

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

SILVANA NUNES BARCELLOS

**INFLUÊNCIA DA COMPOSIÇÃO DO GÁS NA MEDIÇÃO DE VAZÃO DE TOCHA  
POR TECNOLOGIA ULTRASSÔNICA**

VITÓRIA

2017

Silvana Nunes Barcellos

**INFLUÊNCIA DA COMPOSIÇÃO DO GÁS NA MEDIÇÃO DE VAZÃO DE TOCHA  
POR TECNOLOGIA ULTRASSÔNICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica, na área de concentração Dinâmica dos Fluidos.

Orientador: Prof.<sup>o</sup> Dr. Rogério Ramos

VITÓRIA

2017

**Silvana Nunes Barcellos**

**INFLUÊNCIA DA COMPOSIÇÃO DO GÁS NA MEDIÇÃO DE VAZÃO DE TOCHA  
POR TECNOLOGIA ULTRASSÔNICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica, na área de concentração Dinâmica dos Fluidos.

**COMISSÃO EXAMINADORA**

---

**Prof.º Dr. Rogério Ramos**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**  
**Orientador**

---

**Prof. Dr. Eustáquio Vinícius Ribeiro de Castro**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**

---

**Prof.º Dr. Wellington Betencurte da Silva**  
**Universidade Federal do Espírito Santo**

## **Agradecimentos**

A Deus, agradeço por me guiar nos caminhos da vida. Sem Ele, nunca conseguiria forças para finalizar este Mestrado.

Agradeço à minha família que sempre me apoia e incentiva. Aos meus pais e minhas irmãs que estão ao meu lado em todos os momentos e sempre acreditam que sou capaz.

Ao meu namorado, Graciliano, pelo amor e companheirismo. Por me encorajar e por encontrar as palavras que eu preciso ouvir para seguir em frente e superar os desafios.

Ao meu orientador, Rogério Ramos, por todo o conhecimento compartilhado e por acreditar na minha capacidade de desenvolver esse estudo, apesar de todos os desafios ao longo do processo.

Aos professores do PPGEM, por compartilharem conhecimentos valiosos para minha formação acadêmica e por desempenharem um papel tão importante na sociedade.

Aos meus amigos e colegas de mestrado, pelo apoio e pelas dificuldades compartilhadas.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela bolsa de estudos, e à secretária do PPGEM, Andréia Guzi Eyng, por estar sempre disposta a ajudar os alunos.

## RESUMO

Dentre diversos processos que compõem a produção de petróleo e gás natural será avaliada a medição de vazão de gás de tocha, realizada através da tecnologia ultrassônica por tempo de trânsito. A relevância da análise reside na importância ambiental inerente à medição de gás de tocha, associada ao fato de que, nesse escoamento, o fluido não é processado de forma a ser condicionado para alguma especificação definida. Especificamente, será avaliado o efeito da variação da composição química do gás natural em linhas de tocha (gás de tocha) no, assim chamado, fator de perfil, oriundo da medição de vazão por tecnologia ultrassônica. Por outro lado, o cálculo do fator de perfil depende do número de Reynolds e, via de regra, a composição química e respectivas propriedades de transporte para estimativa do número de Reynolds são configuradas no medidor apenas por ocasião do processo de fabricação. Assim, se em um determinado ativo produtor ocorrer variação da composição química devido a passagem do tempo ou a novos poços de hidrocarbonetos entrando em operação, a nova composição química do gás não será re-configurada no medidor e o número de Reynolds não será alterado para novas propriedades, caracterizando um erro de medição. O objetivo principal deste trabalho, então, é avaliar os limites admissíveis de variação das propriedades termo-físicas para que a medição de vazão seja processada de forma regulamentar, bem como analisar o efeito dessa variação ao longo do tempo. Também é feita uma análise sobre a estimativa das propriedades termo-físicas através de correlações. Dentre os casos estudados verificou-se que a variação da composição química do gás natural provoca uma variação máxima da vazão de, até 15% da incerteza máxima admissível, considerando que a legislação admite incerteza de 5% para o processo de queima de gás (*flare*).

Palavras-chave: Medição de vazão, Medição Ultrassônica, Gás de Tocha, Cromatografia, Fator de perfil

## ABSTRACT

Among the many processes that compose the oil and natural gas production, the flare gas flow measurement using ultrasonic transit-time flow meter is going to be evaluated. The relevance of this analysis is the environmental issue intrinsic at flare gas flow measurement, associated with the fact that, in this flow, the fluid is not processed in a way to be conditioned for a defined specification. Specially, the effects caused by the variation in chemical composition of the natural gas at the flow profile correction factor, from the flow measurement by ultrasonic technology, are going to be evaluated. On the other hand, the flow profile correction factor calculation depends on the Reynolds number and, in general, the chemical composition and respective transport properties for Reynolds number estimation are set up at the flow meter only due to the manufacturing process. So, if in a certain production asset there is variation in the chemical composition of the over time or if new hydrocarbon wells starts to operate, the new chemical composition of the gas will not be reset at the flow meter and the Reynolds number will not be changed by the new properties, which characterizes a measurement error. The main goal of this study, therefore, is to evaluate the acceptable limits of variation of the thermo-physical properties to process the flow measurement in a regulated way, and to analyze the effect of this variation over time. In addition, an analysis about the estimation of the thermo-physical properties is made. Considering that the legislation admits an uncertainty of 5% in the flaring process, among the studied cases, it was verified that the variation of the chemical composition of the natural gas causes a maximum flow variation of up to 15% of this maximum permissible uncertainty.

Keywords: Flow measurement, Ultrasonic flow measurement, Flare gas, Chromatography, Profile correction factor

## Lista de Figuras

Figura 1 - Estimativa global de emissão de Gases de Efeito Estufa pela ação do homem. Fonte: International Energy Agency (2016) .....	15
Figura 2 - Queima de gás em uma plataforma. Fonte: Sá (2013).....	17
Figura 3 - Sistema de queima de gás. Fonte: Icaterm (2017).....	19
Figura 4 - Representação esquemática da medição de vazão por ultrassônica. Fonte: Ramos (2006). .....	28
Figura 5 - Gráfico da relação entre o fator $k$ e o número de Reynolds .....	31
Figura 6 - Esquema de sinais e cálculos da unidade eletrônica do medidor ultrassônico.....	32
Figura 7 - Instalação Física do medidor e do computador de vazão.....	33
Figura 8 - Diagrama de Instrumentação. ....	33
Figura 9 - Gráfico da viscosidade com temperatura e pressão para comparação Viscosidade Experimental e Calculada Correlação Lee, Gonzales e Eakin. Fonte : Lee, Gonzales e Eakin (1966). .....	41
Figura 10 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 1. ....	42
Figura 11 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 2. ....	43
Figura 12 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 3. ....	44
Figura 13 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 4. ....	45
Figura 14 - Gráfico fator de perfil $k$ versus $Re$ .....	48
Figura 15 - Fator $k$ para Reynolds entre 1 e $1,28 \times 10^5$ . .....	48
Figura 16 - Variação percentual de $k$ .....	49
Figura 17 - Variação da vazão com a composição. ....	51

Figura 18 - Gráfico de composição ao longo do tempo, sistema de alta pressão. ....	53
Figura 19 - Gráfico Massa específica x Tempo tocha de alta .....	55
Figura 20 - Gráfico Viscosidade x Tempo tocha de alta .....	55
Figura 21 - Gráfico de composição ao longo do tempo, sistema de baixa pressão. .	56
Figura 22 - Gráfico Massa específica x Tempo tocha de baixa .....	57
Figura 23 - Gráfico Viscosidade x Tempo tocha de baixa .....	58
Figura 24 - Variação da Viscosidade tocha de alta pressão utilizando a Correlação Lee Gonzales Eakin .....	59
Figura 25 - Variação da Vazão da tocha de alta pressão devido à variação da composição.....	60
Figura 26 - Variação da Viscosidade tocha de baixa pressão utilizando a Correlação Lee Gonzales Eakin. ....	60
Figura 27 - Variação da Vazão da tocha de baixa pressão devido à variação da composição.....	61



## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Periodicidade de análise de gás natural. Fonte adaptada: ANP (2013) ..	24
Tabela 2 - Símbolos e Identificações do diagrama de instrumentação. ....	34
Tabela 3 - Composição diferentes amostras de gas. Fonte: Adaptado de Lee, Gonzales e Eakin (1966).....	40
Tabela 4 - Erro médio das diferentes amostras. ....	46
Tabela 5 - Variação de propriedades e da vazão com a composição.....	50
Tabela 6 - Variação de propriedades e da vazão com a composição para líquidos.	51
Tabela 7 - Variações máxima, mínima e média dos principais componentes do sistema de alta pressão. ....	54
Tabela 8 - Variações máxima, mínima e média dos principais componentes do sistema de baixa pressão.....	57

## Lista de Símbolos

$c$	Velocidade do som no meio
$v$	Velocidade média do pulso ultrassônico no caminho acústico
$\phi$	Ângulo entre o caminho acústico e o escoamento
$L$	Distância entre os transdutores ultrassônicos
$t_{AB}$	Tempo de trânsito do pulso emitido pelo transdutor A até chegar ao transdutor B
$t_{BA}$	Tempo de trânsito do pulso emitido pelo transdutor B até chegar ao transdutor A
$v$	Velocidade média do pulso ultrassônico no caminho acústico
$\bar{v}_A$	Velocidade média do escoamento
$k$	Fator de correção
$Q$	Vazão volumétrica
$A$	Área
$Re$	Número de Reynolds
$D$	Diâmetro
$\rho$	Massa específica
$\mu$	Viscosidade
$x$	Fração molar
$M$	Massa molar
$T$	Temperatura
$V$	Volume molar

## Sumário

1. Introdução .....	13
1.1. Objetivo .....	13
1.2. Motivação .....	14
2. Revisão Bibliográfica .....	15
2.1. O processo de queima de gás ( <i>flare</i> ).....	15
2.2. Regulamentação aplicável à medição do gás natural .....	22
3. Fundamentação Teórica.....	27
3.1. Princípio de funcionamento do medidor de vazão ultrassônico por tempo de trânsito .....	27
4. Metodologia.....	35
4.1. Comparação entre diferentes métodos de cálculo de viscosidade.....	35
4.2. Influência do número de Reynolds na medição de vazão .....	37
4.3. Influência da composição do gás natural no cálculo da vazão .....	38
4.4. Estudo de caso do comportamento das propriedades de gás natural .....	39
4.5. Estudo de caso da variação da vazão causada pela variação da composição ..	39

5. Resultados e Discussões .....	40
5.1. Comparação entre diferentes métodos de cálculo de viscosidade.....	40
5.2. Influência do número de Reynolds na medição de vazão .....	47
5.3. Influência da composição do gás natural no cálculo da vazão.....	50
5.4. Estudo de caso do comportamento das propriedades de gás natural.....	53
5.5. Estudo de caso da variação da vazão causada pela variação da composição ..	59
6. Considerações Finais .....	62
7. Referências Bibliográficas .....	64

## 1. Introdução

### 1.1. Objetivo

A presente dissertação discorre sobre o efeito da variação de composição química do gás na medição ultrassônica de gás de tocha (*flare*) por tecnologia ultrassônica por tempo de trânsito, considerando a regulamentação específica.

Será avaliado o efeito da variação da composição química do gás natural em linhas de tocha (gás de tocha) no fator de perfil, oriundo da medição de vazão por tecnologia ultrassônica.

Por outro lado, o cálculo do fator de perfil depende do número de Reynolds e, via de regra, a composição química e respectivas propriedades de transporte para estimativa do número de Reynolds são configuradas no medidor apenas por ocasião do processo de fabricação do aparelho.

Assim, se em um determinado ativo produtor ocorrer variação da composição química devido a passagem do tempo ou a entrada em operação, de novos poços de hidrocarbonetos a nova composição química do gás não será re-configurada no medidor e o número de Reynolds não será alterado para novas propriedades, caracterizando um erro de medição.

O objetivo principal deste trabalho, então, é avaliar os limites admissíveis de variação das propriedades de transporte para que a medição de vazão seja processada de forma regulamentar, bem como analisar um estudo de caso do efeito dessa variação ao longo do tempo.

Também é feita uma análise sobre a estimativa das propriedades termo-físicas através de correlações.

Em termos específicos, a dissertação busca:

- Caracterizar as condições do escoamento e medição da vazão de gás em sistemas de queima;
- Discorrer sobre o erro de amostragem da análise cromatográfica;

- Investigar o impacto da viscosidade do gás no cálculo da vazão por tecnologia ultrassônica;
- Avaliar o erro percentual causado pela variação da composição do gás, que não é atualizada, na medição de vazão por ultrassom;
- Avaliar a necessidade de atualização periódica da composição do gás no medidor de vazão.

## **1.2. Motivação**

Em meio a tantas discussões a cerca da produção de petróleo e gás natural, não se pode evitar os aspectos econômicos e ambientais envolvidos. Por isso a regulamentação exige controle sobre a medição de vazão do gás natural queimado em sistemas de alívio e segurança, assim como determina uma incerteza máxima para a medição de vazão desse sistema. Porém, considerando o processo de fabricação e fornecimento de medidores ultrassônicos, deve-se avaliar o efeito sobre a medição de vazão, devido a variação da composição química, e que independe da incerteza do equipamento. Assim sendo, este trabalho tem como motivação definir a influência da variação de fatores relevantes na composição química relacionados à medição de vazão de gás de queima por tecnologia ultrassônica.

## 2. Revisão Bibliográfica

### 2.1. O processo de queima de gás (*flare*)

Diante da grande influência do desenvolvimento acelerado da sociedade no meio ambiente, a produção de energia através de combustível fóssil, que é uma das causas das mudanças climáticas, se torna um grande desafio nos dias atuais.

A produção de energia é grande responsável pela emissão de poluentes gasosos, não somente causadoras de problemas ambientais, mas também causadora de problemas de saúde. A energia está em todas as atividades do cotidiano das pessoas, e não está restrita à energia elétrica, mas está também, por exemplo, no gás de cozinha e no combustível dos carros.

Na Fig. 1 é possível perceber que a principal responsável pela emissão de gases de efeito estufa no mundo é a produção de energia.

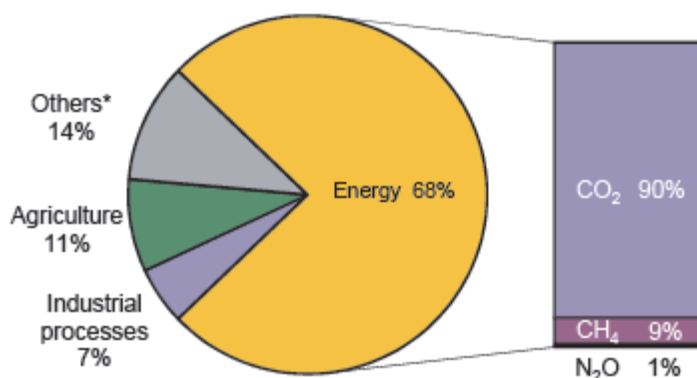


Figura 1 - Estimativa global de emissão de Gases de Efeito Estufa pela ação do homem. Fonte: International Energy Agency (2016)

De acordo com a International Energy Agency (2016), ou Agência Internacional de Energia, da parcela de gases emitidos pela produção energética, 82% é gerado pela utilização de combustíveis fósseis. A queima do gás natural, é responsável por 19% de todo CO<sub>2</sub> emitido no setor energético.

No processo de Exploração e Produção de petróleo de gás natural, o gás de queima, que é constantemente queimado em plataformas ou refinarias por questões

de segurança, é uma grande fonte de emissão de gases de efeito estufa. A queima do gás natural é preferível à sua ventilação uma vez que esse gás contém teores elevados de metano, que contribui para o efeito estufa cerca de 21 vezes mais que os subprodutos da combustão, CO e CO<sub>2</sub> (COSTA, 2011). Dessa forma, somente em alguns casos, como quando o teor de hidrocarbonetos do gás não é suficientemente elevado para acontecer a queima, a ventilação é preferível. Entretanto, a queima de gás, que não tem como finalidade a produção de energia, atualmente é considerada como desperdício de um recurso energético não renovável, gerando prejuízos econômicos e ambientais. (MARSHALL, 2012)

Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP, (2016), em 2015, o Brasil produziu 35,1 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, dos quais 4% da produção foi queimada ou perdida. Dessa maneira, o gás queimado totalizou um volume de 1,4 bilhões de m<sup>3</sup> e, como consequência, liberou CO<sub>2</sub> na atmosfera, agravando o efeito estufa. Contudo, considerando a aplicação das legislações pertinentes e o aumento do controle, esse volume caiu 13,7% em relação a 2014, o que é um ponto positivo.

A preocupação com o desperdício de gás não se iniciou concomitante com a produção de petróleo e gás natural. No princípio da exploração, só era estimulada a produção do petróleo, pelo fato do gás natural não ser aproveitado como uma fonte de energia rentável. Dessa forma, toda a produção de gás era sem nenhum critério ou controle, e não haviam mecanismos rentáveis para aproveitá-lo. Somente em duas décadas, aproximadamente, iniciaram-se as preocupações sobre a queima do gás natural. (LOUREIRO, 2013).

Além disso, o gás natural tornou-se um combustível lucrativo, aumentando a participação na matriz energética de diversos países. Dessa forma, juntamente com a preocupação mundial com o aquecimento global, novas tecnologias para aproveitamento do gás natural contribuíram para a diminuição progressiva da queima na tocha (*flare*). (LOUREIRO, 2013).

Entretanto, por uma questão de segurança nas plataformas produtoras de petróleo e refinarias, não é possível eliminar completamente o processo de queima.

A Fig. 2 mostra um exemplo de tocha (*flare*) de uma plataforma de petróleo.





Figura 2 - Queima de gás em uma plataforma. Fonte: Sá (2013)

O funcionamento do sistema de *flare* ou tocha está devidamente documentado pelas normas ANSI/API 521:2007 e API Standard 537, como um sistema de alívio de pressão e depressurização para plantas industriais.

A ANSI/API 521:2007 é aplicável aos sistemas de alívio de pressão e depressurização destinado, principalmente, às refinarias de petróleo, mas também é aplicável a instalações petroquímicas, usinas de gás, instalações de gás natural liquefeito (GNL) e instalações de produção de petróleo e gás. Seu objetivo é auxiliar na seleção do sistema mais adequado aos riscos e circunstâncias envolvidos nessas instalações.

Essa norma determina os requisitos e fornece diretrizes para:

- examinar as principais causas de sobrepressão;
- determinação das taxas individuais de alívio;
- seleção e concepção de sistemas

Os padrões definidos por essa norma, complementam a API Standard 537, que aborda a concepção mecânica, operação e manutenção de sistemas de *flare*. É importante para todas as partes envolvidas na concepção e utilização de um sistema de *flare* ter um meio eficaz de preservação de informações de design sobre o

sistema. Para isso, a API desenvolveu um conjunto de folhas de dados para o processo de *flare*, que podem ser encontradas na API 537 e são um meio conciso e uniforme de registrar e comunicar informações de design (INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION, 2006).

O objetivo desses sistemas é, como comentado, um sistema de segurança importante para as plantas industriais, pois, evita que os valores permitidos de pressão sejam ultrapassados devido às anomalias operacionais no interior das linhas e equipamentos.

Por outro lado, a medição de vazão desses sistemas de queima de gás natural é uma prática que requer muitos cuidados operacionais e as técnicas utilizadas devem ser consolidadas para assegurar a legitimidade dessa medição que é regulada por legislação específica, a portaria ANP/INMETRO no. 01/2013 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013). Erros de medição podem gerar impactos econômicos, perda de controle da planta, além de afetar os controles regulatórios da medição. Por isso, é necessário conhecer e controlar o processo de medição e atender aos requisitos legais de contrato e dos clientes.

No Brasil, a Portaria conjunta nº1 ANP/Inmetro de 19 de junho de 2000 aprovou o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural que estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados acurados e completos (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2000). Esse Regulamento foi atualizado por meio da Resolução Conjunta nº1 ANP/Inmetro, de 10 de junho de 2013 (ANP, 2013).

A norma ISO 23251:2006 classifica o duto de escoamento de gás de queima como um sistema de segurança que permite a liberação de pressão através gases de alívio de forma segura. Essa norma especifica requisitos e orienta sobre o projeto e dimensionamento do sistema de escoamento de gás para o sistema de queima (INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION, 2006). Sendo assim, a necessidade desse sistema é para evitar qualquer tipo de acidentes devido às anomalias no interior das linhas e equipamentos que podem causar o aumento de pressão acima dos valores seguros.

Um sistema completo de *flare* ou tocha consiste na chaminé, no queimador, no selo e nas tubulações que recolhem os gases a serem queimados. A extremidade do sistema é projetada para ajudar o arrasto do ar e assim melhorar a eficiência de queima. Ainda, existem vedações que impedem o retorno da chama e um recipiente na base remove e armazena quaisquer líquidos provenientes do fluxo de gás. Dependendo do projeto, um ou mais sistemas podem ser necessárias no local de produção. (OGP, 2000).

Na extremidade da instalação de *flare* existem maçaricos, que são mantidos ininterruptamente acesos no interior da chaminé (chama piloto), dando origem a uma chama alimentada pelo gás natural, conforme Fig. 3. A chama piloto é mantida constantemente acesa para possibilitar a queima imediata dos gases residuais, que não serão utilizados para a produção ou para que ocorra o alívio de pressão assim que necessário.

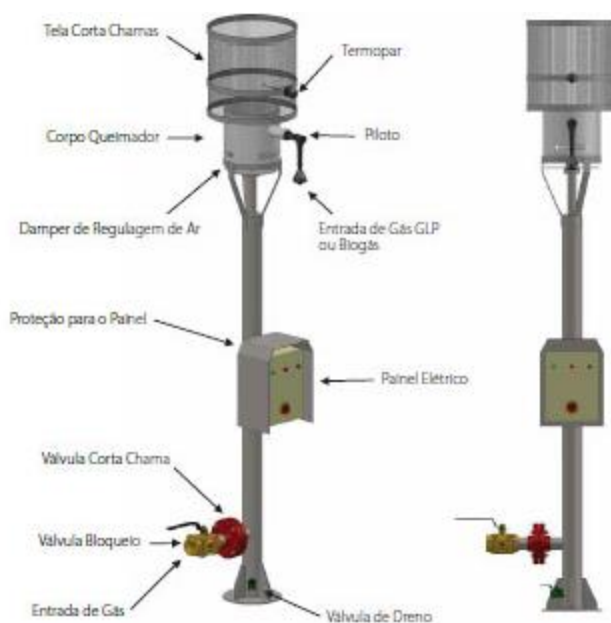


Figura 3 - Sistema de queima de gás. Fonte: Icaterm (2017)

Para projetar o sistema de tocha é necessário levar em consideração vários fatores como a localização da planta industrial e do sistema na planta, a posição e a área disponível para sua instalação, a velocidade do vento, o nível de ruído, a radiação

térmica, entre outros. O vento, por exemplo, é um elemento importante a ser analisado pois, a orientação da chama deve coincidir com a direção predominante dos ventos, de forma que as chamas sejam afastadas da plataforma e não prejudiquem a atmosfera do ambiente industrial. (LOUREIRO, 2013).

Os sistemas de *Flare* ou Tocha são divididos em Sistemas de Alta e Baixa pressão. Muitas instalações possuem esses dois tipos de sistemas para conseguir lidar com uma grande faixa de vazão e em diferentes condições de operação dos sistemas.

De acordo com Loureiro (2013), o sistema de tocha de baixa pressão, ou *low pressure* (LP) em inglês, opera em torno da pressão atmosférica e tem vazão baixa. É utilizado, geralmente, para liberar os gases de baixa pressão como os gases liberados em vazamentos de válvulas, separadores de último estágio, tanques de armazenamento, hidrocarbonetos líquidos que evaporam parcialmente dos controles de nível de tanques e vasos. Já o sistema de alta pressão, ou *high pressure* (HP) em inglês, opera entre a pressão atmosférica e 10 bar aproximadamente, de acordo com as características dos eventos que resultem na queima. Ele é geralmente utilizado para despressurizar tubulações de transporte de gás pressurizado na planta industrial, em caso de emergência.

No sistema de gás de *flare* acontece grande variação de vazão e de composição do gás, pois, esses fatores dependem diretamente das características do poço e das condições de operação da planta industrial. Esse sistema é visível, gera ruído e calor devido à queima, além do processo de combustão gerar água e dióxido de carbono.

De acordo com Sá (2013), é necessário evitar o acúmulo de gás produzido no ambiente entorno de processamento do petróleo e gás em instalações de produção. Assim, todo o gás que não é utilizado na plataforma de petróleo ou refinaria para produzir energia, nem transportado para outras regiões, deve ser queimado e posteriormente liberado na atmosfera. Isso acontece utilizando um sistema de tocha, ou seja, um duto dimensionado para ter baixa perda de carga, no qual deve ser mantida sempre uma chama piloto acesa por questões de segurança.

Em casos de problemas no processo de produção das plataformas, o sistema do gás de queima pode ser utilizado para despressurização total da planta de produção,

funcionando como uma válvula de segurança para alívio em momentos de instabilidade. Isto posto, obstáculos devem ser evitados para não obstruir esse sistema quando está funcionando como mecanismo de segurança. (LOUREIRO, 2013).

Sendo assim, o sistema de medição de vazão por tecnologia ultrassônica se torna uma opção viável e muito utilizada, por não ser intrusivo ao duto de escoamento.

## 2.2. Regulamentação aplicável à medição do gás natural

O Decreto-Lei nº 395, de abril de 1938 regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e também a indústria da refinação de petróleo importado e produzido no país. Além disso, por esse decreto foi criado o Conselho Nacional do Petróleo.

A lei do Petróleo (Lei 9478, de 1997) aborda a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, e criou o Conselho Nacional de Política Energética e a ANP. Essa lei estabelece que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural, em território brasileiro, pertencem à União, e cabe à ANP a ação reguladora aplicável ao setor.

A ANP e o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) são os órgãos responsáveis pela regulamentação brasileira sobre medição da produção de petróleo e gás. A partir da Resolução conjunta ANP/INMETRO de Nº 1, 19 de junho de 2000 foi criado o Regulamento Técnico de Medição – RTM, que estipula as condições e os exigências técnicas, construtivas e metrológicas mínimas que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, para garantir a credibilidade aos resultados de medição. Esse foi atualizado pela Resolução conjunta ANP/INMETRO de Nº 1 de 10 de junho de 2013.

Além disso, essa resolução determina quais sistemas de medição ficam sujeitos ao Regulamento técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. São eles:

I – sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas fiscais do petróleo ou do gás natural produzido nos campos, a que se referem o inciso IV do art. 3º, o art. 4º e o art. 5º do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, e o inciso X do art. 2º da Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010;

II – sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de apropriação do petróleo ou do gás natural produzido;

III – sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes produzidos, consumidos, injetados, transferidos e transportados;

IV – sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas do petróleo ou do gás natural para controle dos volumes importados e exportados em pontos de aduana;

V – sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de transferência de custódia do petróleo ou do gás natural; e

VI – sistemas de medição onde serão realizadas as medições volumétricas de água para controle operacional dos volumes produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados. (ANP, 2013, p.1)

Regulamento técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural traz alguns conceitos importantes para a medição de vazão, como:

- Medição Fiscal – Medição do volume de produção fiscalizada efetuada em pontos de medição da produção. Sendo os pontos de medição utilizados com o objetivo de transferência de propriedade ou custódia do óleo/gás, ou seja, da União, que é a proprietária do recurso, para o concessionário.
- Medição fiscal compartilhada - Medição fiscal da produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
- 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.
- Medição Operacional – Medição de fluidos para controle de processo, tanto de produção quanto de movimentação e estocagem de petróleo e gás natural, que não se enquadrem como medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia.

Cada uma dessas categorias de medição se difere pelo rigor do controle e das características metrológicas, ou seja, pela frequência das calibrações e pela classe de exatidão dos instrumentos usados nas medições.

De acordo com a RTM, os sistemas de medição de gás devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das seguintes classes de exatidão conforme aplicação:

- Sistemas de medição fiscal classe de exatidão 0,5
- Sistemas de medição para transferência de custódia classe de exatidão 0,5
- Sistemas de medição apropriação classe de exatidão 1,5

Além disso, os sistemas de medição de gás devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro das seguintes incertezas de medição de vazão ou volume:

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

Sobre a calibração dos instrumentos de medição de vazão, o RTM define diferentes periodicidades de acordo com o tipo de medidor, o fluido medido e a aplicação da medição. No caso do medidor ultrassônico para medição de gás natural, a periodicidade definida é 6 meses para medição Fiscal, 12 meses para medição de Apropriação e para Transferência de custódia existem duas diferentes periodicidades, 12 meses para o produzido e 30 meses para o processado.

Existem também outras análises importantes sobre o gás natural, suas periodicidades de acordo com aplicação são mostradas na Tabela 1.

**Tabela 1 – Periodicidade de análise de gás natural. Fonte adaptada: ANP (2013)**

Análise do Gás Natural	Fiscal	Apropriação	Transferência de custódia	
			Produzido	Processado
Composição do fluido	30 dias	a cada teste	90 dias	(*)
Massa específica	30 dias	a cada teste	90 dias	
Poder calorífico	30 dias	a cada teste	90 dias	
Teores de gases inertes e contaminantes	30 dias	a cada teste	90 dias	

(\*) As análises do gás natural processado devem seguir o disposto na Resolução ANP.

O não cumprimento das disposições contidas no Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural sujeitará o contraventor às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, às penalidades previstas na Lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999, e ainda em legislação complementar. A Portaria ANP nº 234 de 12/08/2003 aprova o Regulamento que define o procedimento de imposição de penalidades aplicável aos infratores das disposições e termos constantes dos



contratos de concessão, dos editais de licitação e na legislação aplicável, no âmbito da ANP.

Especificamente para o gás de queima ou tocha, a portaria nº 249 da ANP, de 1º de novembro de 2000, introduz o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que discorre sobre as questões relacionadas com as queimas em *flare* e as perdas de gás natural. Este também, tem como objetivo regulamentar os procedimentos e fundamentos para as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, estabelecer os limites para as queimas e perdas autorizadas ou não sujeitas ao pagamento de *royalties*, determinar as condições para as queimas e perdas de petróleo e gás natural nos testes de poços e indicar parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural.

De acordo com esse regulamento, a queima de gás natural “significa o ato de queimar em *flare* um determinado volume de gás natural” (ANP, 2000, p.3), enquanto a perda de gás natural “significa o ato de ventilar no meio ambiente um determinado volume de gás natural” (ANP, 2000, p.4). Além disso, queimas e perdas autorizadas sem incidência de *royalties* é o volume máximo de gás natural, não sujeito ao pagamento dessa taxa, que pode ser queimado ou ventilado. Já queimas e perdas autorizadas com incidência de *royalties* é o volume máximo de gás natural, sujeito ao pagamento desse encargo que pode ser queimado ou ventilado. Queimas e perdas autorizadas é a soma desses dois volumes, e todos eles devem constar no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção do campo, ou no programa de teste de poço.

A motivação para a queima e ventilação do gás natural, apesar do seu valor econômico e dos danos ao meio ambiente, é descrita detalhadamente nesse relatório. Dentre os motivos, é importante destacar segurança, para manter a pressão positiva nos queimadores, nos pilotos dos queimadores dos fornos, das fornalhas, dos tratadores, das caldeiras e nos pilotos de outros equipamentos. Ainda, em caso de emergência, limitação operacional, manutenção programada, obras, baixa produção de gás natural, contaminação, economicidade, ventilação em tanques, teste de poço, dentre outros.

Essa Portaria define limites aceitáveis de queima e perda de gás natural, para os quais não existe necessidade de prévia autorização, são eles:

- Queima e perda de gás natural de volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo
- Queima e perda de gás natural e queima do volume de petróleo produzidos no teste de poço, durante fase exploratória, com período de fluxo igual ou inferior a 72h.
- A queima para segurança, limitada a 15 mil metros cúbicos mensais para os pilotos dos queimadores de equipamentos, a 30 mil metros cúbicos mensais para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações terrestres e a 60 mil metros cúbicos mensais para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações marítimas.

Ainda, a ANP define que a queima de gás não associado só é autorizada nos casos de segurança, emergência ou testes de poços.

Além de definir as regras sobre a queima e ventilação do gás natural e determinar os requisitos para a medição, a ANP também é responsável por monitorar os volumes queimados ou ventilados que lhe são reportados nos Boletins Mensais de Produção (BMP)

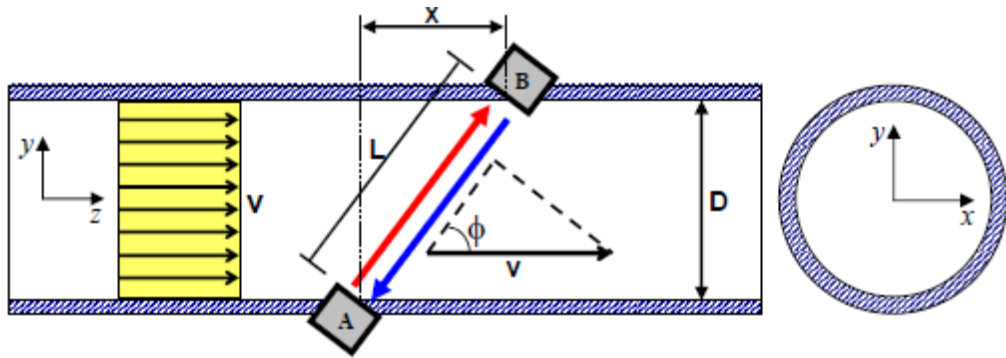
### 3. Fundamentação Teórica

#### 3.1. Princípio de funcionamento do medidor de vazão ultrassônico por tempo de trânsito

O gás natural é um combustível e dependendo do ambiente onde ele está inserido ele pode entrar em combustão. Por essa razão, o processo de seleção do medidor de vazão utilizado no sistema de gás de queima deve ser cercado de cautelas. O medidor de vazão ultrassônico é um medidor não intrusivo, ou seja, a perturbação pelo medidor no próprio processo de medição é mínima e as obstruções do sistema são desprezíveis.

A Fig. 4 apresenta o desenho esquemático do medidor de vazão ultrassônico e seus elementos principais. De acordo com Ramos (2006), A e B são dois transdutores ultrassônicos (cristais piezoelétricos montados em uma cápsula) que tem como função tanto a emissão quanto a recepção de pulsos ultrassônicos. Esses dispositivos são montados na tubulação, na seção de medição e o tempo de trânsito do sinal emitido pelo transdutor A para o transdutor B é medido, assim como o tempo de trânsito do sinal emitido pelo transdutor B para o transdutor A. O som é uma onda mecânica, e por isso sua velocidade sofre interferência direta do meio por onde ela passa, então a velocidade do fluido que passa pelo duto da Fig. 4, irá interferir diretamente nos tempos de trânsito dos sinais emitidos pelos transdutores A e B.

Dessa forma, considerando a velocidade do escoamento  $v_A$  e seu sentido, mostrados na Fig. 4, é possível afirmar que o pulso emitido pelo transdutor A chega ao transdutor B em tempo menor que o pulso emitido pelo transdutor B chega ao transdutor A.



**Figura 4 - Representação esquemática da medição de vazão por ultrassônica. Fonte: Ramos (2006).** Fazendo a projeção da velocidade do escoamento sobre o percurso percorrido pela onda ultrassônica, é possível obter as seguintes Eqs. 1 e 2:

$$c + v \cdot \cos \phi = \frac{L}{t_{AB}} \quad (1)$$

E,

$$c - v \cdot \cos \phi = \frac{L}{t_{BA}} \quad (2)$$

Sendo,

$c$ : Velocidade do som no meio;

$v$ : Velocidade média do pulso ultrassônico no caminho acústico;

$\phi$ : Ângulo entre o caminho acústico e o escoamento;

$L$ : Distância entre os transdutores ultrassônicos

$t_{AB}$ : Tempo de trânsito do pulso emitido pelo transdutor A até chegar ao transdutor B;

$t_{BA}$ : Tempo de trânsito do pulso emitido pelo transdutor B até chegar ao transdutor A;

Como a distância entre os transdutores, os tempos de trânsito e o ângulo  $\phi$  são conhecidos, essas equações podem ser resolvidas para encontrar a velocidade do som e a velocidade do escoamento, conforme Eqs. 3 e 4:

$$c = \frac{L}{2} \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} + \frac{1}{t_{BA}} \right) = \frac{L}{2} \cdot \frac{t_{AB} + t_{BA}}{t_{AB} \cdot t_{BA}} \quad (3)$$

$$v = \frac{L}{2 \cos \phi} \cdot \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) = \frac{L}{2 \cos \phi} \cdot \frac{t_{BA} - t_{AB}}{t_{AB} \cdot t_{BA}} \quad (4)$$

Finalmente, é possível observar que o valor de  $v$  pode ser obtido utilizando as equações anteriores. Porém, essa velocidade encontrada considera um perfil uniforme de velocidade, como mostra a Fig. 4, o que, fisicamente, não ocorre. Para medir corretamente a vazão é necessário, então, fazer um ajuste a fim de considerar um perfil de velocidades fisicamente plausível. Via de regra, para um medidor ultrassônico de um canal acústico como utilizado em *flare*, é estabelecido um fator de perfil –  $k$ , associando o perfil uniforme a um perfil turbulento completamente desenvolvido.

Segundo Ramos (2006), a modelagem do escoamento, considerando a Lei de Potência, resultaria a uma não uniformidade, pois, a taxa de cisalhamento de um fluido escoando num duto não é constante. Entretanto, mesmo em escoamento com perfil de velocidade não uniforme, o caminho acústico entre os dois transdutores se mantém linear (MATHIAS, 2010). Ou seja, o ângulo entre a frente do pulso ultrassônico e a linha longitudinal do duto é igual à inclinação da reta que une os transdutores com relação ao eixo longitudinal.

Para encontrar a vazão correta para um perfil de velocidade não uniforme é proposto, então, utilizar um fator de correção como na Eq. (5) que associa a velocidade média do pulso ultrassônico no caminho acústico,  $v$ , com a velocidade média do escoamento,  $\bar{v}_A$ .

$$\bar{v}_A = k \cdot v \quad (5)$$

Sabendo que,  $v$  é obtido pela Eq. (4) e de acordo com Ramos (2006):

$$k = \frac{D \iint_A v(r) dA}{A \int_D v(r) dr} \quad (6)$$

Dessa forma, a vazão volumétrica é dada por:

$$Q = \bar{v}_A \cdot A. \quad (7)$$

Onde  $A$  é a área da seção transversal. Assim, substituindo a Eq. (5) na Eq. (7), obtém-se:

$$Q = k \cdot v \cdot A \quad (8)$$

Dentre várias outras funções que são encontradas na bibliografia (RAMOS, 2016), nesse trabalho será considerado o modelo do fator de correção proposto pela AGA Report n° 9 (AMERICAN GAS ASSOCIATION, 2007), que expressa o valor  $k$  como:

$$k = \frac{1}{1,12 - 0,011 \log(Re)} \quad (9)$$

Onde  $Re$  é o número de Reynolds definido como na Eq. 10:

$$Re = \frac{\rho v_A D}{\mu} \quad (10)$$

Onde  $D$ , diâmetro, é conhecido e  $v_A$  é obtido através das equações anteriores. A massa específica do gás,  $\rho$ , e a viscosidade  $\mu$  variam com a composição do fluido.

Na Fig. 5 é possível observar a variação do fator  $k$  em relação ao número de Reynolds, quando utilizada a Eq. (9).

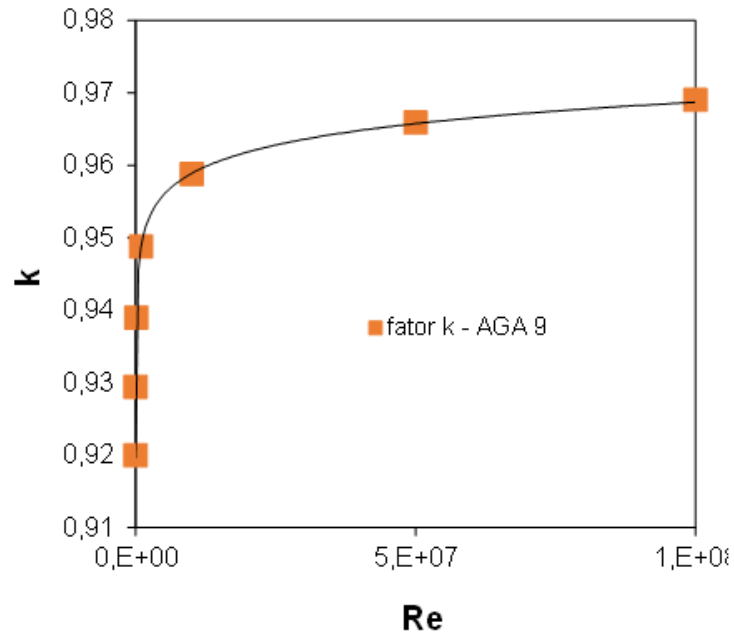


Figura 5 - Gráfico da relação entre o fator  $k$  e o número de Reynolds

Sendo assim, o medidor de vazão ultrassônico utiliza um sistema eletrônico integrado para calcular a medição, a partir dos tempos de trânsito  $t_{AB}$  e  $t_{BA}$ , medidos. Isto posto, no sistema eletrônico do medidor são configurados: *i*) a geometria da tubulação  $D$  e  $\theta$ , *ii*) o posicionamento dos transdutores -  $L$ , *iii*) a composição química inicial, *iv*) pressão e temperatura por seus respectivos medidores, além dos tempos de trânsito fornecidos pelo medidor ultrassônico. Com essas informações, são utilizadas as Eqs. (1) a (10) para obter a vazão volumétrica. O cálculo iterativo, executado na unidade eletrônica do medidor de vazão ultrassônico, é mostrado na Fig. 6.

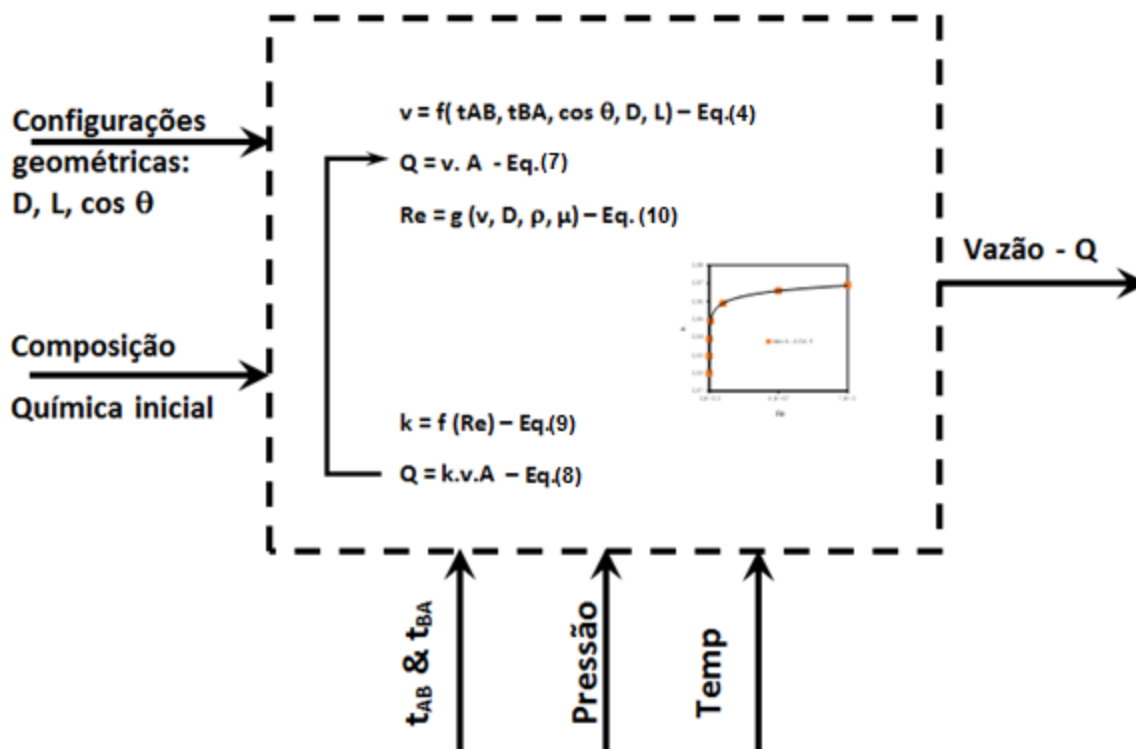


Figura 6 - Esquema de sinais e cálculos da unidade eletrônica do medidor ultrassônico

Deve-se observar o processo iterativo para cálculo do fator de perfil –  $k$ , que é processado até que os resultados das Eqs. (7) e (8) sejam convergentes.

Sabendo que o gás nos sistemas de *flare* é queimado sem passar por nenhum processo de depuração ou enquadramento físico-químico e que é produto de diferentes fases do processo de produção de petróleo, sua composição pode variar. Porém, é importante observar que a composição utilizada para o cálculo da vazão na eletrônica do medidor ultrassônico é uma composição inicial programada pelo fabricante e, via de regra, não é alterada durante a vida útil do aparelho.

Como visto anteriormente, de acordo com o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural a atualização da composição química do gás natural deve ser feita a cada 30 dias para a medição fiscal, porém, essa atualização da composição do gás é feita somente no computador de vazão do processo de medição e não na unidade eletrônica do medidor ultrassônico, como é demonstrado no esquema da instalação física da Fig. 7.



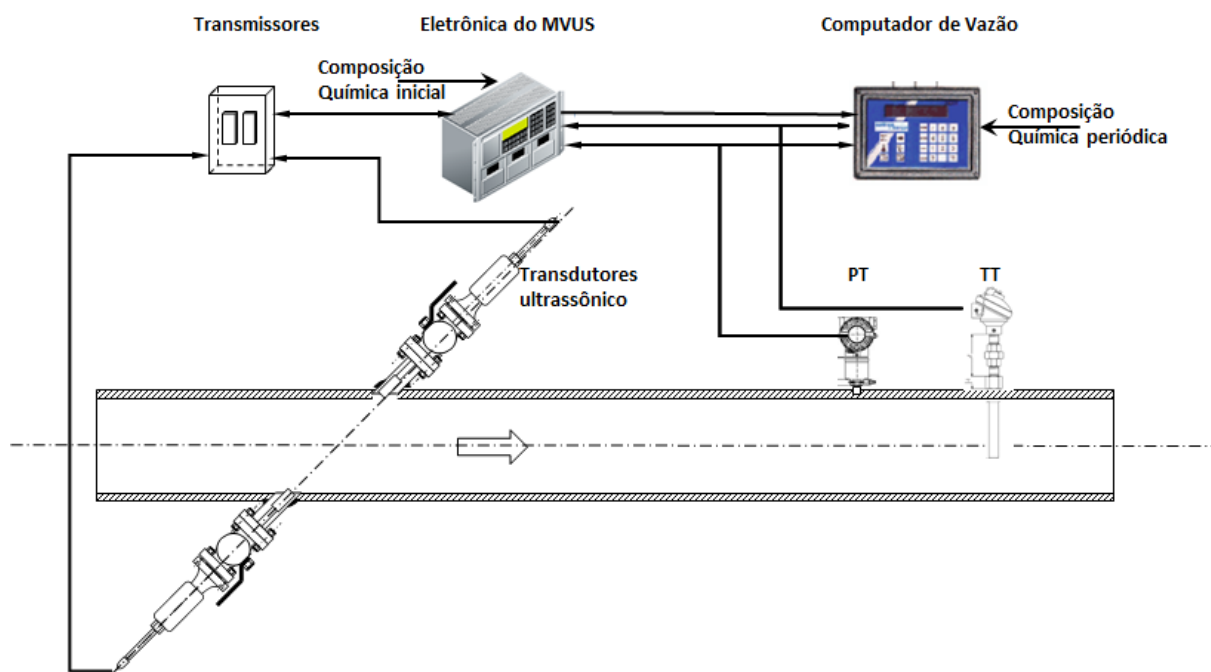


Figura 7 - Instalação Física do medidor e do computador de vazão.

O diagrama de instrumentação do sistema de medição de vazão é mostrado na Fig. 8, e os símbolos com respectiva identificação são mostrados na Tabela 2.

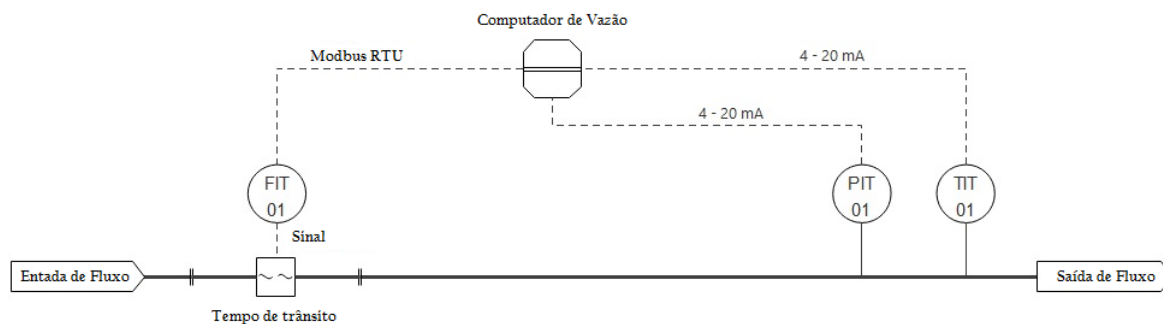










Figura 8 - Diagrama de Instrumentação.

Tabela 2 - Símbolos e Identificações do diagrama de instrumentação.

	Sinal Elétrico		Compuador de vazão
	Tubulação Principal		Transmissor e Indicador de Pressão
	Flange		Transmissor e Indicador de Temperatura
	Medidor Ultrassônico		Transmissor e Indicador de Vazão

Finalmente, o problema avaliado nesse trabalho é a influência da composição química do gás e a variação das suas propriedades, na medição de vazão por medidor ultrassônico, considerando que as propriedades do gás não são atualizadas na unidade eletrônica.

## 4. Metodologia

### 4.1. Comparação entre diferentes métodos de cálculo de viscosidade

Os métodos matemáticos que serão apresentados nesse capítulo utilizam propriedades de uma mistura de gases para determinar sua viscosidade. Os métodos foram comparados com valores reais de viscosidade de mistura de gases apresentados por Lee, Gonzales e Eakin (1966) para estabelecer o método mais adequado para essa aplicação.

As propriedades específicas dos componentes do gás natural, como viscosidade, massa específica e massa molar, foram obtidas utilizando o NIST Chemistry WebBook, SRD 69 (NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY, 2016)

Dessa forma, para estimar a viscosidade da mistura de gases, foram utilizados quatro métodos apresentados por Amorim *et al.* (2005) a partir de regras de misturas, onde são encontradas propriedades de misturas baseados em propriedades dos componentes puros que a compõe.

A primeira abordagem trata a mistura como solução ideal, utilizando aditividade molar para a viscosidade como na Eq. (11). Nessas equações  $\mu$  é definido como a viscosidade da mistura de gases,  $x_i$  a fração molar,  $\mu_i$  a viscosidade específica,  $\phi_i$  a fração volumétrica,  $M_i$  a massa molar (g/mol) e  $\rho_i$  a massa específica (g/cm<sup>3</sup>) do componente  $i$ .

$$\mu = \sum_i x_i \mu_i \quad (11)$$

A segunda abordagem utiliza aditividade molar para o logaritmo da viscosidade, Eq. (12).

$$\ln(\mu) = \sum_i x_i \ln(\mu_i) \quad (12)$$

A terceira equação parte da aditividade volumétrica para a viscosidade, Eq. (13).

$$\mu = \sum_i \phi_i \mu_i \quad (13)$$

E finalmente, a quarta abordagem utiliza a teoria de Eyring sobre solução ideal (AMORIM *et al.*, 2005), Eq. (14).

$$\ln\left(\frac{\mu M}{\rho}\right) = \sum_i x_i \ln\left(\frac{\mu_i M_i}{\rho_i}\right) \quad (14)$$

Os métodos descritos serão codificados neste texto como Método 1, 2, 3 e 4.

Além desses métodos, também foi estudada a Correlação de Lee, Gonzales e Eakin (1966), aqui chamado como Método 5, que utiliza as seguintes equações para obter a viscosidade de misturas (Eqs. 15-18).

$$\mu = K \exp(X\rho^Y) \quad (15)$$

$$K = \frac{(9,379 + 0,01607M)T^{1,5}}{209,2 + 19,26M + T} \quad (16)$$

$$X = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009M \quad (17)$$

$$Y = 2,447 - 0,2224X \quad (18)$$

Onde:

$T$  é a temperatura (°R),

$M$  é a massa molar da mistura de gases (g/mol),

$\rho$  é a massa específica (g/cm<sup>3</sup>).

Para realizar o cálculo de massa específica da mistura de gases, foi utilizada a regra de mistura, que, de acordo com Amorim *et al.* (2005) é dada pela Eq. (19).

$$V = \sum_i x_i V_i \quad (19)$$

Onde  $V$  é o volume molar e  $x_i$  é a fração molar. Rearranjando a equação, encontra-se a Eq. (20).

$$\rho = \sum_i \phi_i \rho_i \quad (20)$$

Ou

$$\rho = \frac{\sum_i x_i M_i}{\sum_j x_j \frac{M_j}{\rho_j}} \quad (21)$$

Onde  $\phi_i$  é a fração volumétrica e  $M_i$  é a massa molecular em g/mol.

A fim de comparar os diferentes métodos de cálculo da viscosidade de mistura, é estabelecido o cálculo do erro médio tal como definido na Eq. (22).

$$\frac{\sum_{i=1}^n \frac{|\mu_E - \mu_C|}{\mu_E}}{n} \quad (22)$$

Onde  $\mu_E$  é o valor experimental da viscosidade,  $\mu_C$  é o valor estimado da viscosidade por algum dos métodos e  $n$  é o número de dados experimentais utilizados.

#### 4.2. Influência do número de Reynolds na medição de vazão

Para demonstrar a sensibilidade da variação da vazão a partir da variação do número de Reynolds é importante verificar sua influência no fator de perfil  $k$ . Dessa forma, utiliza-se a Eq. (9) do fator de perfil para obter sua variação percentual pelo número de Reynolds, entre os valores de 1 a  $5 \times 10^7$ .

### 4.3. Influência da composição do gás natural no cálculo da vazão

Para verificar a influência da composição do gás natural no cálculo da vazão foram estabelecidos valores de  $v_A = 1\text{m/s}$  e  $D = 0,304\text{m}$  e simuladas diferentes composições de gás para obter valores da vazão e sua variação. A massa específica e a viscosidade foram estimadas para temperatura de  $24^\circ\text{C}$  e pressão de  $1,1081\text{ bar}$  e a vazão foi calculada utilizando as equações 8, 9 e 10.

Primeiramente, foi feito o cálculo da vazão considerando amostras com 100% de cada um dos principais componentes do gás natural: metano, etano, propano, butano e isobutano. Para a variação percentual da vazão, foi considerada a vazão calculada com 100% de metano como o valor de 100% para a vazão, e assim, comparada com as demais composições.

Para o teste feito misturas de gases, a composição foi distribuída partindo de 100% de metano e diminuindo sua concentração de 10 em 10%, obtendo então várias possibilidades de distribuição das concentrações, considerando as outras espécies químicas: etano, propano, isobutano e butano, sempre com valores de composição múltiplos de 10% para limitar a quantidade de testes.

Ainda, foram avaliados os valores de vazão para o caso onde houvesse uma condição termodinâmica para formação de líquido no escoamento como um caso extremo para obter uma variação drástica das propriedades. Como a viscosidade de misturas de líquidos não foi avaliada nesse trabalho, a avaliação foi realizada considerando amostras contendo 100% de cada um dos principais componentes do gás natural na fase líquida em diferentes temperaturas. Foram considerados valores de propriedades para pressão de  $1,1081\text{ bar}$  e temperatura de  $-161^\circ\text{C}$  para metano, etano e propano e  $-10^\circ\text{C}$  para butano e isobutano, pois, nessas condições os gases estão no estado líquido. Além disso, para obter a porcentagem de vazão foi utilizado a referência de 100% para a vazão de uma amostra com 100% de metano a  $1,1081\text{ bar}$  e  $24^\circ\text{C}$ .

#### **4.4. Estudo de caso do comportamento das propriedades de gás natural**

No estudo de caso do comportamento das propriedades de gás natural, foi utilizada uma série temporal de análises cromatográficas para a realização de um estudo de caso de uma determinada plataforma de exploração de petróleo de código P-A. Nesse estudo de caso foi verificada a variação da composição do gás nas tochas de alta e baixa pressão e conseqüentemente a variação da massa específica e da viscosidade.

#### **4.5. Estudo de caso da variação da vazão causada pela variação da composição**

Foram utilizadas as composições e massa específica da série de análises cromatográficas da plataforma P-A da tocha de alta e baixa pressão. Como análises cromatográficas não contemplavam, integralmente, a viscosidade dos gases, foi utilizado o método matemático mais adequado de acordo com o capítulo 5.1 da Comparação entre diferentes métodos de cálculo de viscosidade para encontrar essa propriedade. Dessa forma, as equações 8, 9 e 10 foram utilizadas para estimar a vazão e assim encontrar sua variação.

## 5. Resultados e Discussões

### 5.1. Comparação entre diferentes métodos de cálculo de viscosidade

A partir dos resultados apresentados por Lee, Gonzales e Eakin (1966), foi possível fazer uma comparação entre os valores experimentais de viscosidade de diferentes misturas e as diferentes equações para estimativa de viscosidade de misturas mostradas, conforme descrito na seção 2.4.

Foram utilizadas 4 amostras de gases com as seguintes composições, conforme apresentados por Lee, Gonzales e Eakin (1966) e constantes na Tab. 3.

Tabela 3 - Composição diferentes amostras de gas. Fonte: Adaptado de Lee, Gonzales e Eakin (1966).

	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3	Amostra 4
Nitrogênio	0	1,40	4,80	0,55
Dioxido de Carbono	3,20	1,40	0,90	1,70
Hélio	0	0,03	0,03	0
Metano	86,30	71,70	80,70	91,50
Etano	6,80	14,00	8,70	91,50
Propano	2,40	8,30	2,90	1,40
Butano	0,48	1,90	1,70	0,50
Isobutano	0,43	0,77	0	0,67
Pentano	0,22	0,39	0,13	0,28
Hexano	0,10	0,09	0,06	0,26
Heptano	0,04	0,01	0,03	0,08

Utilizando a Eq. (15), ou seja, a Correlação de Lee, Gonzales e Eakin, foi obtido o gráfico da Fig. 9 com a comparação entre os dados experimentais da viscosidade da mistura de gases da amostra 4 e a viscosidade calculada para diferentes faixas de temperatura e pressão empregando esse método.



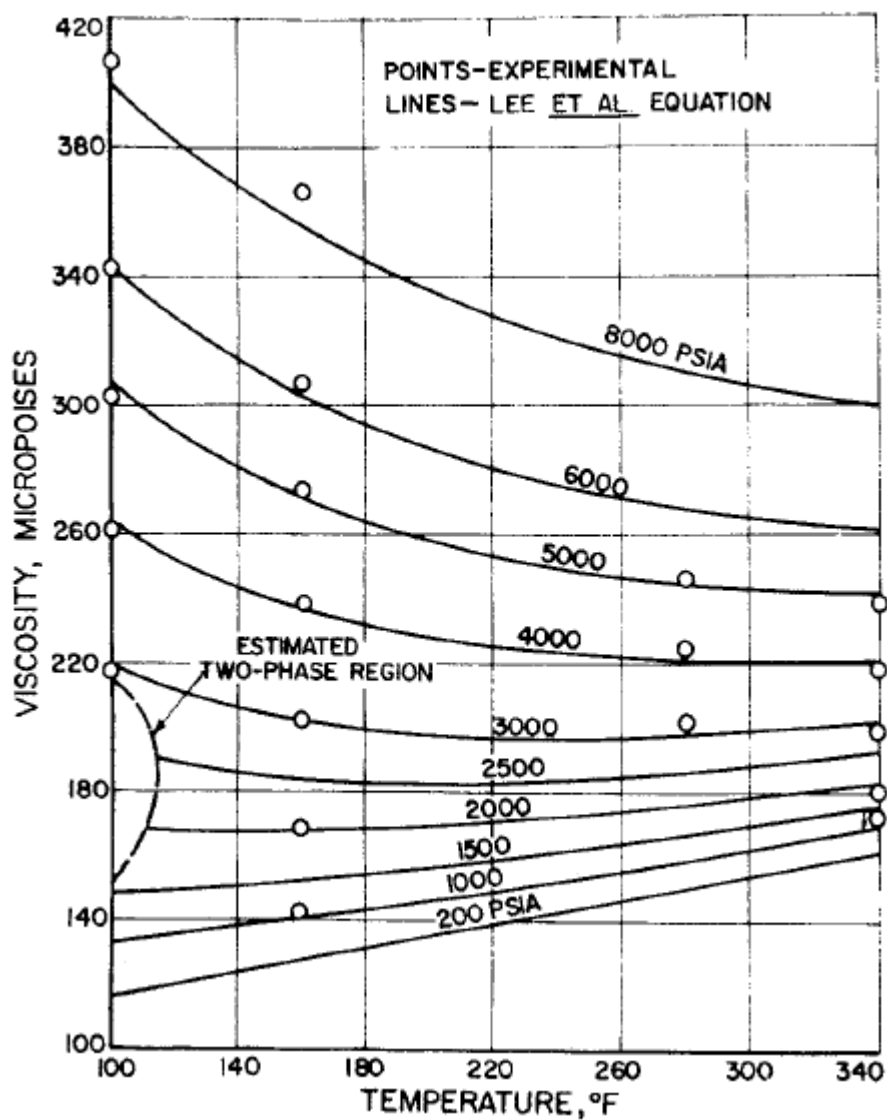
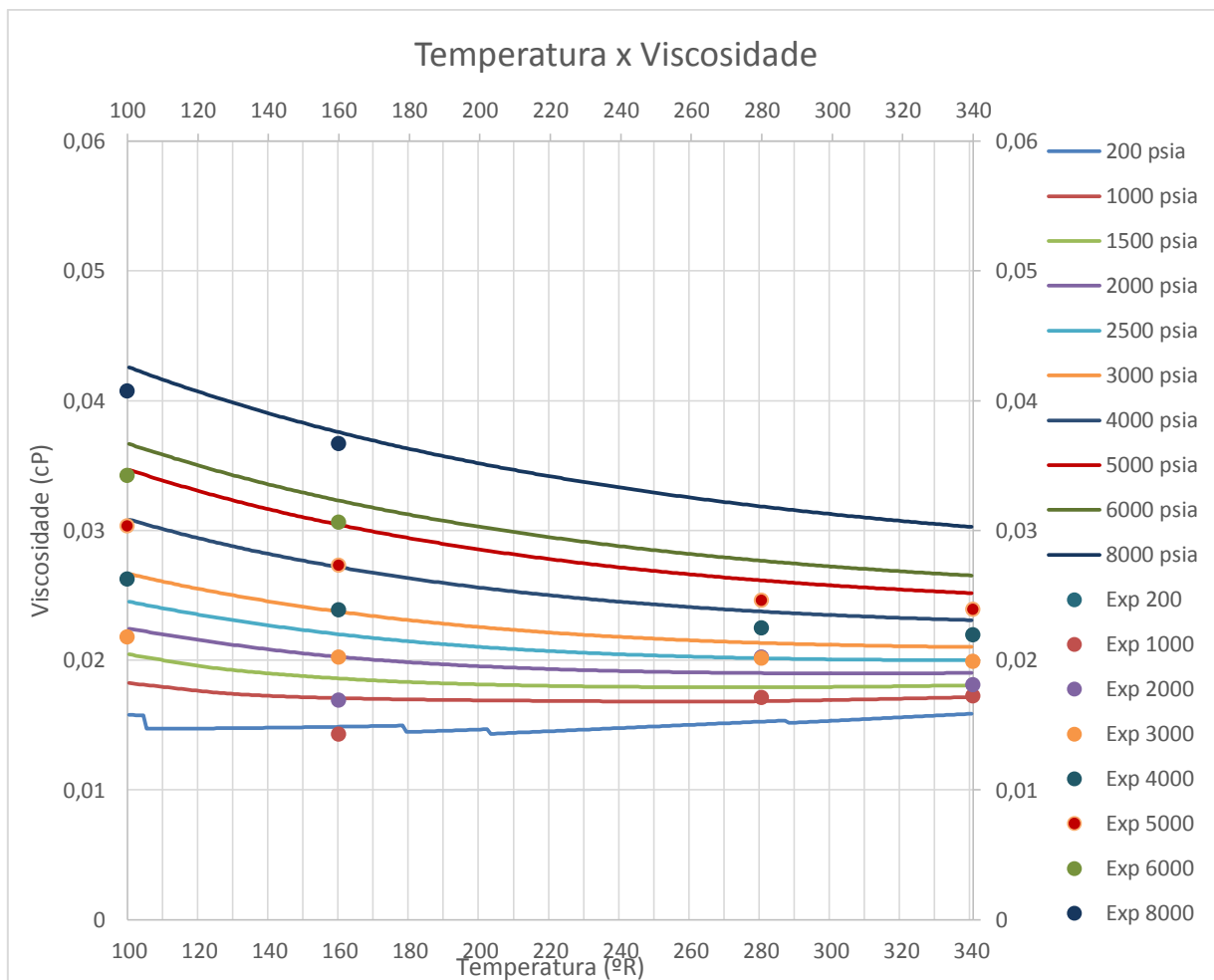
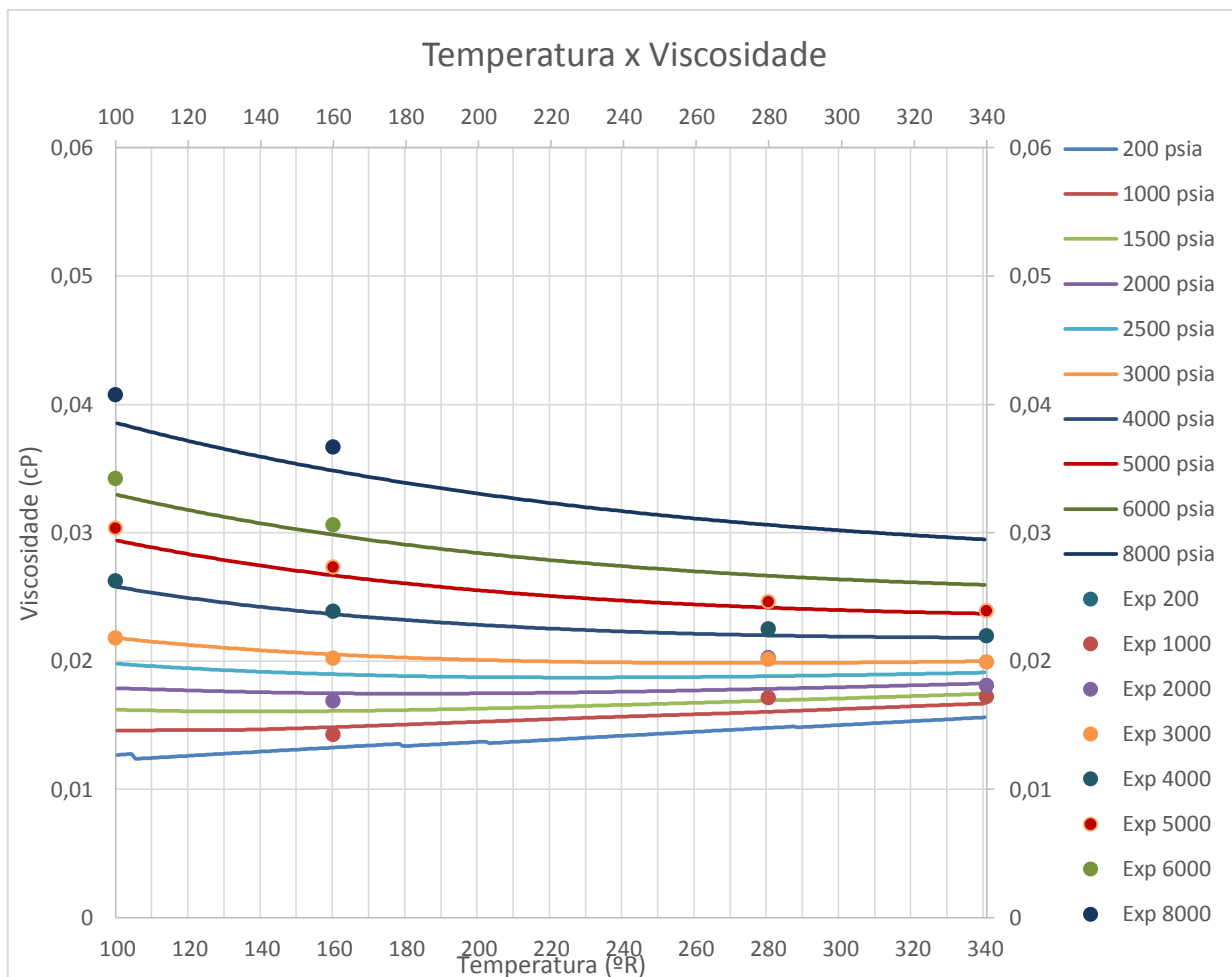


Figura 9 - Gráfico da viscosidade com temperatura e pressão para comparação Viscosidade Experimental e Calculada Correlação Lee, Gonzales e Eakin. Fonte : Lee, Gonzales e Eakin (1966).

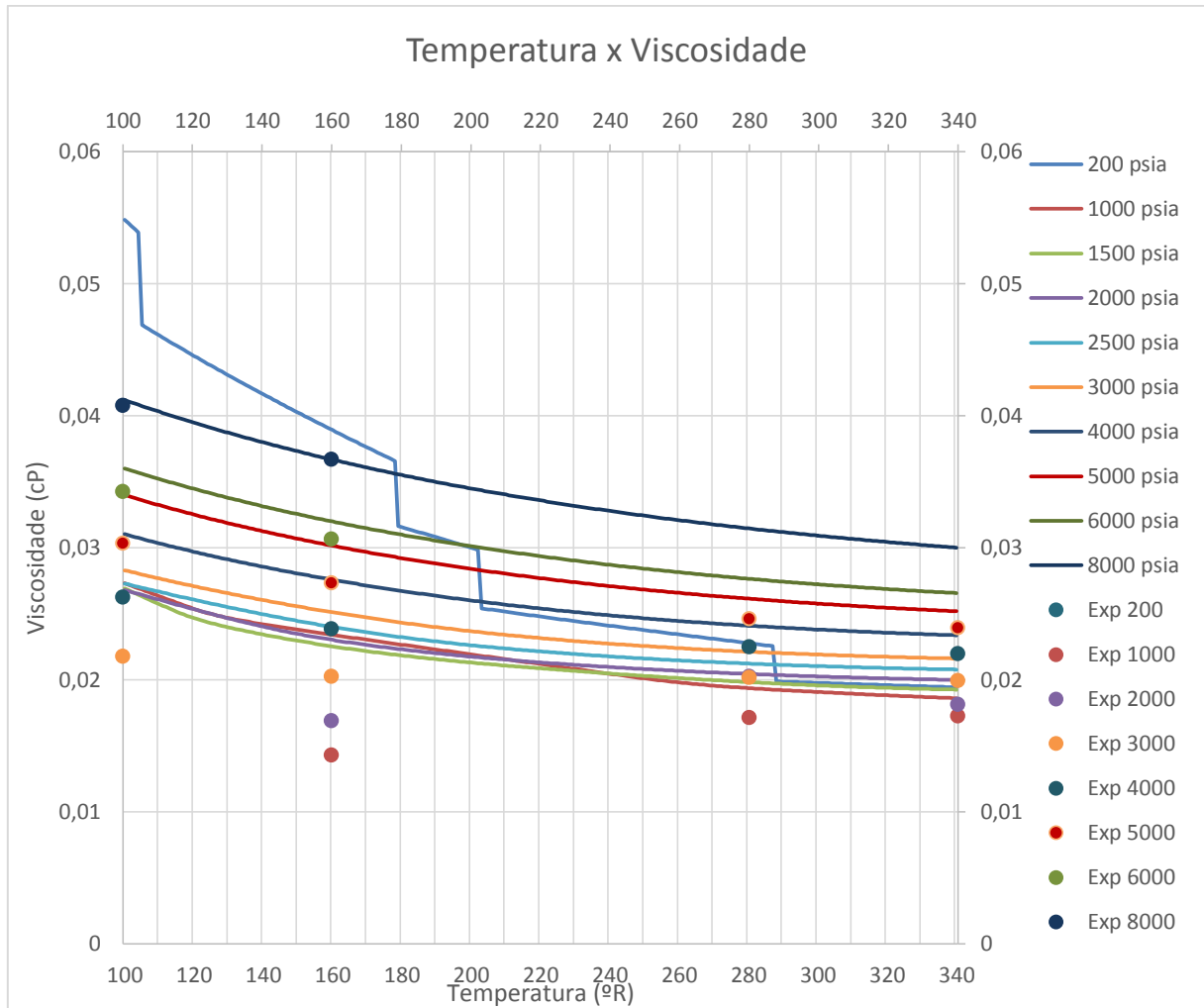
Gráficos de comparação entre viscosidade calculada e experimental para a amostra 4 também foram obtidos para os valores obtidos utilizando as Eqs. (11), (12), (13) e (14), como segue nas Fig. 10, 11, 12 e 13.



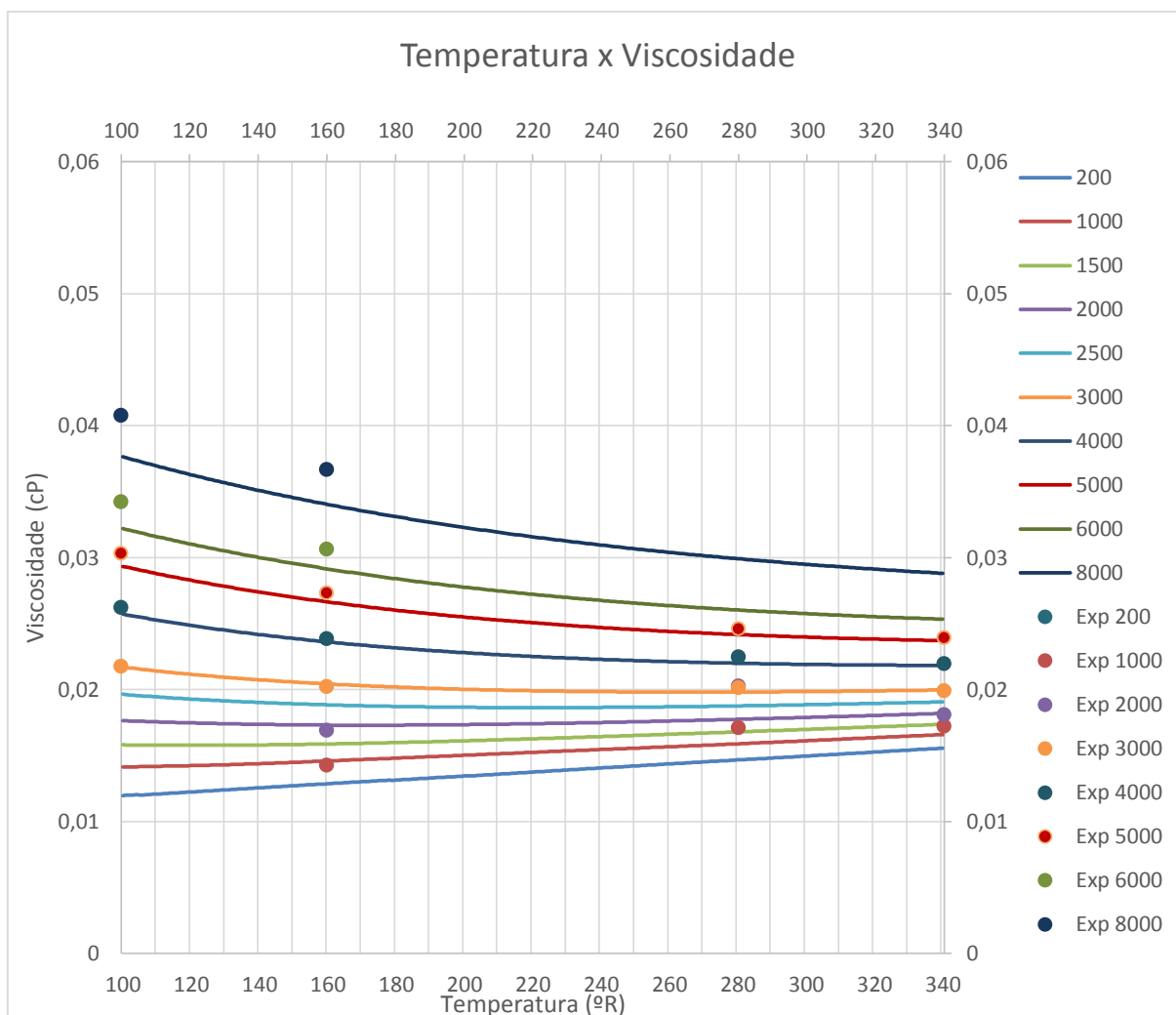
**Figura 10 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 1.**



**Figura 11 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 2.**



**Figura 12 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 3.**



**Figura 13 - Comparação Viscosidade experimental e calculada pelo Método 4.**

Observa-se que, entre os métodos 1, 2, 3 e 4, os valores encontrados utilizando os métodos 2 e 4, que apresentam diferenças de 5,1% e 4,1%, respectivamente, se aproximam mais dos valores experimentais que os valores encontrados utilizando os métodos 1 e 3, onde as diferenças alcançam 14,9% e 34,5%, respectivamente.

O Método 3 tem uma grande sensibilidade relacionada a mudança de estado físico, pois utiliza a fração volumétrica da mistura, por isso são encontrados alguns valores muito diferentes dos dados experimentais, para 200 psia de pressão.

Para definir o melhor método para estimar a viscosidade de mistura de gases, foi calculada a viscosidade utilizando os Métodos 1, 2, 3 e 4 e a Correlação Lee, Gonzales e Eakin para as 4 diferentes amostras e foi calculado o erro médio

utilizando Eq. (22). Assim, foi encontrado o erro médio para cada método e cada amostra diferente e o erro médio total com mostrado na Tabela 4.

**Tabela 4 - Erro médio das diferentes amostras.**

	Erro médio (%) Amostra 1	Erro médio (%) Amostra 2	Erro médio (%) Amostra 3	Erro médio (%) Amostra 4	Erro médio (%) Total
Método 1	13,2	26,8	11,0	8,6	14,9
Método 2	4,2	8,6	4,4	3,2	5,1
Método 3	34,7	39,1	48,1	16,1	34,5
Método 4	3,0	6,8	2,9	3,5	4,1
Correlação Lee, Gonzales e Eakin	0,9	2,3	2,7	2,1	2,0

Da Tabela 4 observa-se que, dentre os métodos utilizados, o que oferece melhores resultados é a Correlação Lee, Gonzales e Eakin, seguida do Método 4, que retorna valores mais próximos aos experimentais e tem um equacionamento mais simples.

Na continuidade desse trabalho será utilizada, então, a Correlação Lee, Gonzales e Eakin para estimativa da viscosidade dinâmica de gás natural, a partir da composição química.

## 5.2. Influência do número de Reynolds na medição de vazão

Para analisar a influência da composição do gás natural no valor da vazão obtido pelo medidor ultrassônico por tempo de trânsito é importante definir os parâmetros influenciados pela composição e como esses parâmetros influenciam o valor final da vazão.

Observando as Eqs. de (1) a (10), nota-se que os parâmetros influenciados diretamente pela composição química do fluido são a viscosidade e a massa específica, que compõem o cálculo do número de Reynolds na Eq. (10). Por isso, é importante avaliar como o número de Reynolds pode influenciar o cálculo da vazão.

Para tanto, analisando a Eq. (8), existem 3 parâmetros que a compõem:

- i)  $v$  que é a velocidade média do pulso ultrassônico no caminho acústico que é medida;
- ii)  $A$  que é a área da seção transversal do duto por onde passa o fluido;
- iii) O fator de perfil  $k$  que é calculado e por isso é o único elemento dessa equação que é influenciado pela composição.

Isto posto, a variação da composição química não atualizada provoca um erro diretamente proporcional à variação do fator de perfil  $k$  na medição de vazão.

Considerando a Eq. (9) do fator de perfil e variando o número de Reynolds de 1 a  $5 \times 10^7$ , obtém-se gráfico da Fig. 14 do fator de perfil  $k$  pelo número de Reynolds.

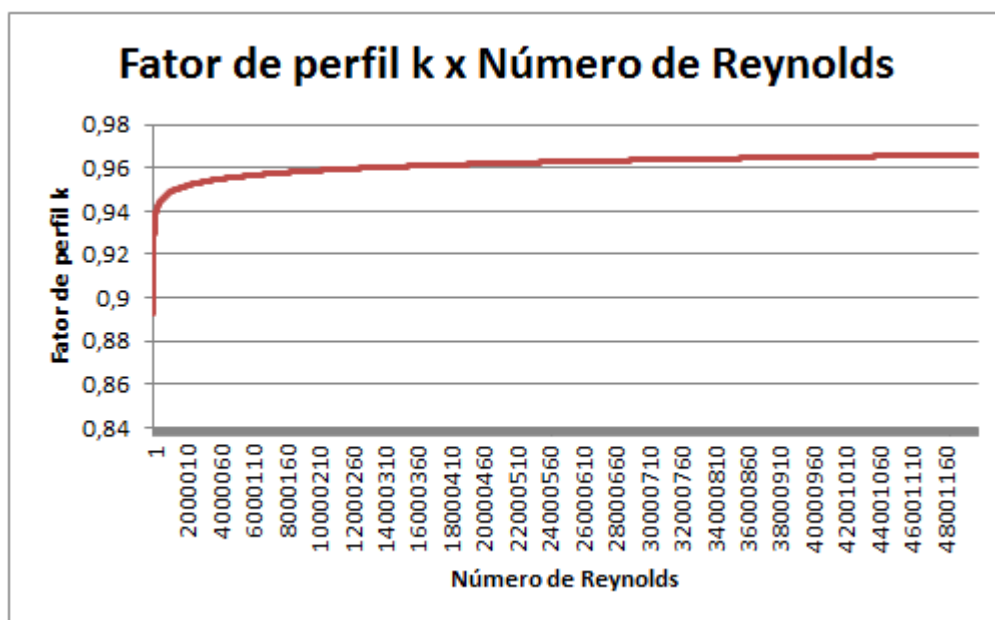


Figura 14 - Gráfico fator de perfil  $k$  versus  $Re$

O fator  $k$  para  $Re$  igual a 1 e igual a  $5 \times 10^7$  é, respectivamente, 0,893 e 0,966.

A maior taxa de variação de  $k$  ocorre entre Reynolds igual a 1 até  $1,28 \times 10^5$ , aproximadamente, pois o coeficiente angular da reta que tangencia o gráfico começa a diminuir quando  $k$  atinge 0,94, aproximadamente. O gráfico para esse intervalo é mostrado na Fig. 15.

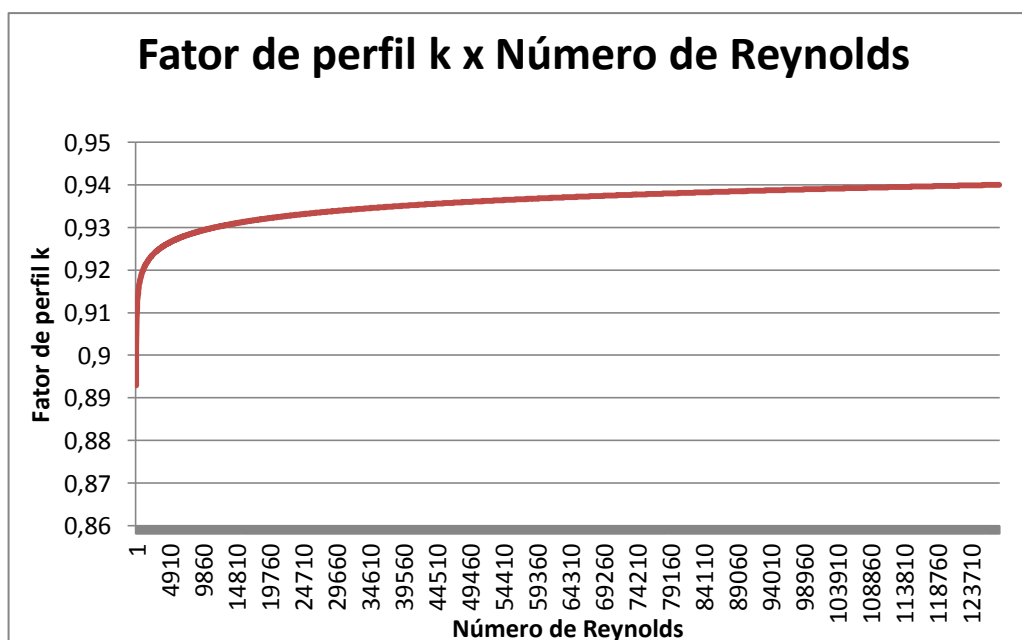


Figure 15- Fator  $k$  para Reynolds entre 1 e  $1,28 \times 10^5$ .



Sendo assim, admitindo o fator  $k$  para  $Re$  igual a 1 como 100% e calculando a proporção para os demais valores, obtém-se o seguinte gráfico da Fig. 16.

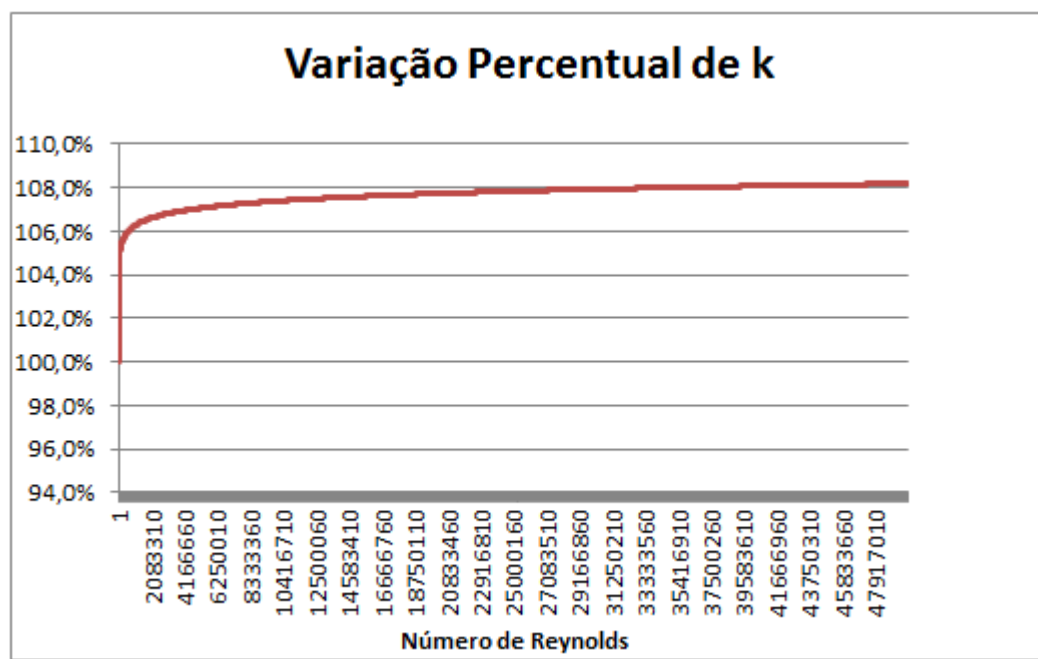


Figure 16 - Variação percentual de  $k$ .

Dessa forma, o valor percentual para  $5 \times 10^7$  é 108,18%, ou seja, se o número de Reynolds para um determinado escoamento variar de 1 até  $5 \times 10^7$ , o fator  $k$  varia 8,18% e, por consequência, a vazão também varia na mesma proporção.

Esse caso extremo foi citado para demonstrar a sensibilidade da variação da vazão a partir de determinada variação do número de Reynolds. Entretanto, fica claro que a variação do número de Reynolds devido a variação da composição do gás natural não tomará tais proporções.

### 5.3. Influência da composição do gás natural no cálculo da vazão

Na composição do gás natural as principais espécies químicas são: metano, etano, propano, butano e isobutano. Assim, a primeira análise a ser executada sobre a influência da composição do gás na vazão é verificar a diferença encontrada para amostras contendo 100% de cada um desses componentes, como mostra a Tabela 5.

Tabela 5 - Variação de propriedades e da vazão com a composição.

Composição	Massa específica (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade (cP)	Reynolds	Vazão (m <sup>3</sup> /s)	Variação da vazão
100% Metano	0,7209	0,011154	19648,80	0,0676595	100,00%
100% Etano	1,3601	0,009326	44330,96	0,0679056	100,36%
100% Propano	2,0136	0,008118	75397,15	0,0680671	100,60%
100% Isobutano	2,6856	0,007471	109268,62	0,0681805	100,77%
100% Butano	2,6968	0,007378	111111,78	0,0681856	100,77%

Na Tabela 5 é possível verificar que a variação máxima da medição da vazão considerando espécies químicas puras (100% de concentração) nas amostras é de 0,77%.

Também foi feito o teste para diferentes misturas, partindo de 100% até 10% de metano e variando as outras 4 composições. Foram avaliadas 647 amostras de acordo com a metodologia. O comportamento da medição da vazão considerando essa variação da composição química encontra-se no gráfico da Fig. 17.

Dessa forma, a máxima variação do fator  $k$  e conseqüentemente da vazão foi de 0,76% para aquelas misturas das espécies gasosas.

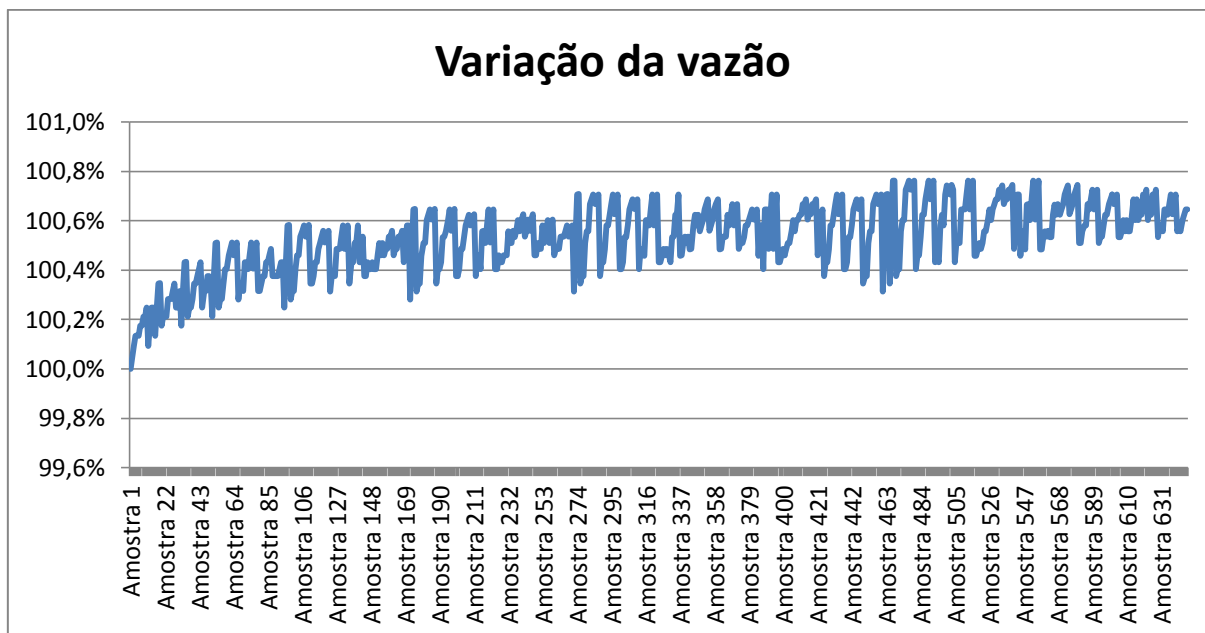


Figura 17 - Variação da vazão com a composição.

Ainda, a Tabela 6 mostra os valores quando considerado o caso extremo de formação de líquido como descrito na Metodologia.

Tabela 6 - Variação de propriedades e da vazão com a composição para líquidos.

Composição	Massa específica (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade (cP)	Reynolds	Vazão (m <sup>3</sup> /s)	Variação da vazão
100% Metano	421,66	0,11550	1109823,72	0,0688972	101,8292%
100% Etano	628,02	0,59961	318403,76	0,0685093	101,2559%
100% Propano	705,88	2,05670	104335,83	0,0681663	100,7491%
100% Isobutano	591,88	0,22307	806614,60	0,0687976	101,6821%
100% Butano	611,40	0,22475	826988,20	0,0688054	101,6936%

Constata-se que a variação máxima nesse caso é de 1,83% entre a vazão de metano vapor a 24°C e a vazão de metano líquido a -161°C. Essa avaliação é importante para demonstrar que, quando ocorre mudança de fase e assim mudança

considerável das propriedades dos fluidos, é possível alcançar uma variação da ordem de 1 a 2% da vazão medida pelo medidor ultrassônico.

#### 5.4. Estudo de caso do comportamento das propriedades de gás natural

Como estudo de caso, considera-se a variação da composição química do gás de tocha da plataforma código P-A, onde foram avaliadas as análises cromatográficas do gás escoado no decorrer do tempo (2 anos, aproximadamente). Na plataforma P-A existem dois sistemas distintos de tocha: o sistema de alta pressão - HP e o sistema de baixa pressão - LP.

A Fig. 18 mostra a variação da composição química ao longo do tempo (entre 10/08/2013 à 19/09/2015) para a tocha do sistema de alta pressão, para 15 espécies químicas, típicas de gás natural explotado.

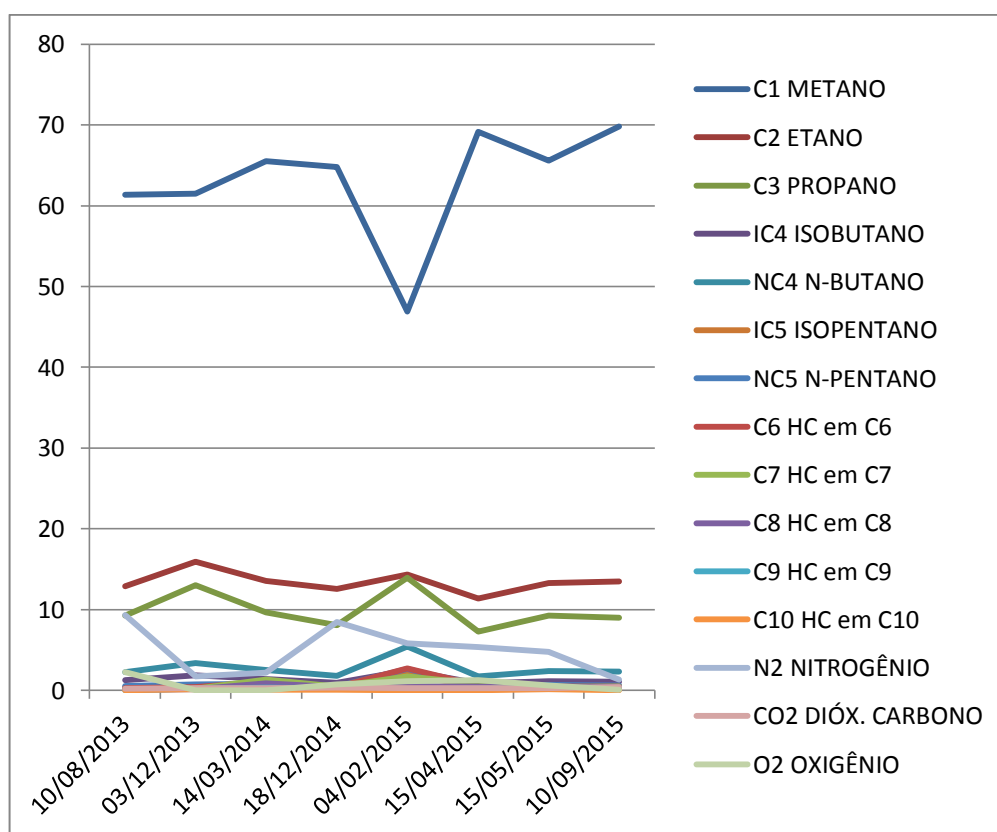


Figura 18 - Gráfico de composição ao longo do tempo, sistema de alta pressão.

De todas as análises avaliadas para obtenção desse gráfico, foi descartada uma análise cromatográfica por conter aproximadamente 50% em nitrogênio, o que indica que a amostra foi contaminada durante sua retirada.

É possível observar que o metano é predominante em todas as análises, porém, há uma variação desse componente ao longo do tempo.

Foi feita, então, uma análise sobre as diferenças percentuais entre os principais componentes do gás e foram encontrados os valores da Tabela 7 para a diferença máxima, mínima e média da composição ao longo do tempo.

**Tabela 7 - Variações máxima, mínima e média dos principais componentes do sistema de alta pressão.**

<b>Composição</b>	<b>Variação máxima (%)</b>	<b>Variação mínima (%)</b>	<b>Variação média (%)</b>
C1 METANO	22,91	0,12	7,69
C2 ETANO	4,6	0,07	2,87
C3 PROPANO	6,72	0,02	4,61
IC4 ISOBUTANO	1,61	0,04	1,25
NC4 N-BUTANO	3,65	0,04	3,04

Nesse estudo de caso específico, observa-se que algumas análises têm resultados semelhantes da quantidade de determinado componente, como é o caso do propano que varia somente 0,02% entre os dias 10/08/2013 e 15/05/2015, e do metano que varia 0,12% entre os dias 10/08/2013 e 03/12/2013. Entretanto, existe uma diferença considerável da composição ao considerar um longo período de tempo, como o propano que tem a máxima variação entre os dias 04/02/2015 e 15/04/2015 de 6,72% e variação média de 4,61%, e o metano que tem uma variação máxima de 22,91% entre os dias 04/02/2015 e 10/09/2015 e uma variação média das análises de 7,69%.

Os relatórios de análises cromatográficas também fornecem, em sua maioria, informações sobre a massa específica e a viscosidade.

De acordo com os dados avaliados, a variação máxima da massa específica é de 39% no mesmo período. O comportamento é mostrado no gráfico da Fig. 19.

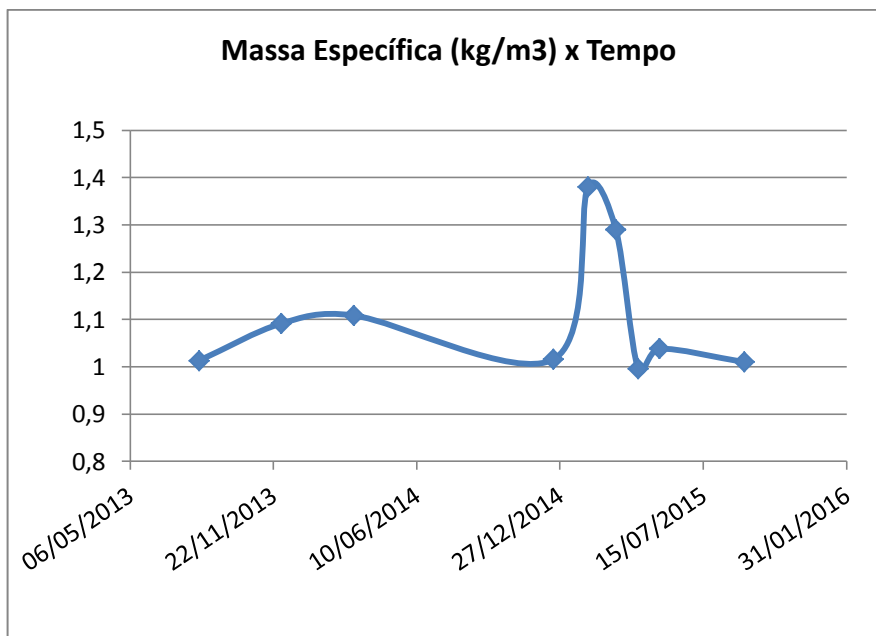


Figura 19 - Gráfico Massa específica x Tempo tocha de alta

No período analisado, a viscosidade estimada na análise cromatográfica apresentou uma variação máxima de 14% o comportamento é mostrado no gráfico da Fig. 20.

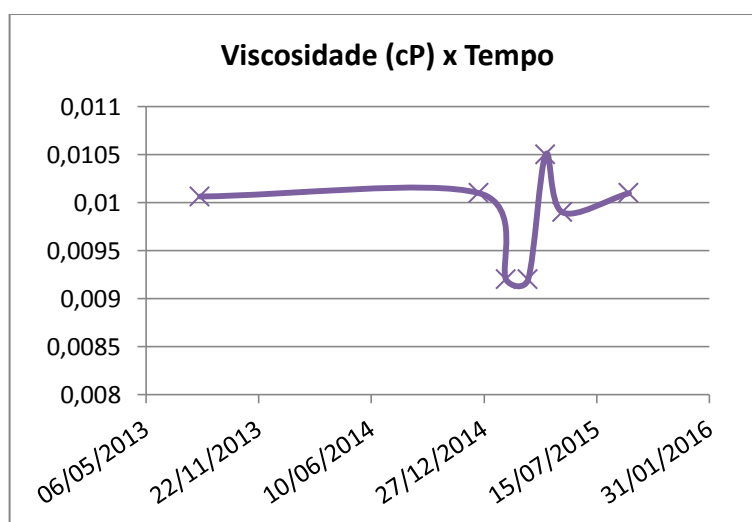


Figura 20 - Gráfico Viscosidade x Tempo tocha de alta

Já para o sistema de baixa pressão, foi avaliada uma maior quantidade de dados de análises cromatográficas e a variação entre as composições também foi maior, como é observado no gráfico da Fig. 21, para 15 componentes químicos.

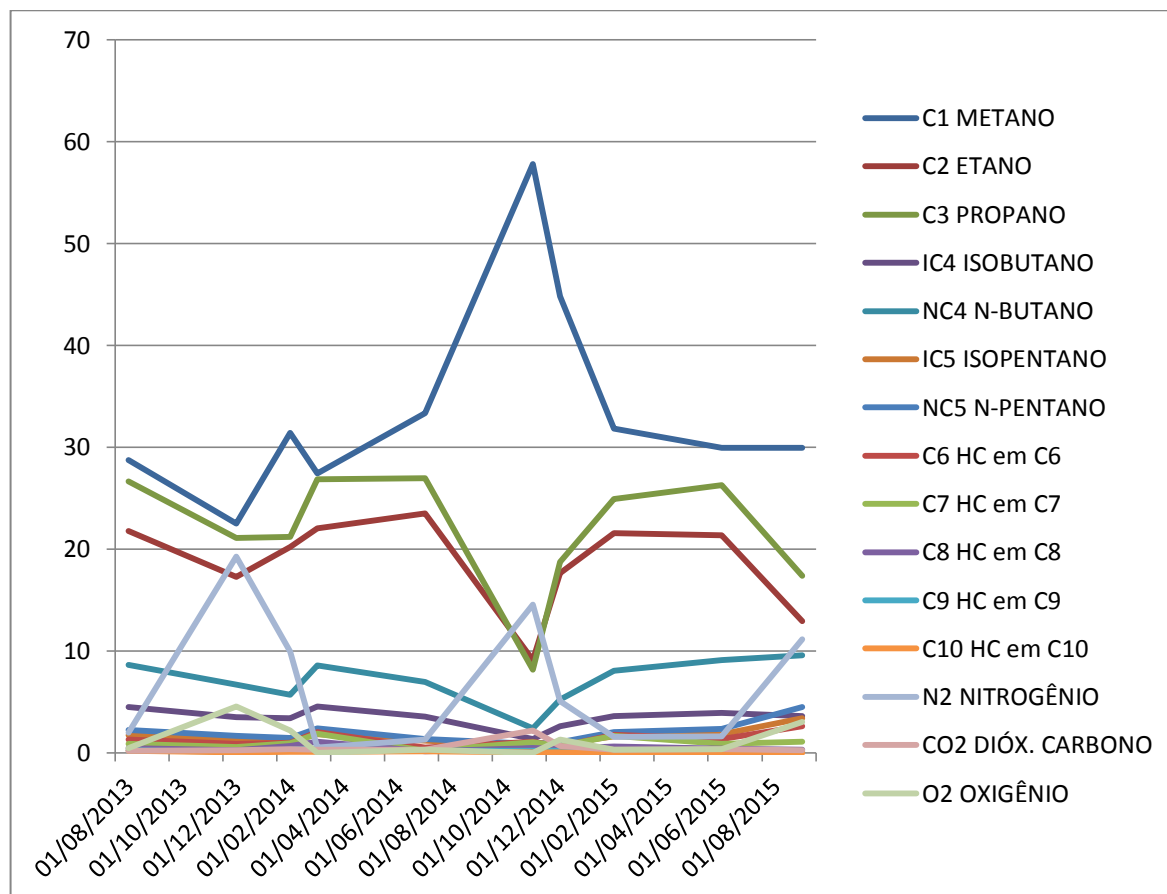


Figura 21 - Gráfico de composição ao longo do tempo, sistema de baixa pressão.

A Tabela 8 lista as diferenças máximas, mínimas e médias entre os valores das principais composições químicas para o gás da tocha de baixa pressão no período.



Tabela 8 - Variações máxima, mínima e média dos principais componentes do sistema de baixa pressão.

Composição	Variação máxima (%)	Variação mínima (%)	Variação média (%)
C1 METANO	35,33	0,03	26,71
C2 ETANO	14,4	0,38	5,30
C3 PROPANO	18,81	0,08	5,71
IC4 ISOBUTANO	3,15	0	1,19
NC4 N-BUTANO	7,19	0,03	1,70

Nesse caso, observa-se uma grande variação da composição, principalmente de metano, etano e propano que tiveram, respectivamente, uma variação máxima de 35,33%, 14,4% e 18,81% e uma variação média de 26,71%, 5,3% e 5,71%.

A variação máxima da massa específica para a tocha de baixa foi de 48%, e o gráfico da massa específica em relação ao tempo é mostrado na figura a seguir.

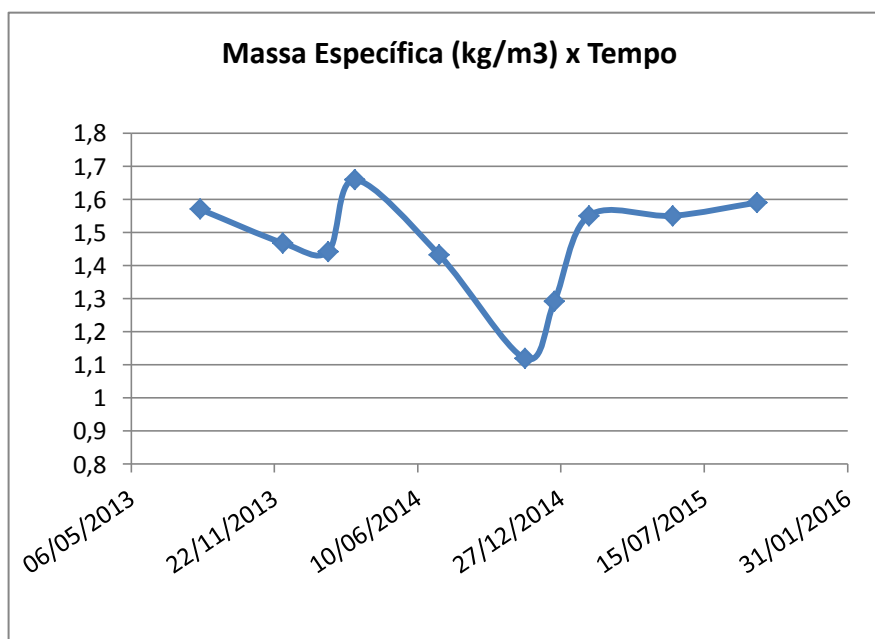


Figura 22 - Gráfico Massa específica x Tempo tocha de baixa

Já a variação máxima da viscosidade foi de 15%, e com gráfico da viscosidade versus tempo é observa-se que os valores de viscosidade tiveram somente um pico durante o período estudado.

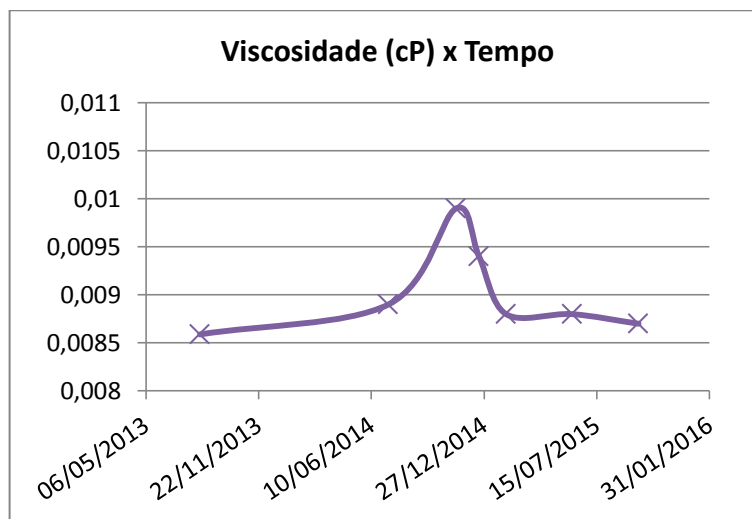


Figura 23 - Gráfico Viscosidade x Tempo tocha de baixa

É importante ressaltar que não são todos os relatórios cromatográficos que informam a viscosidade, por isso os gráficos de viscosidade tem menos dados que os demais. Assim, de forma a sanar essa questão e obter mais dados de viscosidade, para o capítulo 4.5, foi utilizado o modelos matemáticos estabelecido no capítulo 4.1 para estimativa da viscosidade de gás natural.

### 5.5. Estudo de caso da variação da vazão causada pela variação da composição

Assim, a viscosidade, quando não disponível em todas as análises cromatográficas, foi estimada pelo modelo de Lee, Gonzales e Eakin (1966). Já a massa específica foi calculada através da Eq. (21).

Para a tocha de alta - HP foi elaborado o gráfico da Fig. 24, com a variação da viscosidade.

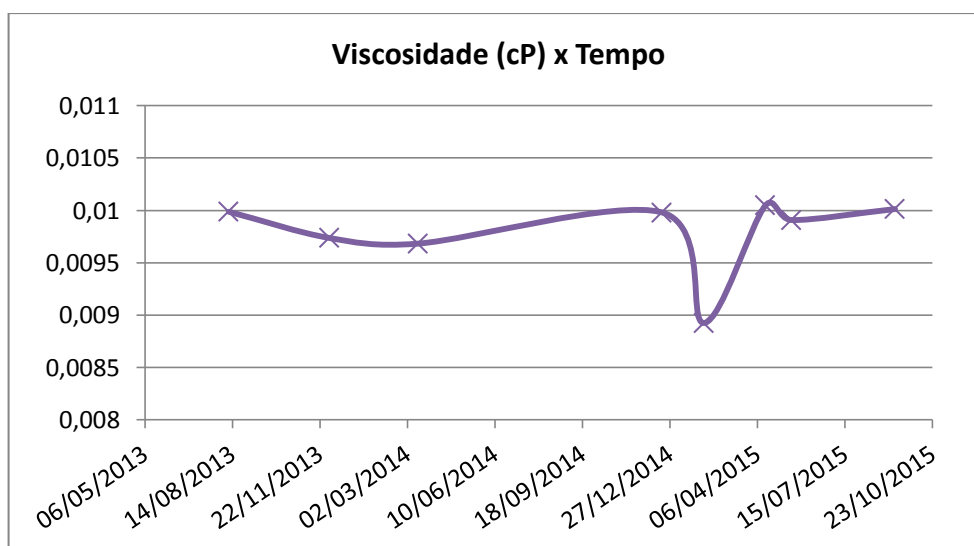


Figura 24 - Variação da Viscosidade tocha de alta pressão utilizando a Correlação Lee Gonzales Eakin

Estimando a variação da vazão através do fluxograma indicado na Fig. 6, devido somente à variação da composição, foi elaborado o gráfico da Fig. 25. Para facilitar a identificação da variação percentual, a primeira vazão calculada foi estabelecida com variação de 0% e foi calculada a variação da vazão para os demais valores.

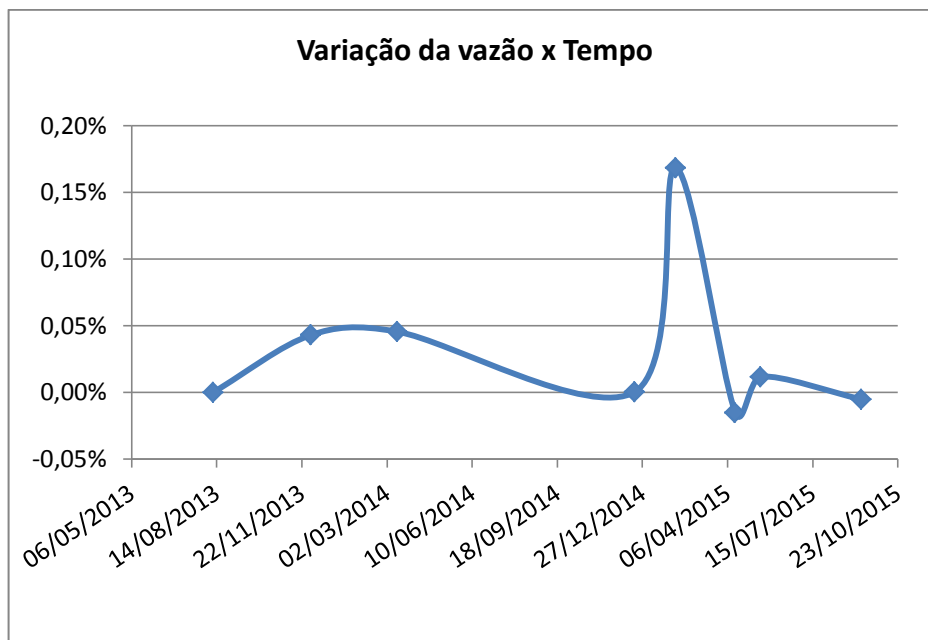


Figura 25 - Variação da Vazão da tocha de alta pressão devido à variação da composição.

A variação máxima do número de Reynolds foi de 49,11% o que provocou uma variação máxima do fator  $k$  de 0,1837% e consequentemente a mesma variação entre as vazões ao longo do tempo, considerando apenas a variação da composição química.

Já para o sistema de baixa pressão foi encontrado o gráfico da Fig. 26, para variação da viscosidade utilizando a Correlação Lee Gonzales Eakin.

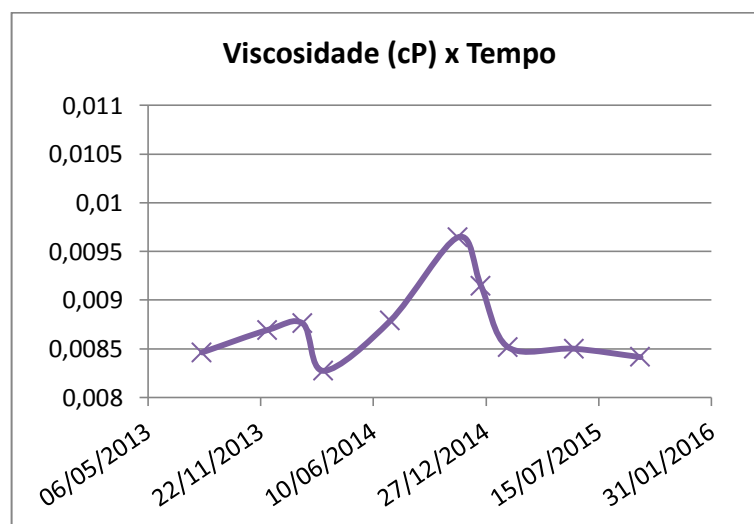


Figura 26 - Variação da Viscosidade tocha de baixa pressão utilizando a Correlação Lee Gonzales Eakin.

Nesse caso, a variação máxima do número de Reynolds foi de 45,18% causando uma variação máxima do fator k de 0,2446% e por, consequência, essa mesma variação foi encontrada para a vazão, como mostra o gráfico da Fig. 27.

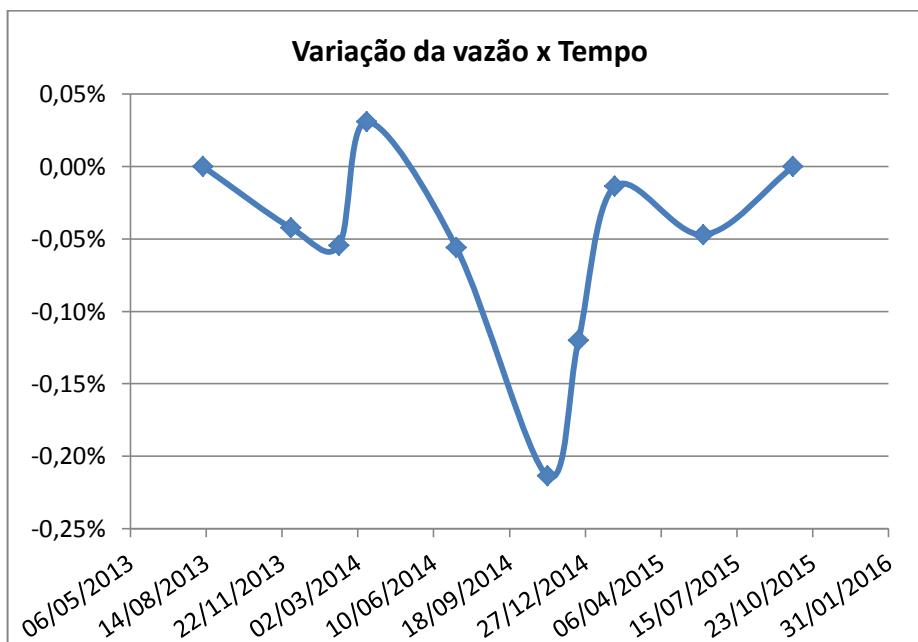


Figura 27 - Variação da Vazão da tocha de baixa pressão devido à variação da composição.

## 6. Considerações Finais

No presente trabalho foram avaliados cinco métodos diferentes para encontrar viscosidade de mistura de gases, quatro métodos que utilizam diferentes regras de misturas apresentadas por Amorim *et al.* (2005) e a Correlação de Lee, Gonzales e Eakin (1966). Ficou evidente que o método mais indicado para essa aplicação é o método 5, da Correlação de Lee, Gonzales e Eakin (1966), pois os valores encontrados de viscosidade se aproximam mais dos valores experimentais de viscosidade que os demais métodos, como visto na seção 3.1.

Além disso, a partir da avaliação da variação do fator de correção de perfil  $k$  com o número de Reynolds, foi possível constatar que para valores de Reynolds entre 1 e  $5 \times 10^7$ , o fator  $k$  varia 8,18%, sendo que essa variação acontece principalmente entre Reynolds igual a 1 até  $1,28 \times 10^5$ . Isso demonstra a necessidade de grande variação de Reynolds para obter elevadas variações do fator  $k$ .

Dessa forma, observando a variação do fator  $k$  e conseqüente variação da vazão para diferentes composições de gás natural, variando os cinco principais componentes desse, foi encontrado uma variação máxima de 0,76% para misturas das espécies gasosas, e 0,77% para amostras contendo 100% de cada um desses componentes.

Para obter variações maiores do valor da vazão seria necessário uma maior variação do fator  $k$  logo, que o número de Reynolds variasse mais. Para tanto, estabelecendo  $v_A$  e  $D$  constantes para o escoamento, a relação  $\frac{\rho}{\mu}$  deveria ser maior. Dessa forma, havendo uma condição termodinâmica para formação de um escoamento de líquido, seria possível obter uma variação da ordem de 1% a 2%, pois a massa específica e a viscosidade variam consideravelmente entre um componente no estado de vapor e líquido.

Também, foi feito um estudo de caso de uma plataforma para avaliar quanto a vazão variou ao longo do tempo devido à composição química. Foi constatado que a máxima variação na plataforma código P-A estudada ocorreu no sistema de tocha de baixa pressão, da ordem de 0,25%.

Por fim, a partir dos resultados encontrados nesse trabalho, foi constatado que a variação da composição química no gás natural de tocha representa cerca de 15% dos 5% da incerteza permitida pela legislação para a medição de vazão em sistemas de tocha.

## 7. Referências Bibliográficas

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

\_\_\_\_\_. **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.

\_\_\_\_\_. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis** : **2016**. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario\\_Estatistico\\_ANP\\_2016.pdf](http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf)>. Acesso em: 30 out. 2016.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 234 de 12/08/2003**, 2003.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 249, de 1º de Novembro de 2000**, 2000.

\_\_\_\_\_. **Portaria ANP nº 1, de 2013**, 10 de junho de 2013.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No. 9: Measurement of Gas by Multipath**. Second Edition, Washington, 2007.

AMORIM, Josinira A.; FILHO, Osvaldo C.; RAJAGOPAL, Krishnaswamy; PAREDES, Márcio L.L.. **AVALIAÇÃO DE REGRAS DE MISTURA PARA VISCOSIDADE E MASSA ESPECÍFICA DE DOIS SISTEMAS REPRESENTATIVOS DE FRAÇÕES DE PETRÓLEO EM CONDIÇÕES DE RESERVATÓRIO**. In: 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador. **Trabalho Técnico Científico**. Salvador: lbp, 2005.

BRASIL. Constituição (1938). **Decreto-lei Nº 395, de 29 de Abril de 1938**. Rio de Janeiro, Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto-lei/1937-1946/Del0395.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0395.htm)>. Acesso em: 02 fev. 2017.



\_\_\_\_\_. Constituição (1938). **Decreto-lei Nº 538, de 07 de Julho de 1938**. Rio de Janeiro, Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto-lei/1937-1946/Del0538.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del0538.htm). Acesso em: 02 fev. 2017.

\_\_\_\_\_. Constituição (1997). **Lei Nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997**.. Brasília, Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm)>. Acesso em: 02 fev. 2017.

COSTA, Luiz Francisco Belém. **O GÁS METANO DO ATERRO SANITÁRIO DE MANAUS E AS POSSIBILIDADES DE USO SOCIAL**. 2011. 52 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Desenvolvimento Regional, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2011.

ICATERM. **Flare**. Disponível em: <<http://www.icaterm.com.br/flare-flare>>. Acesso em: 23 jun. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key world energy statistics**. 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2016.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION. ISO 23251: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Pressure-relieving and depressuring. Switzerland, 2006.

Lee, A. L., Gonzales, M. H. & Eakin, B. E., The Viscosity of Natural Gases, Trans., AIME 237, pp. 237, 997-1000, 1966.

Loureiro, Tabila Yaling Cheng; Orlando, Alcir de Faro. **Medição de Vazão de Gás em Sistemas de Flare (Tocha)**. Rio de Janeiro, 2013, 152p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

MARSHALL, Craig. **Best Practice in Flare Gas Measurement**. Houston: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2012.

MATHIAS, Rogério Bolzan. **Influência Do Perfil De Velocidade Do Escoamento Sobre A Medição Ultra-Sônica De Vazão Por Tempo De Trânsito**. 2010. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2010. Disponível em: <[http://repositorio.ufes.br/bitstream/10/4151/1/tese\\_4909\\_Rogério Bolzan.pdf](http://repositorio.ufes.br/bitstream/10/4151/1/tese_4909_Rogério_Bolzan.pdf)>. Acesso em: 19 jun. 2017.

NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (Estados Unidos). **Propriétés thermophysiques des systèmes fluides**. Disponível em: <<http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>>. Acesso em: 02 mar. 2016.

OGP. **Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry**. Report No. 2.79/288 January 2000. Disponível em: <<https://2ch417pds.files.wordpress.com/2014/04/flaring-venting-in-the-oil-gas-exploration-production-industry.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

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.

RAMOS, Rodrigo. **DESENVOLVIMENTO DE MEDIDOR DE VAZÃO DE GÁS POR ULTRA-SOM: MODELAGEM, PROTÓTIPO E TESTES**. 2006. 106 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Centro Tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2006.

RAMOS, Rogério. **Introdução à Medição de Vazão por Tecnologia Ultrassônica por Tempo de Trânsito**. Vitória: Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, 2015. Color.

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.