatísticas das séries de vazão de gás do LP e HP *flare*

Série	Valor central (m <sup>3</sup> /d)	Variabilidade (m <sup>3</sup> /d)	CV	Mínimo (m <sup>3</sup> /d)	Máximo (m <sup>3</sup> /d)
Vazão LP <i>flare</i>	13150	114	1%	2074	59473
Vazão HP <i>flare</i>	86	9	11%	0	361517

Observa-se, pelos dados da Tabela 9, que o coeficiente de variação da série vazão HP *flare* é dez vezes maior que o do LP *flare*. Os pontos máximos e mínimos das séries indicam que o HP *Flare* também possui uma amplitude dez vezes maior do que a do LP *flare*. A Tabela 10 apresenta as características de um ponto de medição com vazão constante. Este ponto de medição (denominado gás combustível) pertence à mesma planta de processo do HP e LP *flare*. O coeficiente de variação deste é cerca de trinta e trezentas vezes, respectivamente, menor que os coeficientes de variação do LP *flare* e HP *flare*, conforme comparação de dados disponíveis nas Tabela 9 e Tabela 10. A série do ponto de gás combustível, assim como dos pontos LP e HP *flare*, referem-se ao ano de 2013.

Tabela 10 – Estatística das séries de vazão do gás combustível

Série	Valor central (m <sup>3</sup> /d)	Variabilidade (m <sup>3</sup> /d)	CV	Mínimo (m <sup>3</sup> /d)	Máximo (m <sup>3</sup> /d)
Gás Combustível	375922	128	0,03%	16849	439314

As séries de dados de pressão estática e temperatura receberam o mesmo tratamento estatístico aplicado à série de medições de vazão. Nas Figura 18 a Figura 21 são apresentados graficamente os comportamentos destas variáveis durante o ano de 2013.

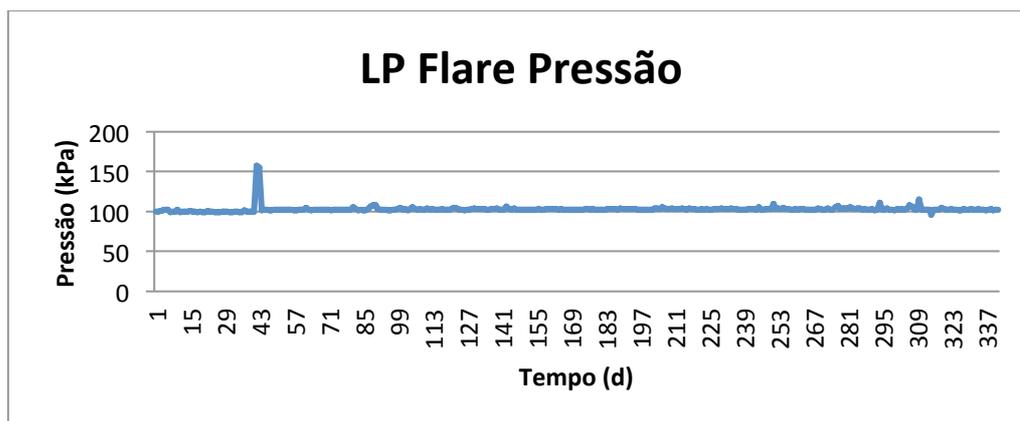


Figura 18 – Pressão estática no LP *flare* no ano de 2013

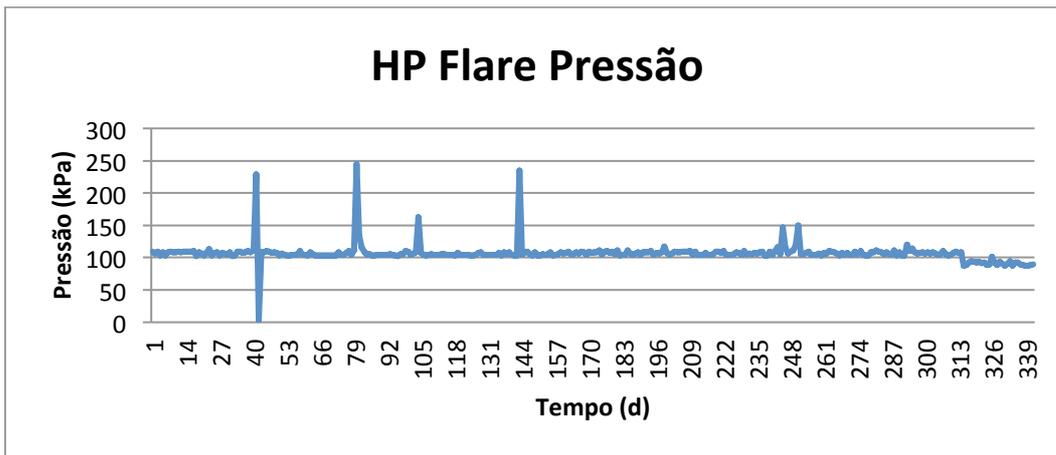


Figura 19 – Pressão estática no HP *flare* no ano de 2013

A priori, observando-se apenas essas figuras, é possível identificar visualmente um comportamento relativamente constante das variáveis.

A Figura 20 apresenta visualmente que a temperatura do *flare* de alta pressão (HP *flare*) tem uma variabilidade maior que as outras medidas.

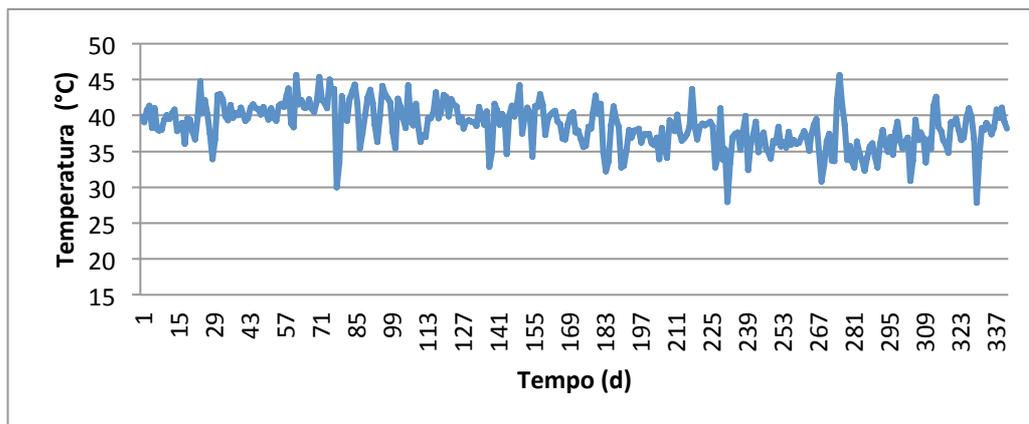


Figura 20 – Temperatura de processo no LP *flare* no ano de 2013

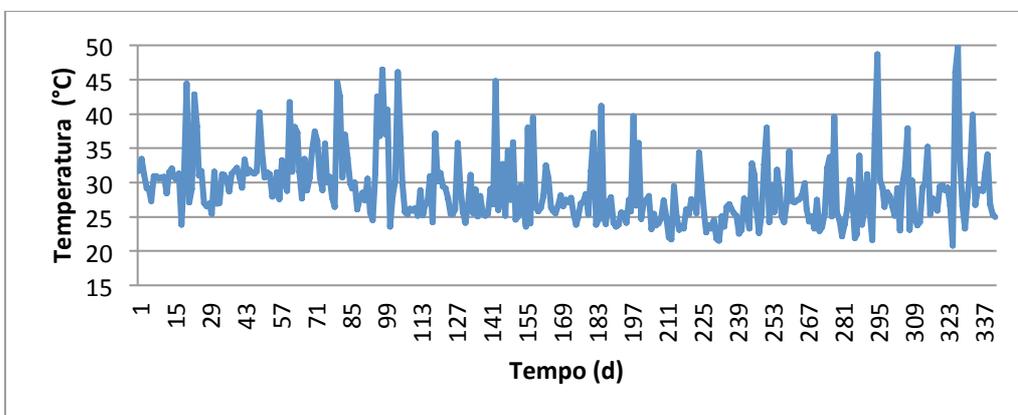


Figura 21 – Temperatura de processo no HP *flare* no ano de 2013

A avaliação identificou que os dados das amostras da Pressão LP e HP *flare*, além da temperatura do *flare* de alta pressão, não seguem uma distribuição normal. Diferentemente dos outros dados, a série de temperatura do *flare* de baixa pressão (LP) segue uma distribuição normal. A Tabela 11 consolida as estatísticas das amostras estudadas.

Tabela 11 – Estatística das séries P e T em LP e HP *flare*

Série	Valor central	Variabilidade	CV	Mínimo	Máximo
Pressão LP	102 kPa	2,0 kPa	2%	100 kPa	160 kPa
Pressão HP	105 kPa	1,5 kPa	1%	12 kPa	240 kPa
Temperatura LP	38 °C	3,0°C	8%	28°C	46°C
Temperatura HP	28°C	1,6°C	6%	21°C	50°C

Estas estatísticas indicam que nestes pontos de medição as condições de pressão estática do gás são bem próximas à pressão da condição padrão de medição, com variabilidade (coeficiente de variação) de 1 a 2% em torno da mediana. A temperatura do gás nestes pontos de medição, apesar de um afastamento acentuado (entre 8 e 20 °C) da temperatura da condição padrão de medição, apresentou variabilidade (6 a 8%), maior do que os dados de pressão estática, em torno das medidas centrais adotadas. Enfim, dada a análise estatística das amostras de vazão, pressão e temperatura dos sistemas LP e HP *flare*, é possível inferir a respeito dos dados que:

- A vazão de gás nestes pontos de medição analisados possui uma larga faixa de operação, em relação a pontos de medição considerados constantes. A faixa de vazão do HP *flare* é dez vezes maior do que o LP *flare*;
- A pressão estática das séries LP e HP *flare* apresentou baixa variabilidade. O valor de pressão da condição padrão de medição está dentro do intervalo de ocorrência do valor mais provável da série de pressão estática do LP *flare*, pois 101,325 kPa está contido no intervalo  $102 \pm 2$  kPa;
- A temperatura do gás nestes pontos de medição analisados apresentou variabilidade maior do que a dos dados de pressão estática.

Para avaliar a influência da composição do gás na medição de vazão pela técnica de ultrassom (tema discutido no capítulo 5), as medidas de posição das séries (pressão estática e temperatura do gás) serão utilizadas. Estas medidas centrais obtidas nas análises estatísticas realizadas representam de forma

satisfatória o comportamento da pressão estática e da temperatura de processo do gás durante o ano de 2013. Segundo FONSECA (2011), as medidas de posição também são chamadas de medidas de tendência central, pois representam os fenômenos pelos seus valores médios em torno dos quais tendem a concentrar-se os dados.

### 4.3. Amostragem de gás em sistemas de tocha

Conforme discutido no item 4.1, um sistema de amostragem é requisito obrigatório em uma estação de medição. Na visão de especialistas, a obtenção de uma amostra representativa do gás escoando pelo sistema de tocha, especialmente durante eventos de emergência, pode ser uma tarefa muito difícil. Em situações normais de operação, com pressão estática abaixo da pressão atmosférica local, pode-se não conseguir a amostra. Fatores relacionados à segurança das pessoas também devem ser considerados no momento da execução de procedimentos de amostragem. A exposição de pessoas a ambientes explosivos, a presença de componentes corrosivos no fluxo de gás e outras substâncias perigosas devem ter os riscos gerenciados (Gibson, 2013). Em unidades operacionais, as preocupações com aspectos de segurança das pessoas, instalações e meio ambiente são fatores de grande impacto na avaliação de procedimentos de execução. A representatividade de amostras coletadas em sistemas de tocha pode ser avaliada pelo histórico de invalidação destas. Os dados da Tabela 12 resumem a avaliação do histórico de contaminação/invalidação de amostras de gás nos sistemas de tocha do FPSO “A”. A principal causa identificada para contaminação da amostra por oxigênio<sup>17</sup> é a baixa pressão de operação destes sistemas.

Tabela 12 – Histórico de amostras de gás invalidadas (2011 a 2013)

	HP-flare			LP-flare		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Nº Amostras coletadas	12	12	12	12	12	12
Nº Amostras invalidadas	10	7	11	11	10	10
% Amostras Invalidadas	83%	58%	92%	92%	83%	83%

<sup>17</sup> O oxigênio é considerado contaminante, pois este componente não é esperado na composição do gás natural (Vaz, 2008).

Os procedimentos de amostragem utilizados em unidades de produção de petróleo e gás têm como referência as normas ISO 10715:1997 e API MPMS 14-1:2006. Entre outras recomendações, basicamente, estas normas determinam os recursos necessários, itens críticos de verificação, segurança das pessoas envolvidas nas atividades e etapas de execução da amostragem. Mais especificamente para amostragem de gás em sistemas pressurizados, os procedimentos aplicados na indústria descrevem a coleta de amostra de gás natural de acordo com o método “*Purging- Fill and Empty Method*” (Método da Purga) descrito no item 14.1.12.8 da norma API MPMS 14.1:2006 (*American Petroleum Institute*, 2011). Dentre outras ações necessárias durante a amostragem do gás, os ciclos de purga do sistema de amostragem têm grande relevância para evitar a contaminação da amostra. A Tabela 13 resume as recomendações da norma para o número de repetições desses ciclos.

Tabela 13 – Ciclos necessários para purgar amostras de gás

Pressão no Ponto de Amostragem (kPa)	Número de Ciclos de Purga
110 a 210	13
210 a 420	8
420 a 630	6
630 a 1050	5
1050 a 3520	4
maior que 3520	3

O elevado número de purgas utilizados em sistemas de baixa pressão (13), em relação às outras faixas de pressão da Tabela 13, indica a preocupação com a contaminação no sistema de amostragem nestas condições de operação. A utilização de cilindros a vácuo e de bombas de sucção pode amenizar as dificuldades da amostragem em sistemas de baixa pressão, porém a utilização destes inviabilizam os procedimentos de purga. Segundo relatos de equipes de operação das unidades de produção de petróleo e gás, a utilização destes artificios técnicos não garante que a amostra não será contaminada. No ANEXO 1 é apresentado um resumo do procedimento de execução da amostragem manual de gás em uma instalação de produção de petróleo e gás. A utilização de sistemas automáticos de amostragem também pode ser aplicada, e esta técnica apresenta bons resultados, reduzindo os índices de contaminação das amostras. Loureiro (2013) apresentou uma avaliação que relativiza o volume medido ao tipo de

regime de operação do sistema de tocha. Na Tabela 14, estes dados foram sintetizados e pode-se concluir que aproximadamente 65% do volume medido em sistemas de *flare* ocorre em situações de instabilidade de processo ou emergência.

Tabela 14 – Categorização de Eventos Típicos de Tocha

	Velocidade (m/s)	Vazão Volumétrica ( $10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ )	Tempo (%)	Estimativa do volume anual (%)
Operação Normal	0-5	0-108	96,2%	35,4%
Instabilidade do processo	5-50	108-1080	3,50%	<b>43,3%</b>
Emergência	50+	1080+	0,30%	<b>21,3%</b>

Fonte: Adaptado de Loureiro (2013).

A informação apresentada na Tabela 14 é relevante para a avaliação da representatividade das amostras retiradas de sistemas de tocha. Pode-se observar que, devido ao tempo de operação em regime normal (96,2%), a amostragem do gás invariavelmente ocorre durante o regime de operação normal. Essa afirmação implica em considerar que 65% do volume de gás medido em sistemas de tocha são corrigidos a uma amostra coletada em situação operacional diferente do escoamento de gás em condições de emergência e instabilidade do processo. Este fato pode ser associado à baixa representatividade das amostras de gás coletadas em sistemas de tocha. O percentual de amostras de gás invalidadas por contaminação, apresentado na Tabela 12, corrobora ainda mais a constatação da baixa representatividade das amostras de gás coletadas em sistema de medição de *flare*.

Demonstrando preocupação com dados oriundos dos processos de amostragem e análise química dos fluidos medidos, a ANP, por força de sua Resolução 52, aprovou em 26/12/2013 o “*regulamento técnico de implementação de resultados de análises físico-químicas para as medições subsequentes de petróleo e gás natural*” (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013). Este documento é um complemento do RTM 2013, definido para entrar em vigor 90 dias após a sua publicação. Entre outras considerações, este documento destaca a possibilidade de se utilizarem amostras de outros pontos de medição com composição de gás similar. A título de contextualização, transcreve-se, na íntegra, o texto do regulamento que viabiliza a recomendação proposta neste trabalho:

4.1.3. *Em pontos de medição fiscal ou de apropriação de gás natural que não sejam utilizados frequentemente ou que exista impossibilidade técnica de amostragem, **poderá ser realizada a implementação do resultado de análises de amostras de outros pontos de medição em que a composição de gás natural seja similar, desde que previamente autorizada pela ANP.***

4.1.3.1. *A operadora deve enviar para a ANP a solicitação de implementação de resultados das análises de amostras de outros pontos de medição contendo no mínimo:*

a) *justificativa para a solicitação, demonstrando a baixa frequência de utilização do ponto de medição, ou a **evidenciação da impossibilidade técnica de retirada de amostra do fluido no ponto de medição em questão;***

b) *estudo demonstrando a similaridade entre os resultados das análises das amostras do fluido do ponto de medição que se pretende utilizar e do que se pretende substituir; ou estudo demonstrando a **baixa influência dos resultados da análise sobre a medição dos volumes produzidos;***

c) *indicação do período proposto para a utilização do ponto de medição alternativo.*

## 5

### **Avaliação da influência da composição do gás natural na medição de vazão**

Este capítulo avalia a influência da composição do gás natural na medição em *flare* pela comparação dos cálculos do fator de compressibilidade baseado nas características de escoamento de gás em *flare* vis-à-vis requisitos metrológicos aplicáveis. A simulação realizada por meio do software Excel fez uso dos dados operacionais apresentados no capítulo 4 e manteve conformidade às normas referenciadas no capítulo 3. Para desenvolvimento da avaliação proposta neste capítulo, apresenta-se inicialmente a relação do fator de compressibilidade com a medição de gás por ultrassom. Na sequência, apresenta-se o tratamento estatístico da série histórica do fator de compressibilidade do gás na unidade de produção de petróleo e gás FPSO “A”, obtida por meio de análises cromatográficas do gás produzido nesta unidade de produção. O capítulo avalia, também, o erro na medição de vazão pelo desconhecimento da real composição do gás. Por fim é realizada uma estimativa da incerteza associada à medição de vazão de gás por ultrassom.

#### **5.1.**

##### **O fator de compressibilidade na medição de gás por ultrassom**

O RTM (2013) define que as “*indicações volumétricas de petróleo e gás devem ser referidas às condições padrão de medição*”. Além da correção da vazão para as condições padrão de medição, faz-se necessário, também, conhecer as propriedades dos fluidos para realizar as correções cabíveis na medição. No capítulo 2 foram apresentados conceitos fundamentais, características e propriedades do gás natural. Massa específica, poder calorífico, viscosidade e massa molar são propriedades sempre destacadas quando a medição de vazão de gases é estudada. Porém, quando se discute a medição de vazão de gás por ultrassom, as equações 6, 8 e 9, apresentadas no capítulo 3, mostram que o fator

de compressibilidade é a única propriedade do gás que influencia diretamente a medição de vazão volumétrica de gás pela técnica de ultrassom.

O Quadro 8 apresenta as equações e os fatores de influência na medição de vazão de gás, levando em consideração suas propriedades químicas. Destaca-se na terceira linha do Quadro 8 que somente a equação 9 possui variáveis relacionada as propriedades químicas do gás.

Quadro 8 – Influência das propriedades do gás na medição de vazão

Grandeza	Equação	Propriedade química do gás
Velocidade de escoamento	$v_m = \frac{L}{2\cos(\varphi)} \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (6)$	Nenhuma
Vazão nas condições de escoamento	$Q = \frac{L}{2\cos(\varphi)} \cdot \lambda \cdot A \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (8)$	Nenhuma
Vazão nas condições padrão de medição	$Q_b = Q \cdot \left( \frac{P_f}{P_b} \cdot \frac{T_b}{T_f} \cdot \frac{Z_b}{Z_f} \right) \quad (9)$	$Z_b$ e $Z_f$

O fator de compressibilidade ( $Z$ ) do gás é definido pela razão entre o volume de uma massa de gás arbitraria (mantida a uma pressão e temperatura especificada) e o volume da mesma massa de gás nas mesmas condições, tal qual calculado pela lei dos gases (ISO 12213-1:2006). Para utilização na equação 9, este fator deve ser obtido tanto nas condições padrão de medição ( $Z_b$ ) quanto na condição operacional de escoamento ( $Z_f$ ). Esta equação é utilizada para corrigir a vazão para as condições padrão de medição. O cálculo do fator de compressibilidade do gás é realizado a partir do conhecimento da sua composição química, fazendo uso de equações especificadas na norma AGA 8:2003 ou ISO 12213:2006 (*International Standard Organization*, 2006). Em medições realizadas por medidores do tipo deprimogêneos, como é o caso da placa de orifício, adicionalmente ao coeficiente de descarga e fator de compressibilidade, o método requer o conhecimento da massa específica, fator de influência na qualidade de medição.

## 5.2. Análise estatística do fator de compressibilidade

Dada a obrigatoriedade (requisito legal definido no RTM 2013) da coleta de amostras para análise das propriedades do gás para correção das medições, mensalmente as equipes de operação realizam procedimentos para obtenção de amostras. A execução do procedimento de amostragem de gás é a primeira etapa do processo para obtenção da composição do gás e determinação de suas propriedades. Na segunda etapa deste processo, a análise cromatográfica é realizada, assim permitindo conhecer a composição química do gás e calcular o seu fator de compressibilidade. Para avaliar a influência da composição do gás na medição de vazão por ultrassom, foi analisado o fator de compressibilidade do gás amostrado nas estações de medição do sistema de tocha do FPSO “A”, no período 2012-2013. Os fatores de compressibilidade nas condições de escoamento foram gerados tendo como referência as condições apresentadas na Tabela 15. Esta tabela apresenta as medidas de posição central geradas na avaliação estatística apresentada na Tabela 11.

Tabela 15 – Condição de escoamento de gás em *flare*

Condição	Pressão estática absoluta (kPa)	Temperatura (°C)
1	102,0	38
2	105,0	28
Padrão	101,3	20

A título de exemplo, a Tabela 16 apresenta os fatores de compressibilidade gerados para as amostras coletadas no ponto de medição HP *Flare*. Os fatores de compressibilidade para as amostras de gás foram obtidos com auxílio do software Excel e da equação proposta na norma AGA 8:2003<sup>18</sup>. Os pontos de medição onde foram coletadas estas amostras são: HP *Flare*, LP *Flare* e Gás combustível. As tabelas geradas a partir da análise do fator de compressibilidade dos pontos LP *Flare* e Gás combustível são apresentadas no ANEXO 2. A amostra analisada, para cada ponto de medição, continha 18 dados obtidos em relatórios de composição de gás.

<sup>18</sup> A equação proposta pela norma AGA8:2003 para o cálculo das propriedades físico químicas do gás é função da composição, pressão estática e temperatura do gás. Devido à complexidade da equação proposta, a norma detalha em anexos uma programação computacional para realização do cálculo das propriedades do gás.

Tabela 16 – Fator de compressibilidade HP *Flare*

	$Z_b$	$Z_{f1}$	$Z_{f2}$	$Z_b/Z_{f1}$	$Z_b/Z_{f2}$
jan/12	0,9974	0,9979	0,9976	0,9995	0,9999
fev/12	0,9980	0,9984	0,9981	0,9996	0,9999
mar/12	0,9972	0,9977	0,9974	0,9995	0,9998
abr/12	0,9975	0,9980	0,9977	0,9995	0,9999
mai/12	0,9984	0,9987	0,9985	0,9997	0,9999
jun/12	0,9980	0,9984	0,9981	0,9996	0,9999
jul/12	0,9968	0,9973	0,9969	0,9994	0,9998
ago/12	0,9878	0,9898	0,9884	0,9979	0,9994
set/12	0,9982	0,9985	0,9983	0,9996	0,9999
out/12	0,9970	0,9975	0,9971	0,9995	0,9998
nov/12	0,9972	0,9977	0,9973	0,9995	0,9998
dez/12	0,9951	0,9959	0,9953	0,9992	0,9998
abr/13	0,9976	0,9980	0,9977	0,9996	0,9999
jul/13	0,9989	0,9992	0,9990	0,9997	0,9999
ago/13	0,9962	0,9968	0,9964	0,9993	0,9998
set/13	0,9978	0,9982	0,9979	0,9996	0,9999
out/13	0,9995	0,9996	0,9995	0,9998	0,9999
nov/13	0,9988	0,9990	0,9989	0,9997	0,9999

Os fatores de compressibilidade  $Z_{f1}$  e  $Z_{f2}$  e  $Z_b$  constantes desta tabela foram calculados para as condições 1, 2 e padrão de medição (Tabela 19), respectivamente.

Nas duas últimas colunas (em destaque) nessa tabela são apresentadas as relações  $Z_b/Z_{f1}$  e  $Z_b/Z_{f2}$  conforme utilizado na equação 9 apresentada no quadro 4. Observa-se na Tabela 16 que não existem dados para os meses janeiro, fevereiro, março, maio e junho de 2013 já que nesses meses não foi possível coletar amostras no ponto HP *Flare*. Segundo relatos das equipes de operação, devido à pressão subatmosférica existente no duto, o cilindro utilizado na amostragem não foi preenchido pelo gás do sistema de *flare*. Aproximadamente 90% dos dados associados aos demais meses apresentados nesta tabela foram gerados a partir de amostras contaminadas com oxigênio (conforme Tabela 12 do capítulo 4). Na Tabela 17 são apresentados dados estatísticos das relações  $Z_b/Z_{f1}$  e  $Z_b/Z_{f2}$  gerados nas análises do fator de compressibilidade. As estatísticas geradas para as séries incluem os valores centrais, variabilidade e coeficiente de variação (CV) e o teste da normalidade KS. Da análise estatística observa-se que todas as séries  $Z_b/Z_{f1}$  e  $Z_b/Z_{f2}$ , quando submetidas ao teste KS, exibem um comportamento que não obedecem a uma distribuição normal. Sendo assim, utilizou-se a mediana e o desvio padrão da mediana para representar as séries.

Tabela 17 – Estatísticas das séries Z<sub>b</sub>/Z<sub>f1</sub> e Z<sub>b</sub>/Z<sub>f2</sub>

Série	Valor central	Variabilidade	CV
LP Flare <sub>1</sub>	0,9995	0,0060	0,6%
LP Flare <sub>2</sub>	0,9998	0,0051	0,5%
HP Flare <sub>1</sub>	0,9995	0,0065	0,6%
HP Flare <sub>2</sub>	0,9999	0,0048	0,5%
Gás Combustível <sub>1</sub>	0,9995	0,0061	0,6%
Gás Combustível <sub>2</sub>	0,9998	0,0032	0,3%
Nitrogênio <sub>1</sub>	0,9996	0,0000	0,0%
Nitrogênio <sub>2</sub>	0,9999	0,0000	0,0%

Nas duas últimas linhas destacadas na Tabela 17 foi gerada a relação entre fatores de compressibilidade para um hipotético escoamento de gás nitrogênio, nas condições 1 e 2, conforme Tabela 15. Nesse cálculo, a composição do nitrogênio puro (100%) nas condições de escoamento convencionadas 1 e 2 também foi calculada pelas equações propostas na norma AGA 8:2003. As estatísticas da relação  $Z_b/Z_f$  para gás combustível e nitrogênio demonstram que, para qualquer composição de gás, essa relação é sempre um valor muito próximo ao valor unitário, ou seja, quase irrelevante na operação matemática da multiplicação.

### 5.3.

#### Erro introduzido pelo desconhecimento da real composição do gás

A partir dos dados do tratamento estatístico da Tabela 17, pode-se quantificar a influência da composição química do gás na medição de vazão de gás de tocha por ultrassom. Discute-se, a seguir, a avaliação do erro na medição de vazão de gás em tocha por ultrassom, causado pelo desconhecimento da real composição do gás. O erro máximo associado à medição de vazão do gás em sistemas de tocha devido à composição do gás pode ser calculado pela equação

$$E_{max} = \left\{ 1 - \left( \frac{Z_{Cmin}}{Z_{Cmax}} \right) \right\} \times 100\% \quad (11)$$

Nesta expressão:

- $E_{max}$  = Erro máximo relativo na medição de vazão de gás por ultrassom devido ao desconhecimento da real composição do gás;
- $Z_{Cmin}$  = Valor central mínimo da relação de fatores de compressibilidade;

- $ZC_{max}$  = Valor central máximo da relação de fatores de compressibilidade.

Da Tabela 17 obtém-se

$ZC_{min} = 0,9995$  (LP Flare<sub>1</sub>, HP Flare<sub>1</sub> e Gás Combustível<sub>1</sub>) e

$ZC_{max} = 0,9999$  (LP Flare<sub>2</sub>, Nitrogênio<sub>2</sub>).

Substituindo estes valores na equação 11, obtém-se

$E_{max} = 0,04\%$ .

Portanto, com base nos pontos máximos e mínimos dos valores centrais das séries  $Z_b/Z_f$ , para condição 1 e 2, o erro máximo relativo na medição de vazão de gás em sistemas de tocha por ultrassom devido ao desconhecimento da real composição do gás é 0,04%.

Calculando a relação  $Z_b/Z_f$  em uma 3ª condição, onde os maiores valores de pressão estática e temperatura (240 kPa e 50 °C) das séries (Tabela 11) são adotadas para o cálculo de  $Z_f$ , o  $ZC_{max}$  passa a ser 1,0023. Utilizando esse novo valor de  $ZC_{max}$  no cálculo de  $E_{max}$ , obtém-se o resultado de 0,3%.

O valor  $E_{max} = 0,04\%$  será adotado como referência neste trabalho, visto que os valores centrais de pressão estática e temperaturas obtidas pela observação dos dados operacionais do FPSO “A” representam de forma satisfatória o comportamento das amostras destes dados.

#### **5.4. Expressão da incerteza associada à medição de vazão**

Neste trabalho, o cálculo da incerteza associada à medição de vazão de gás por ultrassom em sistemas de tocha seguiu as orientações do anexo “E” (*Examples of Overall Measurement Uncertainty Calculations - Ultrasonic Meter*) da norma AGA 9:2007.

Uma vez definida a modelagem desta medição (Equação 9), a incerteza padrão<sup>19</sup> da medição da vazão por ultrassom é corrigida para as condições padrão de medição, “ $Q_b$ ”, que pode ser expressa pela seguinte equação, de maneira simplificada, partindo-se da premissa de que as grandezas consideradas não são correlacionadas entre si:

<sup>19</sup> Incerteza padrão: incerteza do resultado de uma medição expressa pelo valor do desvio padrão. Fonte: ISO GUM.

$$u^{*2}(Q_b) = u^{*2}(Q) + u^{*2}(P) + u^{*2}(T) + u^{*2}\left(\frac{Z_b}{Z_f}\right) \quad (12)$$

Nesta equação, os símbolos denotam:

- A notação  $u^*$  significa incerteza relativa (percentual);
- $u^*(Q)$ : incerteza padrão relativa da vazão nas condições de operação;
- $u^*(P)$ : incerteza padrão relativa da pressão estática;
- $u^*(T)$ : incerteza padrão relativa da temperatura;
- $u^*\left(\frac{Z_b}{Z_f}\right)$ : incerteza padrão relativa da relação dos fatores de compressibilidade.

A norma AGA9:2007 orienta, em seu anexo “E”, que os componentes da incerteza associados a  $P_b$  e  $T_b$  podem ser considerados desprezíveis, uma vez que estas são grandezas fixas (constantes) por definição (*American Gas Association*, 2007). Devido a esta afirmação, os componentes da incerteza associados essas grandezas não participam da equação 12.

As incertezas padrão relativas associadas à pressão estática e à temperatura podem ser estimada pelas informações do certificado de calibração do instrumento ou do catálogo do instrumento fornecido pelo fabricante. Tipicamente, essas incertezas padrão relativas provenientes de certificados de calibração são da ordem de 0,05% da pressão estática e 0,2% da temperatura do gás em escoamento.

Para compor a incerteza relativa associada ao fator de compressibilidade faz-se necessário combinar as incertezas relativas que resultam do cálculo ( $Z_{calc}$ ) e da variação da composição do gás ( $Z_{comp}$ ). Propõe-se, assim, que a incerteza combinada padrão relativa, associada ao fator de compressibilidade ( $u^*\left(\frac{Z_b}{Z_f}\right)$ ) seja calculada pela expressão:

$$u^*\left(\frac{Z_b}{Z_f}\right)^2 = u^*Z_{calc}^2 + u^*Z_{comp}^2 \quad (13)$$

A incerteza padrão relativa associada ao cálculo do fator de compressibilidade,  $Z_{calc}$ , é estimada segundo a orientação da norma AGA8:2003, que define a incerteza expandida (Figura 22) em função da pressão e da temperatura do gás nas condições de medição.

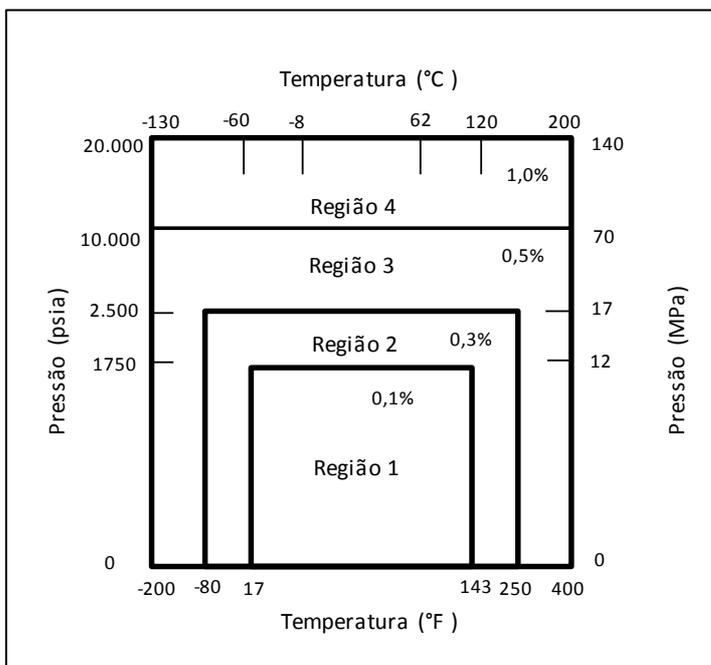


Figura 22 – Incerteza expandida do Z  
 Fonte: Adaptado da AGA 8:2003 (American Gas Association, 2003).

A partir da incerteza expandida obtida na Figura é possível obter a incerteza padrão,  $u^*Z_{calc}$ , devida ao algoritmo de cálculo do fator de compressibilidade:

$$u^*Z_{calc} = \frac{U^*Z_{calc}}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Nessa expressão:

- $U^*Z_{calc}$  é a incerteza expandida do cálculo do fator de compressibilidade apresentado na Figura 22; e
- O fator de abrangência  $\sqrt{3}$  é utilizado assumindo uma distribuição retangular da incerteza expandida apresentada na Figura .

As condições operacionais de pressão e temperatura encontram-se na Região 1 da Figura 22. Assim sendo, a incerteza expandida adotada é 0,1% e a incerteza padrão é calculada pela equação 14, ou seja:

$$u^*Z_{calc} = \frac{0,1\%}{\sqrt{3}} = 0,06\%$$

Para atribuir um valor a  $u^*Z_{comp}$  utilizou-se o maior coeficiente de variação (CV) apresentado na Tabela 17. Portanto:  $u^*Z_{comp} = 0,6\%$ , valor de CV observado para a série HP Flare. Substituindo os valores definidos de  $u^*Z_{calc}$  e  $u^*Z_{comp}$  na equação 13 obtém-se:

$$u^* \left( \frac{Z_b}{Z_e} \right) = \sqrt{(0,06)^2 + (0,60)^2} = 0,6\%$$

Nota-se que a incerteza combinada padrão relativa, associada ao fator de compressibilidade  $u^* \left( \frac{Z_b}{Z_f} \right)$  sofre maior influência de  $u^* Z_{comp}$ , visto que esta fonte de incerteza é dez vezes maior que  $u^* Z_{calc}$ . Por sua vez a variabilidade da composição do gás pode ser explicada pela imprevisibilidade da vazão em sistemas de tocha destacadas no capítulo 4. A Tabela 18 apresenta de forma resumida as incertezas padrão calculadas das fontes listadas para o cálculo da estimativa de incerteza da medição da vazão corrigida do gás “ $Q_b$ ”.

Tabela 18 – Fontes de Incertezas padrão relativas de “ $Q_b$ ”

Fonte de incertezas		Valor	Origem
Descrição	Símbolo		
Incerteza padrão relativa associada à medição da vazão bruta	$u^*(Q)$	1,1 a 2,9%	Catálogo do Fabricante
Incerteza padrão relativa associada à medição da pressão estática	$u^*(P)$	0,05%	Certificado de calibração
Incerteza padrão relativa associada à medição da temperatura	$u^*(T)$	0,2%	Certificado de calibração
Incerteza padrão combinada relativa associada à determinação da relação dos fatores de compressibilidade	$u^* \left( \frac{Z_b}{Z_e} \right)$	0,6%	Norma de referência AGA 8 e variação da composição

A incerteza padrão relativa de medição da vazão bruta,  $u^*(Q)$ , utilizada na Tabela 18, é oriunda de catálogo do fabricante<sup>20</sup>, pois medidores aplicáveis a sistemas de tocha em geral não são calibrados, já que não existem laboratórios disponíveis com capacitação para calibrar toda a faixa de vazão à qual esses instrumentos são submetidos. Considerou-se neste estudo a incerteza expandida relativa,  $U(Q)$ , apresentada nos catálogos dos fabricantes (Tabela 10, capítulo 3). Normalmente, o catálogo do fabricante expressa a incerteza expandida. Sendo conservador, esta incerteza expandida é dividida pela raiz quadrada de 3, supondo distribuição retangular ou uniforme, para encontrar a incerteza padrão.

Substituindo os valores apresentados na Tabela 21 na equação 13 obtém-se:

$$u^*(Q_b)^2 = (2,90\%)^2 + (0,05\%)^2 + (0,20\%)^2 + (0,60\%)^2$$

<sup>20</sup> Faixa de valores obtida do catálogo do instrumento modelo GF 868 do fabricante GE *Parametrics* (Tabela 10, capítulo 3).

$$u^*(Q_b) = \sqrt{8,410\% + 0,002\% + 0,040\% + 0,360\%}$$

$$u^*(Q_b) = \sqrt{8,812\%}$$

$$u^*(Q_b) = 3\%$$

O valor de " $u^*(Q)$ " igual a 3% foi determinado de forma conservadora, neste trabalho, ou seja, o maior valor da faixa de incerteza declarada pelo fabricante (1,1 a 2,9%). Caso o menor valor da faixa (1,1%) fosse utilizado, a incerteza padrão relativa de medição da vazão bruta seria  $u^*(Q_b) = 1,3\%$

A declaração do resultado de uma medição de forma completa, de acordo com o ISO GUM, requer conhecimento da incerteza expandida dessa medição. No caso da avaliação de " $Q_b$ ", tem-se:

$$U^*(Q_b) = k \times u^*(Q_b) \quad (15)$$

O fator de abrangência utilizado neste trabalho é  $k = 2$ , supondo-se uma distribuição normal e, portanto, com nível de confiança de 95,45%. Pelo Teorema do Limite Central, esta aproximação é razoável, uma vez que distribuições retangulares foram combinadas.

Substituindo o valor encontrado para  $u^*(Q_b)$ , e de  $k$  na equação 15, tem-se:

$$U^*(Q_b) = 2 \times 3\% = 6\%$$

Enfim, o resultado da medição de " $Q_b$ " deve ser expresso da seguinte maneira:

$Q_b \pm U^*(Q_b)$ , com 95,45% de confiança, para  $k = 2$ .

Se for considerado  $u^*(Q_b) = 1,3\%$ , tem-se  $U^*(Q_b) = 2 \times 1,3\% = 2,6\%$

No requisito metrológico do cliente (RMC)<sup>21</sup>, a incerteza de medição para sistemas de medição de tocha é definido no item 6.4.7 do RTM 2013. Para estes sistemas de medição, a incerteza máxima admissível é de 5%. Observa-se que a estimativa simplificada da incerteza de medição de gás em sistemas de tocha desenvolvida neste tópico supera o valor limite estipulado (RMC) pelo RTM 2013. Este resultado já era esperado devido ao fato de que as incertezas declaradas

<sup>21</sup> Requisito metrológico do cliente (RMC): Os requisitos metrológicos do cliente são aqueles requisitos de medição especificados pelo cliente, pertinentes aos processos de produção do cliente. Dependem, portanto, das especificações das variáveis a serem medidas. Os RMCs incluem aqueles envolvidos na verificação da conformidade do produto com as especificações do cliente, em adição àqueles oriundos do controle do processo de produção e suas entradas. O cliente da medição fiscal em uma unidade de produção de petróleo e gás é a ANP, que define o RMC através do RTM-2013 (Associação Brasileira De Normas Técnicas, 2004).

(limites superiores das faixas) nos catálogos dos fabricantes serem numericamente iguais ao limite máximo admissível estipulado pelo órgão regulador (ANP).

Na Tabela 19 é possível observar que a incerteza da razão dos fatores de compressibilidade contribui com 4% para o cômputo da incerteza total, enquanto a medição de vazão bruta (dado de saída do medidor) responde por 95,4% da incerteza estimada.

Tabela 19 – Contribuição da incerteza associada à medição de gás

Fonte de incertezas		$u^*$	$u^{*2}$	Contribuição
Descrição	Símbolo			
Medição da vazão bruta	$u^*(Q)$	2,90%	8,41%	95,4%
Medição da pressão estática	$u^*(P)$	0,05%	0,002%	0,1%
Medição da temperatura	$u^*(T)$	0,2%	0,04%	0,5%
Razão dos fatores de compressibilidade	$u^*\left(\frac{Z_b}{Z_f}\right)$	0,6%	0,36%	4,0%

Esta avaliação de incerteza realizada é conservadora por utilizar o limite superior da faixa de incerteza declarada pelo fabricante, bem como por definir uma distribuição retangular para determinação da incerteza padrão utilizada na avaliação. Assim sendo, a estimativa da incerteza global da medição apresentará o maior valor possível, devido à influência da medição da vazão bruta. Utilizando  $u^*(Q) = 1,1\%$  (menor incerteza da vazão bruta), a contribuição de  $u^*\left(\frac{Z_b}{Z_f}\right)$  será de 22% e de  $u^*(Q)$ , 75%. O fator de compressibilidade terá maior influência na composição da incerteza combinada da vazão, caso seja utilizado o valor da menor faixa de incerteza informado no catálogo do fabricante. Nesta situação a estimativa de incerteza combinada final será a menor possível (2,6%).

Apesar de a estimativa de incerteza associada à medição de gás poder ser superior ao especificado no RMC, seus efeitos em sistemas de tocha são pequenos quando comparáveis ao volume total de gás produzido em uma instalação de produção de petróleo e gás.

Tendo em vista que as análises de incertezas dos sistemas de medição de gás de tocha não levam em conta os efeitos de instalação, o que na prática corresponde a incertezas maiores que as reportadas, mesmo que estas atinjam valores da ordem de 20%, por exemplo, a incerteza da produção mensal de gás em um sistema definitivo com aproveitamento de gás natural, em operação normal, não será crítica (Loureiro, 2013).

Sendo assim, mesmo que haja um componente adicional da incerteza associada aos efeitos da instalação, pode-se afirmar que, em condições normais de operação, os volumes queimados e a produção total de gás natural asseguram uma “certa qualidade” na medição de gás de tocha. Esta afirmação pode ser comprovada analisando a relação entre o volume de produção de gás do FPSO “A” e os volumes de gás queimado.

A Tabela 20 elucida este aspecto mostrando que, em 2013, o gás de queima correspondeu a 3% do volume produzido. Os efeitos de instalação podem ser entendidas como perturbações no perfil de velocidade do escoamento do fluido medido, causado por uma arquitetura de dutos diferente da recomendação da AGA 9:2007 e do catálogo dos fabricantes dos medidores. Como exemplo pode-se citar trechos retos de medição com comprimento inferior ao recomendado nas normas e catálogos de fabricantes, válvulas e curvas entre outros acidentes de linha existentes que possam perturbar o escoamento do fluido.

Tabela 20 – Relação gás queimado *versus* produzido em 2013

<b>Mês</b>	<b>Queimado (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Produzido Total (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Razão</b>
1	429195	23634274	1,8%
2	374864	20906563	1,8%
3	1045729	20285781	5,2%
4	909110	19318369	4,7%
5	576759	23139966	2,5%
6	415022	22565283	1,8%
7	461858	22377697	2,1%
8	419689	21965619	1,9%
9	521012	20660370	2,5%
10	817437	21025937	3,9%
11	1313617	20234047	6,5%
12	463143	20839623	2,2%
<b>Soma</b>	<b>7747435</b>	<b>256953529</b>	<b>3,0%</b>

Adotando-se o valor de 6% para a incerteza estimada da medição de queima nos dados da Tabela 24, estima-se a incerteza associada ao volume de gás queimado em 2013; ou seja:  $7747435 \text{ m}^3 \pm 464846 \text{ m}^3$ , para um intervalo de confiança 95,45%, com  $k = 2$ . A incerteza expandida associada ao volume produzido ( $464846 \text{ m}^3$ ) de gás representa 0,18% do volume total produzido ( $256953529 \text{ m}^3$ ) em 2013.

O erro máximo possível na medição de gás por ultrassom em sistemas de tocha, devido ao desconhecimento da real composição do gás, pode ser calculado pela expressão a seguir, que leva em consideração o volume total de gás queimado:

$$E_m = \frac{E_{max}}{100\%} \times Q_b \quad (16)$$

Substituindo  $E_{max} = 0,04\%$  e  $Q_b = 7747435 \text{ m}^3$  na equação 16 obtém-se:

$$E_m = \frac{0,04\%}{100\%} \times 7747435 \text{ m}^3 = 3099 \text{ m}^3.$$

O erro máximo possível ( $E_m$ ) na medição de vazão de gás no sistema de tocha da FPSO “A” em 2013 (devido ao desconhecimento da real composição do gás) foi estimado em  $3099 \text{ m}^3$ . Este erro corresponde a aproximadamente 1% da incerteza expandida calculada para o volume queimado em 2013. Em relação ao volume total produzido em 2013, o erro máximo possível ( $E_m$ ), corresponderia a 0,001%. Respectivamente, nas Figura 23, Figura 24 e Figura 25, pode-se observar a diferença das ordens de grandeza das medidas de volume de gás produzido, volume de gás queimado, incerteza da medição de gás queimado e erro máximo possível devido ao desconhecimento da real composição do gás.

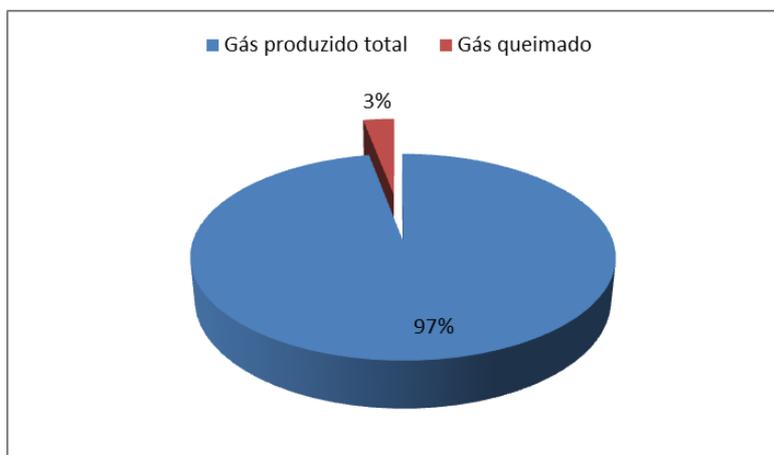


Figura 23 – Total de gás produzido vs. gás queimado

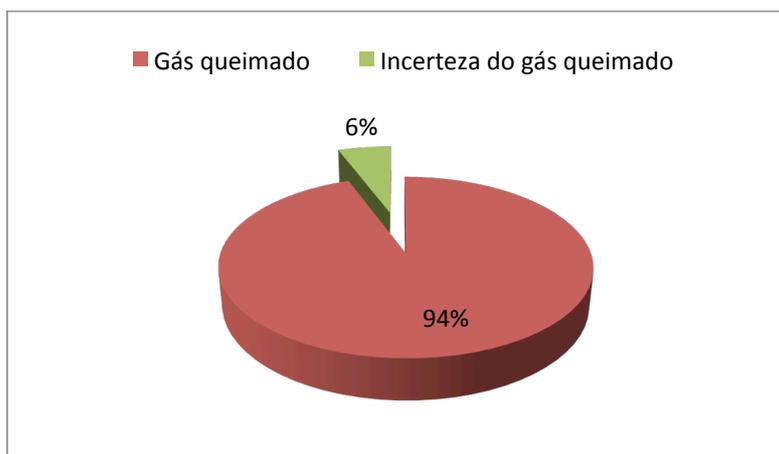


Figura 24 – Total de gás queimado vs. incerteza associada



Figura 25 – Incerteza do gás queimado vs. erro máximo possível

Enfim, é possível concluir que o erro máximo possível proveniente do desconhecimento da real composição do gás pode ser considerado desprezível em relação ao volume total de gás produzido no período de um ano. Face à ordem de grandeza das diferenças destas medidas não foi possível representá-las em gráfico em uma mesma figura. Conclui-se desta análise que este erro é 100 vezes menor do que a incerteza associada à medição do gás queimado em 2013.

## 6 Conclusões e recomendações

As conclusões do trabalho, apresentadas em consonância aos objetivos originalmente formulados, confirmam que as questões levantadas no capítulo introdutório foram satisfatoriamente respondidas. Ou seja, **qual é o impacto da atualização da composição do gás natural na totalização dos volumes medidos em sistemas de tocha?** O desenvolvimento do trabalho mostrou que os objetivos da pesquisa foram alcançados provendo um conjunto de recomendações às empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural no adequado desempenho de suas funções metrológicas<sup>22</sup> e, especificamente, no atendimento aos requisitos obrigatórios aplicáveis à amostragem de gás em sistemas de medição de gás de tocha.

### 6.1. Conclusões

Ao perseguir os objetivos específicos que ajudaram a responder ao objetivo central, o trabalho discutiu e avaliou a influência da composição do gás natural na totalização de volumes medidos por meio de medidores ultrassônicos em sistemas de alívio de pressão tipo tocha.

No que concerne o **primeiro objetivo** específico, a análise das medições realizadas na unidade de produção de petróleo e gás FPSO “A” permitiu determinar as características do escoamento de gás natural para sistemas de tocha. Com base nos dados relativos ao tempo de escoamento em regimes de operação normal, situação de emergência e instabilidade de processo (documentados no capítulo 4) foi possível mostrar que o regime de vazão de gás varia de forma

---

<sup>22</sup> Função metrológica: Função com responsabilidade técnica e administrativa para definir e implementar o sistema de gestão da medição. A função metrológica deve ser definida pela organização (Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004).

considerável ao longo de um dia de monitoramento da vazão. Esses dados (Tabela 14) confirmam que o tempo de escoamento de gás em sistemas de tocha em regime de emergência e instabilidade de processo é pequeno (~4% do tempo total) em relação ao tempo de operação registrado em regime normal. Porém, o volume medido nesta situação é maior (~65% do volume total) que aquele medido em situação normal de operação. Devido a recomendações de segurança, não é possível amostrar o gás em situações emergenciais, o que leva à conclusão de que a amostragem de gás em sistemas de tocha é realizada em condições normais de operação. A amostra de gás coletada em condições normais não representa de forma adequada o volume de gás medido em situações de emergência. Conclui-se, assim, que cerca de 65% do volume de gás medido em sistemas de tocha é corrigido para uma dada composição química, obtida de uma amostra de gás que pode não ser representativa.

Observou-se, ainda, que a pressão estática do gás nos pontos de medição atinge, comumente, um valor muito próximo ao da pressão atmosférica local. Em vários instantes da pesquisa, observou-se que neste sistema de medição o gás escoava em pressões subatmosféricas (Tabela 11 e Figura 18 e Figura 19). A análise do comportamento histórico do resultado da medição de pressão estática do gás em sistemas de tocha ajuda a explicar a elevada (em torno de 90%) taxa de amostras contaminadas por oxigênio (Tabela 12). Esta elevada taxa de amostras contaminadas corrobora ainda mais a conclusão de que as amostras de gás coletadas em sistemas de tocha, para correção dos volumes medidos, não são estatisticamente representativas do gás objeto da análise. Conclui-se, assim, que a aplicação de procedimentos de amostragem de gás durante eventos anormais e de emergência, com pressão estática acima da atmosférica, constitui estratégia adequada para se obter amostras mais representativas dos volumes medidos.

Sendo assim, para melhorar a qualidade da medição, seria necessário aplicar o procedimento de amostragem de gás a cada alteração no regime de escoamento no sistema de tocha. Com essa amostra, a composição do gás seria determinada e imediatamente o sistema computacional que corrige e totaliza o volume de gás medido seria atualizado. Porém, por questões de segurança, a aplicação deste procedimento não é recomendável.

Em relação ao **segundo objetivo** da dissertação, a pesquisa demonstrou que a pressão estática medida no sistema de tocha da unidade produção FPSO “A”

pode ser considerada estatisticamente igual à pressão da condição padrão de medição. Os dados históricos da pressão estática nos pontos de medição de gás do sistema de tocha comprovam essa afirmação (Tabela 11 e Tabela 18 e Figura 19).

Quanto ao **terceiro objetivo**, pôde-se verificar que, devido o fato de a pressão estática do gás escoando em sistemas de tocha manter-se próxima da pressão de referência, a relação  $Z_b/Z_f$  é aproximadamente igual a 1, portanto não impactando no cálculo da vazão nas condições de base (Equação 9). A análise do modelo matemático (Equação 9) para medição de gás por ultrassom revela a baixa dependência da relação  $Z_b/Z_f$ , quando esta se aproxima do valor unitário. Conforme documentado na Tabela 10, a norma API 14.10:2007 indica que a variação da composição do gás não acarreta diferenças na medição volumétrica (efeito tendendo a nulidade). A norma em questão afirma que, para sistemas de medição em tocha por ultrassom, o conhecimento da composição do gás pode ser negligenciado e, por essa razão, recomenda-se uso de uma configuração fixa da composição do gás, afirmando que esse procedimento não gera efeitos (erros) significativos na medição.

Essas considerações partem da premissa de que a pressão estática do fluido é próxima à pressão de referência. O fato de a medição de gás por ultrassom não depender diretamente da massa específica do gás (evidências no Quadro 8) e da constatação de a pressão estática do gás estar sempre próxima à pressão de referência justificam essas considerações. Apesar de esta norma não ser citada como referência no RTM 2013, nenhum outro documento normativo aplicável à medição de gás em sistemas de tocha foi encontrado na pesquisa bibliográfica. A norma de referência para medição de vazão de gás por ultrassom (AGA9:2007), citada no RTM 2013, também não faz menção à composição do gás como fator de influência neste tipo de medição. O conhecimento da composição do gás medido por ultrassom é discutido nesta norma quando nas funções de diagnóstico dos medidores de vazão utilizados. Conhecer a massa específica do gás é um dos fatores de influência para execução do procedimento *teste de zero*, que avalia a capacidade do medidor estimar a velocidade do som no meio.

Alcançados os três primeiros objetivos da pesquisa (relacionados à representatividade das amostras e à relevância da atualização destas para correção das medições), conclui-se que:

- As amostras de gás coletadas em sistemas de tocha não representam bem o gás escoado nestes sistemas durante o período de medição; e
- A atualização da composição de gás para correção das medições nesses sistemas possui baixa relevância, constatação balizada pela análise das normas aplicáveis e pelo acompanhamento histórico das medições de gás por ultrassom em sistemas de tocha.

Já no que concerne **ao quarto objetivo** da dissertação, utilizando o histórico diário de medições de pressão estática, temperatura e vazão, do sistema de medição de gás em sistema de tocha do FPSO “A”, foi possível verificar que o erro de medição associado ao uso de diferentes composições de gás é da ordem de 0,04%. Quando se associa este erro na medição de gás em sistemas de tocha à incerteza expandida, este cômputo geral ainda se encontra muito aquém do limite máximo aceitável da incerteza de medição, cujo patamar é 5%, segundo o RTM 2013. Na análise simplificada da incerteza de medição de gás em sistemas de tocha (Capítulo 5), observou-se que o componente mais impactante da incerteza combinada associada a essa medição resulta do próprio medidor de vazão, conforme documentado na Tabela 19. Avaliando o erro máximo de 0,04% (calculado no capítulo 5) em relação à incerteza absoluta proveniente do medidor (5%), verifica-se que este também pode ser considerado desprezível. O erro máximo é 100 vezes menor do que a incerteza da medição de vazão bruta. As incertezas associadas à medição de vazão bruta podem exceder o patamar de 5% definido no RTM 2013, dadas as características das instalações. A avaliação do impacto da composição do gás medido por ultrassom em sistemas de tocha corrobora as considerações da norma API 14.10:2007, que trata da irrelevância dos erros de medição devido ao desconhecimento da real composição do gás.

Ao trabalhar o **quinto objetivo** específico, concluiu-se que o atendimento à rotina legal de amostragem de gás não impacta de forma expressiva a qualidade do resultado da medição de gás por ultrassom em sistemas de tocha. Além de não garantir qualidade à medição, a manutenção da rotina de amostragem de gás agrega custo e risco desnecessários na operação de unidades de produção de petróleo e gás. Em relação ao custo operacional, anualmente mais de 1500 amostragens e análises de gás, em sistemas de *flare*, são realizadas para atender aos requisitos legais definidos no RTM nas atividades de produção de petróleo e

gás da Petrobras. A um custo unitário (por ensaio<sup>23</sup>) em torno de R\$ 2.000,00, estima-se que mais de R\$ 3.000.000,00 são gastos por ano para manter essa rotina. Advertências, multas (da ordem de R\$ 5.000.000,00), e até mesmo rescisão do contrato de concessão são algumas das sanções que podem ser aplicadas pelo órgão regulador caso a rotina legal de análise de gás em pontos de medição fiscal não sejam cumpridas. Descontinuar essas (desnecessárias) rotinas significa reduzir custos e a exposição de trabalhadores aos riscos naturais inerentes a essa atividade, dentre os quais se inclui a preocupante exposição a gases tóxicos.

As respostas às questões específicas formuladas permitem responder à questão central, já que apresentam evidências e fatos para concluir que o impacto da atualização da composição do gás natural na totalização dos volumes medidos em sistemas de tocha é baixo. O erro máximo estimado nesta dissertação mostrou-se desprezível quando relacionado ao histórico do volume total de gás em sistemas de tocha produzido na instalação objeto desse estudo em 2013 (Figura 23, Figura 24 e Figura 25). O erro máximo possível em relação ao volume total produzido em 2013 no FPSO “A” foi estimado em apenas 0,001%, o que corresponde a 1% da incerteza associada à medição do gás queimado neste mesmo ano.

## **6.2. Recomendações aos gestores de sistemas de tocha**

As conclusões desta pesquisa, que confirmam uma baixa influência da real composição do gás na medição de vazão por ultrassom em sistema de tocha, fundamentam o encaminhamento das seguintes recomendações aos gestores de sistemas de tocha:

- Solicitar ao órgão regulador (ANP) que a rotina de coleta de amostras mensais, estipulada no RTM, seja descontinuada; e
- Propor o uso de uma composição de gás fixa baseada nas características do gás produzido nos poços interligados à instalação de produção; ou
- Utilizar a composição do gás obtida em amostra do ponto de medição de maior vazão da unidade de produção, atualizando o sistema computacional de totalização mensalmente conforme exigência legal.

---

<sup>23</sup> O custo por ensaio apresentado neste trabalho está associado a todo o processo da análise de fluidos, que compreende as etapas de disponibilização dos recursos materiais (cilindros e ferramentas, entre outros), humanos (técnicos para realização do procedimento de coleta de amostras e do ensaio) e logísticos (acondicionamento e transporte das amostras).

### 6.3.

#### Recomendações para desdobramentos futuros do trabalho

No que concerne a possíveis desdobramentos desta pesquisa de mestrado, propõe-se:

- Aprofundar a discussão dos requisitos metrológicos estabelecidos pela ANP para sistemas de medição em tocha, tendo como base as tecnologias disponíveis para esta medição e a regulamentação em outros países;
- Realizar estudos sobre a incerteza de medição de gás em sistemas de tocha considerando aspectos relativos à instalação do medidor por ultrassom;
- Realizar experimentos com calibração de medidores de vazão por ultrassom para sistemas de tocha, com a finalidade de verificar erro e incertezas de medição e propor método de verificação desta medição em linha; e
- Discutir novas tecnologias de medição de vazão de gás para aplicação em sistemas de tocha como, por exemplo, medidores óticos.

## 7

### Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da produção de petróleo e gás (BPPG)**. Rio de Janeiro, fev. 2014.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 01/02/SCG**: a queima do gás no Brasil. Rio de Janeiro, 2002.

\_\_\_\_\_. **Portaria nº 234, de 12 de agosto de 2003**. Brasília, DF, 2003.

\_\_\_\_\_. **Portaria nº 249, novembro de 2000**. Brasília, DF, 2000.

\_\_\_\_\_. **Resolução ANP nº 52 de 26 de dezembro de 2013**. Regulamento Técnico de Implementação de Resultados de Análises Físico-Químicas para as Medições Subsequentes de Petróleo e Gás Natural. Brasília, DF, 2013.

\_\_\_\_\_. **RTM**. Regulamento técnico de medição de Petróleo e Gás, aprovado pela portaria conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 19 de junho de 2000. [S.I.], 2000.

\_\_\_\_\_. **RTM**. Regulamento técnico de medição de Petróleo e Gás, aprovado pela resolução conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013. [S.I.], 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15855**: medição de gás por medidores do tipo ultrassônicos multitrajetórias. Rio de Janeiro, 2011.

\_\_\_\_\_. **NBR ISO 5167-2**: Medição de vazão de fluidos por dispositivos de pressão diferencial inseridos em condutos forçados de seção transversal circular Parte 2. Rio de Janeiro, 2011.

\_\_\_\_\_. **NBR ISO 10012**: Sistema de gestão de medição - Requisitos para processos de medição e equipamentos de medição. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. INMETRO. **Guia para expressão da incerteza de medição (ISO GUM)**. 3. ed. Rio de Janeiro, 2003.

ALBERTAZZI A. et al. **Fundamentos de metrologia científica e industrial**. Barueri, SP: Manole, 2008.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No 10**: Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Washington, DC, 2003.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No 3**: Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids - Concentric, Square-edged Orifice Meters Part1: General Equation and Uncertainty Guidelines. 4th. Edition. Washington, DC, 2012.

\_\_\_\_\_. **AGA Report No 8**: Compressibility factors of natural gas and related hydrocarbon gases. Washington, DC, 2003.

\_\_\_\_\_. **AGA Report No 9**: Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Washington, DC, 2007.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API 14.10**: Manual of Petroleum. Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement. Section 10 - Measurement of Flow to Flares. Washington, DC, 2012.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API MPMS 14-1: 2006**: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement - section 1 - Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer. Washington, DC, 2011.

\_\_\_\_\_. **ANSI/API 521**: pressure-relieving and depressuring systems. Washington, DC, 2008.

ARGENTON, A. **Curso de cromatografia a gás**. São Paulo: Conselho Regional de Química 4, 2010.

BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML, ISO GUM, **Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement**. Published Jointly by // Guia. - Geneva : BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML, 1995.

BRASIL. Decreto de lei nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétrica, e dá outras providências. **Diário oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 fev. 2000.

BRASIL. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Matriz energética nacional 2030**. Brasília, DF, 2007.

CARVALHO, L. S. **Gestão da função metrológica em uma unidade de exploração e produção de óleo e gás natural: desafios e oportunidades**. 2011. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Metrologia, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2011.

CARVALHO, R. B. **Análise de metodologia de controle de hidratos em águas profundas**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

DELMÉE, G. J. **Manual de medição de vazão**. [S.l.: s.n.], 2003.  
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA BRASIL. Ministério de minas e energia. **Balanco energético nacional 2013: ano base 2012: relatório síntese**: Rio de Janeiro. Brasília, DF, 2013.

FLUENTA. **Catálogo do medidor FGM 160**. [S.l.], [2013?]. Disponível em: <[http://www.fluenta.com/bilder/filer/fluenta\\_fgm160](http://www.fluenta.com/bilder/filer/fluenta_fgm160)>. Acesso em: 16 fev. 2014.

FONSECA, J. S. **Curso de estatística**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

GE MEASUREMENT & CONTROL. **Catálogo do medidor GF 868**. Disponível em: <<http://www.ge-mcs.com>>. Acesso em: 7 jan. 2014.

GIBSON, J. **TUV NEL Report 2013/286: summary report a review of flare and vent gas emissions monitoring and reporting methods: an overview of methods used by industry**. Glasgow, UK, 2013.

INMETRO. **Vocabulário internacional de metrologia: conceitos fundamentais e gerais e termos associados**. Duque de Caxias, RJ, 2012.

\_\_\_\_\_. Portaria nº 114 de 16 de outubro de 1997. Aprova o regulamento técnico metrológico, anexo à presente portaria, estabelecendo as condições a que devem satisfazer os medidores tipo rotativo e tipo turbina, utilizados nas medições de gases. **Diário oficial [da] Republica Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 22 out. 1997. Seção 1, p. 23839-23842.

\_\_\_\_\_. Portaria n.º 585, de 1 de novembro de 2012. Cientificar que somente serão passíveis de controle legal os instrumentos de medição que forem objeto de regulamentação técnica metrológica expedida pelo Inmetro. **Diário oficial [da] Republica Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 6 nov. 2012. Seção 1, p. 72.

\_\_\_\_\_. **Sistema internacional de unidades: SI**. Duque de Caxias, RJ, 2012.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION. **ISO 6974/1/2/3: Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography**. [S.l.], 2000.

\_\_\_\_\_. **ISO 10715:1997**: Natural gas Sampling guidelines. London, 2001.

\_\_\_\_\_. **ISO 12213-1/2/3**: Natural gas – Calculation of compression factor. London, 2006.

\_\_\_\_\_. **ISO 12765**. Measurement of fluid in closed conduits: methods using transit time ultrasonic flowmeters. [S.I.], 1998.

\_\_\_\_\_. **ISO 17089-1**: Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonicmeters. London, 2011.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION. **ISO 23251**: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Pressure-relieving and depressuring. Switzerland, 2008.

LIPTÁK, B. **Instrument engineers' handbook**. 4th. ed. [S.I.]: Process Measurement and Analysis, 2003.

LIRA, F. A. **Metrologia na indústria**. São Paulo: [s.n.], 2001.

LOUREIRO, T. Y. C. **Medição de gás de tocha**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Mecânica, PUC, Rio de Janeiro, 2013.

LUCIANO R. G.; AGNES, P. S. **Estudo de adsorção para purificação e separação de misturas na indústria petrolífera**. Curitiba: [s.n.], fev. 2007.

MAINIER F. B.; VIOLA E. D. M. O sulfeto de hidrogênio e o meio ambiente. In: SIMPÓSIO DE EXCELÊNCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA, 2005., [S.I.]. **Anais...** [S.I.: s.n.], 2005.

MARCHETI JR., C. **Utilização de medidores ultrassônicos para medição fiscal de vazão de gás natural**. 2009. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Metrologia, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2009.

MARINHO, C. A. et al. Inspeção de flares em operação com veículos aéreos não tripulados. In: PAN AMERICAN CONFERENCE FOR NDT, 5th., 2011, Cancun, Mexico. **Proceedings...** Cancun, México: [s.n.], 2011.

MARTINS, L. A. **Medição de vazão de gás natural por placa de orifício: avaliação metrológica e impactos econômicos**. 2005. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Metrologia, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2005.

MATHIAS M. C. P. P. **A Formação da indústria global de gás natural: definição, condicionantes e desafios**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2008.

MENDES A. **Metrologia & incerteza de medição**. São Paulo: Editora EPSE, 2005.

NEL. **Report 286**: a review of flare and vent gas emissions monitoring and reporting methods: a comparison of methods and approaches used by industry worldwide. East Kilbride, Glasgow, UK: NEL: UBSite, June 2013.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. [S.l.], [2014?]. Disponível em: <<http://www.oecd.org/>>. Acesso em: 13 fev. 2014.

PEREIRA P. M.; ARAUJO, S. F. H. D. Análise da possível incidência de ICMS na queima de gás natural. **Direito e Energia**, [S.l.], ano 2, v. 1, 2010.

PETROBRAS. **Unidade de Operação de Exploração e Produção da Petrobras no Espírito Santo**. Figura disponível na intranet da empresa. Petrobras 2013.

PORTAL ACTION. São Carlos, SP, c2011. Disponível em: <<http://www.portalaction.com.br/>>. Acesso em: 4 fev. 2014.

RAMOS, R. **Desenvolvimento de medidor de vazão ultrassônico**: modelagem, protótipo e testes. Dissertação (Mestrado) – Departamento Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2006.

RAMOS, R.; COELHO, M. **Desenvolvimento de procedimentos para calibração de medidores de vazão de gás por ultrassom modelo FGM 130**: fundamentos da medição de vazão de gás por ultrassom. Vitória: Petrobras UO-ES, 2004.

RIBEIRO, M. A. **Medição de petróleo e gás natural**. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2003.

SALGADO, A. L.; RAMOS, R. Validação do modelo de gás perfeito para avaliação das propriedades termo físicas do gás de flare utilizando dados operacionais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D DE PETRÓLEO E GÁS, 5., 2009, Fortaleza, CE. **Anais...** Fortaleza, CE [s.n.], 2009.

SIMÃO, E. **Análise experimental da sensibilidade da tecnologia ultrassônica para medição de gás de queima sob o efeito de curva**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Departamento Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2013.

SIQUEIRA, C.; CARVALHO, L. S. **Medidores de gás natural empregados em atividades de exploração e produção de petróleo**. Vitória: Petrobras UO-ES, 2005. Apostila.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2004.

VAZ, C. E. M. **Tecnologia da indústria do gás natural**. São Paulo: [s.n.], 2008.

WORLD BANK. **Global gas flaring reduction partnership**. [S.l.], 2014. Disponível em: <[www.worldbank.org/ggfr](http://www.worldbank.org/ggfr)>. Acesso em: 14 fev. 2014.

## Apêndice A – Amostragem de gás natural em gasodutos

### 1. Descrição da atividade

Na amostragem, o objetivo é transferir para dentro de um recipiente adequado (e.g.: cilindro metálico) uma amostra de gás natural cuja composição seja representativa do gasoduto de onde a amostra foi extraída. Algumas amostras problemáticas são aquelas de correntes de gás cujas condições de pressão e temperatura estão próximas do ponto de orvalho dos hidrocarbonetos, ou seja, na iminência de haver condensação. Essa condição pode acontecer em saídas de vasos separadores, onde o gás é separado do petróleo. Nesses casos, uma pequena variação de pressão e de temperatura da amostra durante a sua coleta pode provocar a condensação de parte do gás, alterando a sua composição e prejudicando a representatividade da amostra coletada.

Em certas situações, a corrente de gás pode estar carregando gotículas de líquido condensado ou mesmo apresentar um fluxo multifásico de líquido e gás se movendo em fases separadas dentro do duto pelo fundo ou pelas paredes do duto, o que também é muito problemático para a coleta de amostras representativas do gás natural. Por isso, os pontos de amostragem devem ser montados de preferência verticalmente no topo de uma seção reta de uma tubulação horizontal com um sensor (*probe*) (tubo oco) que entra até a altura do 1/3 central do gasoduto, o que é obrigatório nos casos em que a corrente de gás natural flui próxima da sua condição de saturação com líquido (próxima das condições de ponto de orvalho de hidrocarbonetos). O ponto de amostragem horizontal para gás natural próximo à condição de saturação deve estar localizado a pelo menos 5 diâmetros a jusante (à frente) de algum elemento (placas de orifício, cotovelos, conexões do tipo T, válvulas redutoras, condicionadores de vazão, filtros, etc.) que cause turbulência na corrente de gás. Acima do *probe* deve estar instalada a válvula principal do ponto de amostragem. A válvula do ponto de amostragem pode promover redução de pressão para que os cilindros sejam coletados a uma

pressão mais baixa e mais segura para o transporte e a manipulação, desde que ela tenha aquecimento, para evitar que se crie o efeito Joule-Thomson e o gás sofra resfriamento e condensação. Outra alternativa seria utilizar um tipo de sensor *probe* que seja capaz de promover a filtração e a redução de pressão dentro do próprio gasoduto. Deve-se consultar o item 8.4 da norma API MPMS 14-1 para instruções adicionais sobre esses dispositivos. O efeito Joule-Thomson é um fenômeno termodinâmico que ocorre quando o gás natural é descomprimido bruscamente sem o fornecimento de calor externo. Ele pode causar o resfriamento violento da amostra de gás natural. Em algumas unidades operacionais esse efeito é sentido em gasodutos após uma válvula de redução de pressão. O resfriamento sofrido pelo gás é tão forte que as tubulações ficam geladas. Quando o gás for coletado em um ponto onde a pressão e temperatura estão distantes da condição de saturação com líquido, por exemplo nos casos de gás tratado para remover os componentes pesados, o ponto de amostragem pode estar localizado em qualquer local da tubulação, desde que não interfira com os medidores de vazão. Os pontos de amostragem descritos acima devem ser adequados aos requisitos listados na norma de referência API MPMS 14-1. Dos métodos de amostragem descritos na norma de referência API MPMS 14-1, este procedimento é baseado no método da purga (*Purging: Fill and Empty Method*) descrito no item 12.8 da norma. Ele consiste em encher e esvaziar o cilindro com a amostra de gás um determinado número de vezes para garantir que todos contaminantes sejam removidos e a carga final seja de fato uma amostra representativa do gás natural presente no sistema. A consideração chave para o uso da linha de saída do cilindro de amostragem (“*Pigtail*”) é que o resfriamento produzido pelo efeito Joule-Thomson passe a ocorrer na extremidade do “*Pigtail*”. Isto evita a perda de representatividade da amostra dentro do cilindro de amostragem. Se ele não for utilizado, o resfriamento acontecerá na válvula de saída do cilindro, onde pode acontecer condensação e perda de representatividade da amostra coletada.

## 2. Riscos associados

A execução do procedimento de amostragem de gás possui riscos de segurança associados dentre os quais pode-se destacar:

- Queda de pessoas de altura;

- Queda de cilindros de altura;
- Rompimento das partes do sistema de amostragem;
- Rompimento do cilindro; e
- Vazamento de gás natural coletado.

Ferimentos por impacto, queimaduras e intoxicações são algumas das consequências associadas aos riscos listados acima. Inspeções preliminares dos cilindros e de todo o sistema de amostragem devem ser realizadas antes do início das tarefas. Cilindros, mangotes, válvulas ou qualquer outro equipamento utilizado nos sistema de amostragem de gás devem ser substituídos caso apresentem problemas.

## Apêndice B – Tabelas

Tabela 21 – Fator de compressibilidade LP *Flare*

$Z_b$	$Z_{f1}$	$Z_{f2}$	$Z_b/Z_{f1}$	$Z_b/Z_{f2}$
0,9967	0,9973	0,9968	0,9994	0,9998
0,9980	0,9984	0,9981	0,9996	0,9999
0,9972	0,9977	0,9973	0,9995	0,9998
0,9980	0,9984	0,9981	0,9996	0,9999
0,9941	0,9949	0,9943	0,9991	0,9998
0,9980	0,9984	0,9982	0,9996	0,9999
0,9963	0,9969	0,9965	0,9994	0,9998
0,9966	0,9972	0,9968	0,9994	0,9998
0,9975	0,9980	0,9977	0,9995	0,9999
0,9973	0,9978	0,9975	0,9995	0,9998
0,9977	0,9982	0,9979	0,9996	0,9999
0,9965	0,9970	0,9966	0,9995	0,9999
0,9968	0,9974	0,9970	0,9994	0,9998
0,9963	0,9969	0,9965	0,9994	0,9998
0,9987	0,9990	0,9988	0,9997	0,9999
0,9987	0,9990	0,9988	0,9997	0,9999
0,9970	0,9975	0,9972	0,9995	0,9998

Tabela 22 – Fator de compressibilidade gás combustível

$Z_b$	$Z_{f1}$	$Z_{f2}$	$Z_b/Z_{f1}$	$Z_b/Z_{f2}$
0,9973	0,9978	0,9975	0,9995	0,9998
0,9962	0,9969	0,9964	0,9993	0,9998
0,9975	0,9979	0,9976	0,9995	0,9999
0,9975	0,9980	0,9977	0,9995	0,9999
0,9968	0,9974	0,9970	0,9994	0,9998
0,9974	0,9979	0,9976	0,9995	0,9999
0,9958	0,9965	0,9960	0,9993	0,9998
0,9973	0,9978	0,9975	0,9995	0,9999
0,9970	0,9976	0,9972	0,9995	0,9998
0,9976	0,9980	0,9977	0,9995	0,9999
0,9975	0,9980	0,9977	0,9995	0,9999
0,9970	0,9975	0,9971	0,9995	0,9998
0,9971	0,9976	0,9972	0,9995	0,9998
0,9972	0,9977	0,9974	0,9995	0,9998
0,9962	0,9968	0,9964	0,9993	0,9998
0,9974	0,9979	0,9976	0,9995	0,9999
0,9969	0,9975	0,9971	0,9994	0,9998
0,9973	0,9978	0,9974	0,9995	0,9998