

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Heloisa de Melo Lemes

Análise da Influência da Composição e Vazão na Perda de Carga
de Gás Natural em Gasodutos

UBERLÂNDIA

2024

HELOISA DE MELO LEMES

Análise da Influência da Composição e Vazão na Perda de
Carga de Gás Natural em Gasodutos

**Trabalho de Conclusão de Curso sub-
metido à Universidade Federal de
Uberlândia, como requisito necessário
para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Química**

Uberlândia, 03 de Dezembro de 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

HELOISA DE MELO LEMES

Esta Monografia foi julgada adequada para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Química, sendo aprovada em sua forma final pela banca examinadora:

Orientador(a): Prof. Dr. Sergio Mauro da
Silva Neiro
Universidade Federal de Uberlândia - UFU

Prof. Dr. Rubens Gedraite
Universidade Federal de Uberlândia - UFU

Prof. Dr. Thiago Vaz da Costa
Universidade Federal de Uberlândia - UFU

Uberlândia, 03 de Dezembro de 2024

AGRADICIMENTOS

À minha família e amigos, que estiveram ao meu lado durante toda a minha trajetória acadêmica, oferecendo apoio e incentivo em cada etapa desta jornada. Agradeço profundamente por acreditarem em mim e me darem forças para alcançar este momento. Este trabalho é também o reflexo da dedicação e dos valores que vocês me transmitiram.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar a influência da composição química e da vazão no comportamento da perda de carga em gasodutos. Para tal, utilizou-se uma abordagem combinada de modelagem matemática e simulações computacionais.

A modelagem matemática foi fundamentada na equação de Darcy-Weisbach, com adaptações para fluidos compressíveis, incorporando efeitos de densidade variável e aceleração do fluido. Paralelamente, foram realizadas simulações no software AVEVA PRO II, utilizando a equação de estado de Peng-Robinson, adequada para hidrocarbonetos em alta pressão. O estudo de caso considerou um gasoduto hipotético de 134,76 km, ligando São Carlos a Campinas, com variações altimétricas de até 372 metros, operando sob pressões entre 60 e 105 bar e com vazões diárias de 12.000.000 Nm e 16.000.000 Nm.

Os resultados indicam que a perda de carga é sensível à composição do gás, sendo mais pronunciada em misturas com maior massa molar e densidade. Fatores como trocas térmicas com o ambiente e variações de velocidade também se mostraram significativos no desempenho do transporte.

Palavras-chave: Perda de carga, gasodutos, gás natural, composição do gás, vazão, efeito Joule-Thomson, transporte de gás.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural existente, em construção e prevista. Fonte: Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), 2020	11
Figura 2 – Rota proposta para o Gasoduto.	32
Figura 3 – Configuração da Corrente C1 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia	34
Figura 4 – Configuração da Corrente C2 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia	35
Figura 5 – Configuração da Corrente C3 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia	35
Figura 6 – Configuração da Corrente C1 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia	36
Figura 7 – Configuração da Corrente C2 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia	36
Figura 8 – Configuração da Corrente C3 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia	37
Figura 9 – Configuração do Compressor.	37
Figura 10 – Configuração do Resfriador.	38
Figura 11 – Janela de configuração dos tubos.	38
Figura 12 – Configuração do método de cálculo de perda de carga.	40
Figura 13 – Configuração da geometria da tubulação.	40
Figura 14 – Configuração da troca térmica.	41
Figura 15 – Configuração da simulação.	41

Lista de tabelas

Tabela 1 – Pontos de marcação do trajeto do gasoduto.	33
Tabela 2 – Composições que serão estudadas para o gás natural.	34
Tabela 3 – Resultados para a Corrente C1 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia	42
Tabela 4 – Resultados para a Corrente C2 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia	43
Tabela 5 – Resultados para a Corrente C3 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia	43
Tabela 6 – Resultados para a Corrente C1 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia	44
Tabela 7 – Resultados para a Corrente C2 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia	44
Tabela 8 – Resultados para a Corrente C3 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia	45

Sumário

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivos	13
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	14
2.1	Propriedades Físicas e Químicas	14
2.1.1	Densidade	14
2.1.2	Viscosidade	15
2.1.3	Fator de Compressibilidade (Z)	15
2.1.4	Composição	16
2.1.5	Temperatura de Condensação e Poder Calorífico do Gás Natural	17
2.2	Transporte por Gasodutos	18
2.2.1	Segurança no Transporte de Gás	18
2.2.2	Estrutura de Gasodutos	19
2.2.2.1	Pontos de Recebimento e Pontos de Entrega	19
2.2.2.2	Estações de Compressão	20
2.2.3	Estação de Regulagem de Pressão	20
2.2.4	Hubs de Gás Natural	21
2.2.5	Desafios Operacionais dos Gasodutos	21
2.2.5.1	Efeitos da Expansão na Temperatura durante o Transporte de Gás Natural	22
3	MODELAGEM MATEMÁTICA DA PERDA DE CARGA EM GASODUTOS	24
3.1	Dedução da Equação de Darcy-Weisbach	24
3.2	Fator de Atrito de Darcy para Tubos Rugosos	25
3.3	Dedução da Equação para Fluidos Compressíveis	25
3.4	Inclusão do Termo de Aceleração na Perda de Carga	27
3.5	Correlação de Beggs, Brills e Woody	28
3.5.1	Dedução da Perda de Carga em Gasodutos	28
3.6	Equações de Troca de Calor	30
4	METODOLOGIA	31
4.1	Situação Proposta	31
4.2	Simulação	34
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	42
5.1	Influência da Composição na Queda de Pressão	45

5.2	Análise da Relação entre Queda de Pressão e Vazão	46
5.3	Impacto da Variação de Temperatura e Densidade	46
5.3.1	Impacto da Variação de Temperatura e Densidade	46
5.4	Avaliação do Atendimento aos Requisitos de Pressão no Estudo de Caso	47
6	CONCLUSÃO	50
	Referências	51

1 Introdução

O transporte de gás natural por meio de gasodutos se caracteriza por seu baixo custo de operação para transportar grandes quantidades de gás. A construção do primeiro gasoduto de longa distância ocorreu nos Estados Unidos da América no ano 1886. O desenvolvimento da tecnologia, principalmente a técnica de união dos dutos, passando de união rosqueada para soldagem permitiu a construção de gasodutos de grandes diâmetros, altas pressões e sem vazamentos (Mohitpour et al., 2001). Os desafios ao longo do desenvolvimento desses projetos incluíram as limitações de materiais resistentes à pressão e à corrosão, irregularidades de terreno, como elevação, depressão, alagamento, entre outras, impedindo o caminho em linha reta, e conseqüentemente aos obstáculos, os elevados custos de construção.

Com a descoberta de grandes reservas de gás em regiões remotas e com baixa demanda energética, aliada aos incentivos ao uso de combustíveis menos poluentes, houve uma significativa expansão da infraestrutura de transporte de gás por meio de gasodutos. Essa rede cresceu a ponto de alcançar proporções internacionais, especialmente em áreas como o norte da Sibéria e o Oriente Médio, o que demandou a criação de sistemas de transporte interligando países e continentes. Atualmente, a malha global de gasodutos desempenha um papel essencial na segurança energética de várias nações, promovendo a diversificação das fontes de energia.

Os gasodutos são hoje uma das alternativas mais econômicas e eficientes para o transporte de grandes volumes de gás natural, especialmente em percursos de longa distância. Embora outros métodos, como o gás natural liquefeito (GNL), tenham ganhado popularidade por oferecer maior flexibilidade nas rotas de transporte, os gasodutos continuam sendo a escolha preferida para o transporte terrestre, devido ao menor custo operacional e à sua longa vida útil. Além disso, os avanços tecnológicos no monitoramento e manutenção desses sistemas garantem altos níveis de confiabilidade e segurança operacional.

A expansão da malha de gasodutos no Brasil se intensificou nas décadas de 1990 e 2000. A construção do gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL), o primeiro grande projeto brasileiro e considerado um marco para essa indústria. A partir de sua criação foi ampliada as malhas Norte, Nordeste e Sudeste além da interconexão entre as malhas, no Terminal de Cabiúnas (TECAB)

Nos últimos anos, com a abertura do mercado proposta pelo Programa Novo Mercado de Gás (PNMG), o setor *midstream*, segmento da cadeia de petróleo e gás que abrange o transporte, armazenamento e processamento intermediário, conectando a

produção (*upstream*) ao refino e distribuição (*downstream*), passou por mudanças como a introdução de novos agentes, substituição do regime postal pelo regime de entrada e saída e maior flexibilidade tarifária. A venda das transportadoras TAG, NTS e TBG, anteriormente controladas pela Petrobras, marcou a transição para um modelo mais competitivo.

A malha nacional de gasodutos de transporte no Brasil está concentrada principalmente ao longo da costa atlântica e possui uma extensão de 9.410 km, distribuída por todas as regiões, conforme dados de 2020 (Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030). Essa infraestrutura, desenvolvida majoritariamente pela Petrobras, incluía 16 polos de processamento e conexões com terminais de regaseificação e gasodutos internacionais (da Cunha, 2021).

A infraestrutura concentra-se predominantemente nas regiões Sudeste e Sul, onde estão os maiores mercados consumidores, mas também há ramificações no Nordeste, que levam o gás produzido na Bacia de Sergipe-Alagoas para áreas industriais e residenciais, como pode ser visto na Figura 1. Essa infraestrutura é fundamental para garantir o fornecimento constante de gás natural, promovendo a estabilidade do abastecimento e atendendo às necessidades crescentes do mercado nacional.

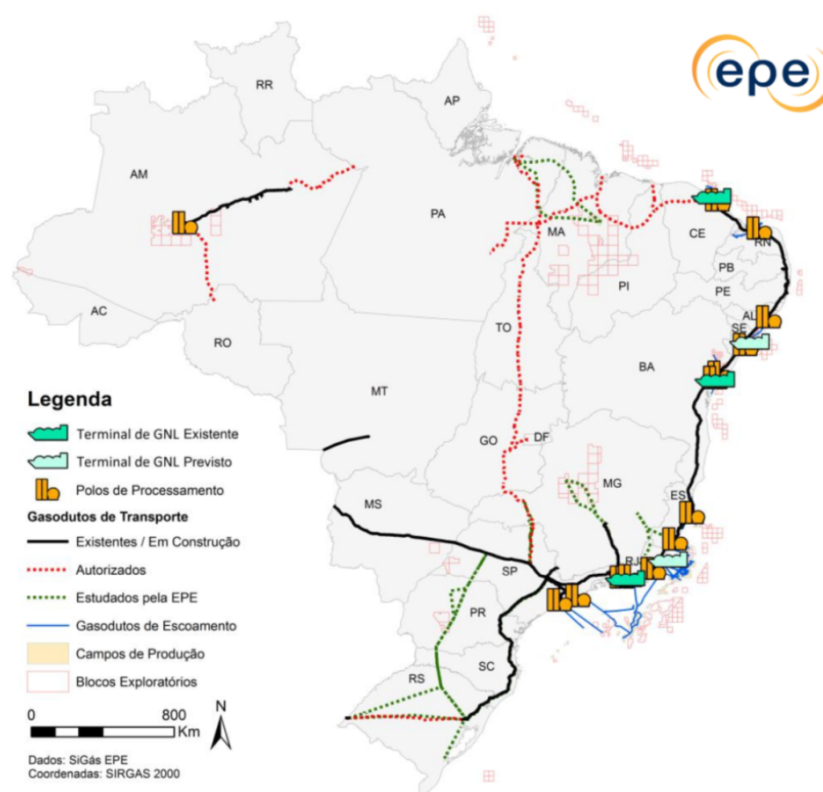


Figura 1 – Infraestrutura de oferta e transporte de gás natural existente, em construção e prevista. Fonte: Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), 2020

Ao diversificar as fontes de suprimento de gás natural o país fortalece sua posição no mercado energético global e aumenta sua resiliência frente a possíveis crises de abastecimento. Além disso, a expansão da rede permite o aproveitamento do gás natural extraído do pré-sal, uma das principais reservas de hidrocarbonetos do país, contribuindo para a competitividade da matriz energética nacional

Apesar das vantagens, o uso de gasodutos para o transporte apresenta diversos desafios operacionais e econômicos. Um dos principais desafios é o alto custo de construção, especialmente em regiões com geografia complexa ou pouco acessíveis. A rigidez da infraestrutura de gasodutos limita o atendimento a variações sazonais na demanda de gás, o que requer um planejamento preciso e uma gestão eficaz da capacidade de transporte (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2018).

A operação contínua e segura dos gasodutos exige a utilização de tecnologias de monitoramento, como sistemas de detecção de vazamentos e inspeção interna com dispositivos de raspagem, conhecidos como *pigs* inteligentes. Esses dispositivos, que são inseridos nos gasodutos e movidos pela pressão do fluido, são equipados com sensores avançados e instrumentos de coleta de dados que permitem avaliar as condições internas das tubulações. Eles identificam problemas estruturais como corrosão, rachaduras, deformidades e defeitos de solda, contribuindo para a manutenção preditiva e prevenção de vazamentos ou falhas catastróficas no sistema. As práticas como a aplicação de revestimentos especiais e a proteção catódica são exemplos de tecnologias empregadas para prevenir a corrosão, prolongando a vida útil dos gasodutos e reduzindo a necessidade de manutenção constante (Taylor e Hall, 2017).

Para garantir a segurança da operação dos gasodutos existem uma série de normas e regulamentações nacionais e internacionais a serem seguidas. No Brasil, a ABNT NBR 12712 estabelece critérios para a construção e operação de gasodutos, enquanto normas internacionais, como a ASME B31.8, fornecem diretrizes de segurança para transporte e distribuição de gás natural.

Além dos aspectos técnicos e regulatórios, a operação de gasodutos no Brasil enfrenta o desafio adicional das intervenções humanas não autorizadas, como obras civis nas proximidades dos dutos. Essas intervenções representam um risco significativo, pois perfurações acidentais podem causar vazamentos e, em casos graves, explosões. Para mitigar esses riscos, empresas do setor realizam campanhas de conscientização pública e monitoramento da faixa de servidão dos gasodutos, garantindo a segurança das operações e prevenindo incidentes que poderiam impactar negativamente as comunidades locais (Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, 2005).

1.1 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar a perda de carga em gasodutos sob diferentes condições operacionais, utilizando uma abordagem que combina modelagem matemática e simulações computacionais. O propósito desta análise é compreender como as variáveis de operação, como a composição do gás, a vazão e as condições físicas do sistema, impactam o desempenho do transporte em gasodutos.

Os objetivos específicos são:

- Desenvolver uma modelagem matemática capaz de descrever a perda de carga em gasodutos, considerando as propriedades físicas do gás e as condições operacionais. Além disso, aplicar essa modelagem em um estudo de caso representativo, que ilustra a influência de fatores como composição do gás, vazão e características da tubulação na perda de carga.
- Realizar simulações computacionais para os cenários definidos no estudo de caso, utilizando o *software AVEVA Pro II*. Para que seja possível comparar resultados dessas simulações com os esperados pela modelagem matemática, de forma a verificar a consistência e a coerência entre ambas as abordagens.

2 Fundamentos Teóricos

2.1 Propriedades Físicas e Químicas

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos, sendo que seu componente predominante é o metano (CH_4), mas também contém etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) e pentano (C_5H_{12}), podendo haver pequenas quantidades de hidrocarbonetos mais pesados, impurezas não combustíveis, como dióxido de carbono (CO_2), nitrogênio (N_2), e traços de sulfeto de hidrogênio (H_2S), mercúrio, vapor de água e hélio (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2008). A variação da composição depende principalmente do campo de produção, dos processos de tratamento e das condições de transporte.

O gás associado ao petróleo tende a ter uma maior concentração de hidrocarbonetos mais pesados, enquanto o gás de campos não convencionais, como o gás de xisto, geralmente possui maior concentração de metano. As diferenças na composição tem influência nas propriedades físicas do gás, como densidade e viscosidade. A presença de impurezas como CO_2 e H_2S e mercúrio requer tratamento adicional para remoção, para evitar a corrosão nos equipamentos e garantir a qualidade do gás distribuído.

Entre as principais propriedades físicas e químicas do gás natural, destacam-se a densidade, viscosidade, fator de compressibilidade e temperatura de condensação. Cada uma dessas propriedades influencia o comportamento do gás durante seu transporte e armazenamento.

2.1.1 Densidade

A densidade do gás natural está relacionada à sua composição e às condições de temperatura e pressão a que está submetido. Hidrocarbonetos mais pesados, como o propano e o butano, aumentam a densidade do gás, enquanto gases mais leves como o nitrogênio, tendem a reduzir essa propriedade (PUC-Rio, 2014). A densidade do gás é expressa em kg/m^3 e é uma característica fundamental para o cálculo da perda de carga em gasodutos.

Para calcular a densidade do gás natural, a depender de suas condições, pode-se utilizar a equação de estado dos gases ideais. No entanto, para um resultado mais preciso, é empregado a correções para gases reais através do fator de compressibilidade (fator Z), que ajusta os desvios do comportamento ideal com base em uma equação de estado

(McCain, 2017), conforme a equação a seguir:

$$\rho = \frac{M \cdot p}{Z \cdot R \cdot T}, \quad (2.1)$$

2.1.2 Viscosidade

A viscosidade do gás natural representa a sua resistência interna ao escoamento, influenciando o dimensionamento de compressores e tubulações. Gases com maior quantidade de hidrocarbonetos mais pesados, como o propano e o butano, apresentam viscosidade mais elevada, o que implica em um aumento na energia necessária para o bombeamento e transporte do gás.

A viscosidade varia com a composição do gás e com as condições de operação, como temperatura e pressão. Para determinar a viscosidade são utilizadas correlações empíricas baseadas em dados experimentais ou modelos teóricos da mecânica dos fluidos (Azubuike et al., 2019).

2.1.3 Fator de Compressibilidade (Z)

O fator de compressibilidade, ou fator Z , é um parâmetro que ajusta a equação dos gases ideais para comportamentos não ideais, observados em altas pressões e baixas temperaturas, condições comuns em operações de transporte de gás natural em gasodutos. Esse fator é uma função da composição do gás e das condições de operação.

O fator Z influencia o cálculo de propriedades volumétricas, como a densidade. O cálculo pode ser realizado através da equação de estado de Peng-Robinson, muito utilizada para hidrocarbonetos, que é dada por:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{V_m(V_m + b) + b(V_m - b)}, \quad (2.2)$$

onde P é a pressão, T é a temperatura, R é a constante dos gases, V_m é o volume molar do gás, e a e b são parâmetros ajustáveis que dependem da natureza do fluido e das condições de temperatura e pressão. O parâmetro b pode ser calculado conforme a (2.3)

$$b = \frac{R \cdot T_c}{8 \cdot P_c} \quad (2.3)$$

O parâmetro a da equação de Peng-Robinson pode ser escrito como:

$$a = a_0 \cdot \alpha, \quad (2.4)$$

Sabendo que

$$a_0 = \frac{27 \cdot R^2 \cdot T_c^2}{64 \cdot P_c} \quad (2.5)$$

e

$$\alpha = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2, \quad (2.6)$$

com

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2, \quad (2.7)$$

onde ω é o coeficiente acêntrico do gás, T_c é a temperatura crítica e P_c é a pressão crítica. Estas propriedades dependem da natureza do gás. No caso de misturas, as propriedades críticas e o coeficiente acêntrico são calculados com base em correlações que levam em consideração as propriedades de cada componente e sua fração molar na mistura. (Sandler, 2020)

Substituindo as expressões de α e m na Equação (2.2), obtemos uma equação cúbica em V_m , que pode ser reescrita em termos de Z , o fator de compressibilidade, em que Para um gás real, o fator de compressibilidade Z é definido como:

$$Z = \frac{PV_m}{RT}. \quad (2.8)$$

A equação resultante é:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (2.9)$$

onde

$$A = \frac{aP}{(RT)^2}, \quad (2.10)$$

$$B = \frac{bP}{RT}. \quad (2.11)$$

A resolução da Equação (2.9) para Z geralmente requer métodos numéricos, como o método de Newton-Raphson. Alternativamente, as raízes podem ser determinadas analiticamente, mas na prática, os métodos iterativos são preferidos. (Sandler, 2020).

2.1.4 Composição

A composição do gás natural pode variar de acordo com o local de extração, o tipo de reservatório e o tratamento ao qual o gás é submetido. Quando extraído de campos de petróleo, o gás natural, frequentemente chamado de gás associado, é encontrado misturado com hidrocarbonetos líquidos e geralmente apresenta uma composição mais complexa, com a presença de etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos pesados. Já o gás natural

proveniente de depósitos de xisto, conhecido como gás não convencional, tende a ter uma maior concentração de metano, com menos impurezas e hidrocarbonetos mais pesados. A variação de composição se estende a outros tipos de gás, como o gás de carvão, que pode conter quantidades mais elevadas de dióxido de carbono (CO_2), e o gás biogênico, proveniente de processos biológicos, que geralmente possui concentrações menores de metano e mais contaminantes, como nitrogênio (N_2) (Stre et al., 2011).

Contaminantes comuns no gás natural incluem CO_2 , N_2 , água, compostos de enxofre, como o sulfeto de hidrogênio (H_2S), e traços de mercúrio. O dióxido de carbono e o nitrogênio são considerados diluentes, uma vez que não contribuem significativamente para o valor energético do gás e reduzem a qualidade do produto final. A presença de H_2S é indesejável devido à sua toxicidade e à capacidade de causar corrosão nos equipamentos de transporte e processamento. Além disso, traços de mercúrio podem danificar catalisadores e outros equipamentos na cadeia de processamento, transporte e armazenamento do gás. Por isso, o tratamento do gás natural é essencial para remover esses contaminantes antes que ele seja distribuído para uso comercial. (Sun et al., 2015)

Para que o gás natural seja comercializado no Brasil, ele precisa atender aos requisitos estabelecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Resolução ANP nº 16/2008, por exemplo, especifica que o gás natural comercializado deve ter um teor máximo de 3% de CO_2 e até 1% de N_2 . Além disso, o teor de H_2S não pode exceder 10 ppm (partes por milhão) e o gás deve ser livre de água líquida para evitar problemas de hidratação nos gasodutos.

Além das exigências de composição, a ANP também impõe limites para as características físico-químicas, como o poder calorífico, que deve ser de no mínimo 9.000 kcal/m^3 , e o ponto de orvalho, que deve ser suficientemente baixo para prevenir a condensação de hidrocarbonetos durante o transporte (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2008). Essas normas asseguram que o gás fornecido ao mercado seja adequado para diferentes aplicações, incluindo uso residencial, industrial e como combustível veicular, promovendo assim uma padronização na qualidade do gás natural distribuído no Brasil.

2.1.5 Temperatura de Condensação e Poder Calorífico do Gás Natural

A temperatura de condensação do gás natural é influenciada pela sua composição. Hidrocarbonetos mais pesados condensam a uma temperatura mais elevada quando comparado com os hidrocarbonetos mais leves (McCain, 2017). A formação de líquidos na operação de gasodutos é indesejável, pois pode causar bloqueios na tubulação, aumento da perda de pressão e danos aos equipamentos de compressão.

O poder calorífico do gás natural refere-se à quantidade de energia liberada pela

combustão completa de um metro cúbico de gás. O metano, que é o componente predominante do gás natural, possui um dos maiores poderes caloríficos entre os hidrocarbonetos leves, o que contribui para o alto valor energético do gás

2.2 Transporte por Gasodutos

O gás flui nos gasodutos devido a diferenças de pressão ao longo do sistema. A pressão é gerada em estações compressoras, localizadas estrategicamente ao longo do gasoduto, que aumentam a pressão do gás para que ele se mova por grandes distâncias (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2016).

O fluxo do gás dentro do gasoduto ocorre de forma contínua, e a pressão decresce gradualmente à medida que o gás percorre o sistema. O funcionamento eficiente dos gasodutos depende, portanto, de um controle rigoroso da pressão e do monitoramento contínuo das condições internas dos dutos.

2.2.1 Segurança no Transporte de Gás

A segurança no transporte de gás por gasodutos é um aspecto crítico para a operação segura e eficiente desses sistemas, regulado por uma série de normas técnicas e exigências legais. Entre os principais documentos regulatórios estão normas nacionais e internacionais que cobrem o projeto, construção, operação e manutenção de gasodutos, como a NR-13: Norma Regulamentadora - Caldeiras, Vasos de Pressão e Tubulações (Ministério do Trabalho e Emprego - MTE, 2018), que trata das caldeiras, vasos de pressão e tubulações no Brasil, e a ASME B31.8 (*American Society of Mechanical Engineers*), que estabelece requisitos para gasodutos de transporte e distribuição de gás natural.

Essas normas fornecem diretrizes essenciais sobre a seleção de materiais, métodos de construção e procedimentos de inspeção, e abordam aspectos de integridade estrutural para mitigar riscos ao longo do ciclo de vida dos gasodutos (Silva, 2016). No Brasil, a NBR 12712: Instalação de gasodutos e segurança do transporte de gás natural (Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, 2011) é a norma principal que regulamenta a instalação e segurança dos sistemas de transporte de gás natural, especificando critérios para a construção e operação de gasodutos, com foco em segurança, eficiência e sustentabilidade.

Além das regulamentações, o uso de tecnologias avançadas desempenha um papel importante na segurança operacional. Sistemas de detecção de vazamentos, monitoramento de pressão e inspeção interna com *pig* inteligente são amplamente utilizados para a identificação precoce de falhas ou deterioração. Essas tecnologias permitem detectar, por exemplo, corrosão interna ou externa, defeitos de solda e anomalias estruturais antes que causem danos graves ao sistema (Almeida, 2018).

O controle da corrosão, por meio de revestimentos especiais e proteção catódica, é outra prática amplamente recomendada por normas como a ISO 15589-1, que estabelece requisitos para proteção catódica em tubulações enterradas e submersas. Essas medidas visam prolongar a vida útil dos gasodutos e prevenir vazamentos que possam causar impactos ambientais significativos.

Entretanto, mesmo com esses avanços, os riscos de incidentes não podem ser completamente eliminados. Isso é especialmente relevante em regiões suscetíveis a atividades sísmicas ou intervenções não autorizadas, como obras civis realizadas próximas à faixa de servidão dos gasodutos. Para mitigar esses riscos, normas como a API 1162 (American Petroleum Institute - API, 2003) recomendam programas de comunicação pública para educar a comunidade sobre a segurança dos gasodutos, enquanto a NR-33 (Ministério do Trabalho e Emprego - MTE, 2014) estabelece diretrizes de segurança no trabalho em espaços confinados, comuns em operações de manutenção .

Além disso, as empresas operadoras são obrigadas a manter planos de emergência atualizados, conforme exigido pela ABNT NBR 15266, que trata do planejamento e resposta a emergências em sistemas de transporte de gás natural. Treinamentos periódicos para os funcionários, junto com simulações de emergência, são essenciais para garantir que a equipe esteja preparada para lidar com situações de crise de forma rápida e eficaz, minimizando o risco de danos ambientais e à vida humana.

2.2.2 Estrutura de Gasodutos

A estrutura de um sistema de transporte de gás por gasodutos é composta por diversos componentes interligados, que garantem o escoamento contínuo e seguro do gás natural desde os pontos de produção até os centros consumidores. Os principais elementos dessa infraestrutura incluem os pontos de recebimento, os pontos de entrega e as estações de compressão, que desempenham papéis fundamentais no processo de transporte.

2.2.2.1 Pontos de Recebimento e Pontos de Entrega

Os pontos de recebimento são as instalações onde o gás natural é coletado, seja diretamente dos campos de produção ou de outros sistemas de transporte. Os pontos de entrega são aqueles em que o gás é enviado para outra instalação, seja o destino final do gás ou outro sistema de transporte (Brasil, 2009). Nesses locais, o gás pode passar por processos de tratamento para a remoção de impurezas, como água, hidrocarbonetos líquidos, compostos de enxofre, garantindo que a qualidade do gás esteja de acordo com as especificações exigidas para o transporte em gasodutos ou comercialização do gás.

Em ambos os pontos devem ser realizadas medições de qualidade e quantidade do gás, pois são responsáveis pela transferência de custódia do gás, de modo que deve

assegurar a conformidade com os contratos de fornecimento. Nas estações de medição é medido as condições de temperatura, pressão e a vazão do gás. (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), 2016)

A transferência de custódia devem ser realizadas após instalações de separação primária, e os instrumentos utilizados devem ser calibrados regularmente para operar dentro da classe exatidão adequada, 1,5 para gás natural,(Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), 2013). Além disso, é vedada a utilização de dispositivos que alterem os dados de medição sem autorização.

2.2.2.2 Estações de Compressão

As estações de compressão são componentes essenciais para manter o fluxo de gás ao longo de redes de gasodutos muito extensas. À medida que o gás natural flui através do duto, a fricção com as paredes internas do tubo, mudanças de elevação, acidentes da tubulação, variação de temperatura, entre outros fatores, reduzem gradualmente a pressão do gás. Para compensar essa perda e assegurar que o gás continue fluindo em direção aos pontos de entrega, são instaladas estações de compressão em intervalos regulares ao longo do gasoduto .

Nessas estações, o gás é comprimido por meio de compressores que aumentam sua pressão. A depender de sua localidade e disponibilidade de recursos, podem ser utilizados motores a gás ou elétricos como fonte de energia. A seleção do tipo de compressor e a distância entre as estações são determinados com base em fatores como o diâmetro do gasoduto, a composição do gás, a pressão inicial de operação e a topografia do terreno, uma vez que são fatores que influenciam na perda de carga. Outro parâmetro importante é a pressão necessária na chegada do gás, que pode ser determinado de acordo com exigências específicas de cada projeto a depender do destino do gás após o ponto de entrega(Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), 2016).

2.2.3 Estação de Regulagem de Pressão

As estações de regulagem de pressão desempenham a função de ajustar a pressão do gás ao nível adequado para o transporte em etapas subsequentes ou para o uso final pelos consumidores. A principal função de uma estação é reduzir a pressão do gás de níveis elevados, típicos de sistemas de transporte em alta pressão, para níveis mais baixos, adequados às redes de distribuição ou ao uso direto pelos consumidores finais. Este processo ocorre por meio de válvulas de regulagem, que controlam a vazão do gás e mantêm a pressão constante, mesmo diante de flutuações na demanda ou na pressão de entrada. (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), 2016)

Essas estações são equipadas com sistemas de segurança, como válvulas de alívio de pressão, que liberam o gás em caso de sobrepressão, evitando danos ao sistema. Sistemas de medição de pressão e vazão também são frequentemente integrados às estações, permitindo o monitoramento contínuo das condições operacionais e garantindo conformidade com os padrões regulamentares.

2.2.4 Hubs de Gás Natural

Os hubs de gás natural são pontos de interconexão em sistemas de transporte de gás e permitem a integração de múltiplos gasodutos. Esses hubs funcionam como centros logísticos, onde o gás de diferentes origens pode ser redistribuído para atender à demanda de diversas regiões. Além disso, hubs servem como locais estratégicos para a definição de preços de mercado, sendo muitas vezes associados a plataformas de negociação onde contratos de gás natural são comprados e vendidos

A existência de hubs promove a flexibilidade e a segurança do abastecimento de gás, ao permitir que consumidores acessem diferentes fontes em caso de interrupções no fornecimento de um dos gasodutos conectados. Por exemplo o HUB de Paulínia, uma instalação no sistema do Gasoduto Bolívia-Brasil, onde é interligado os gasodutos Paulínia-Jacutinga (GASPAJ), CampinasRio (GASCAR), os Trechos Sul, Norte e Paulínia-Guararema do gasoduto BolíviaBrasil (GASBOL), bem como o ponto de entrega para a refinaria da REPLAN e os ramais de entrada e saída da Estação de Compressão de Paulínia. é possível também receber o gás efluente das Bacias de Campos e Espírito Santo e GNL efluente da Baía de Guanabara através da inversão de fluxo do gasoduto GASCAR. (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), 2016)

2.2.5 Desafios Operacionais dos Gasodutos

A operação contínua e segura de gasodutos enfrenta uma série de desafios operacionais que podem impactar a eficiência do transporte de gás e a integridade dos sistemas. Esses desafios decorrem tanto de fatores técnicos quanto de condições ambientais e operacionais, exigindo uma abordagem integrada de monitoramento, manutenção e resposta a emergências.

Um dos principais desafios operacionais está relacionado às variações de pressão e temperatura ao longo do gasoduto, influenciadas por mudanças topográficas, como terrenos montanhosos, e pelas estações de compressão distribuídas ao longo da rede. As flutuações de pressão podem comprometer o fluxo contínuo e causar problemas de integridade estrutural nas tubulações, aumentando o risco de falhas. Para mitigar esses riscos, é essencial realizar um balanceamento adequado da pressão e otimizar a localização das estações de compressão, levando em consideração o perfil do terreno e as características

do gás transportado.

Outro desafio significativo é o gerenciamento da corrosão, tanto interna quanto externa, que pode ocorrer devido à composição química do gás ou a condições ambientais adversas. A aplicação de revestimentos e a utilização de sistemas de proteção catódica, conforme descrito nas normas ISO 15589-1 e ABNT NBR 12712, são medidas eficazes, mas requerem monitoramento constante e inspeções periódicas. A falha em controlar a corrosão pode levar a vazamentos, reduzindo a segurança, aumentando os custos de reparo e possivelmente reduzindo a vida útil do sistema.

Além disso, a presença de contaminantes no gás, como água, sulfetos e hidrocarbonetos pesados, pode causar incrustações e bloquear o fluxo dentro do gasoduto, especialmente em pontos de recebimento e estações de compressão. Para lidar com esses problemas, é necessário implementar sistemas de remoção de contaminantes adequados, alinhados com as normas técnicas, para garantir a pureza do gás e evitar falhas mecânicas nas estações

Por fim, as intervenções humanas não autorizadas, como obras civis nas proximidades dos gasodutos, representam um risco significativo. A falta de conhecimento sobre a localização dos dutos pode resultar em perfurações acidentais, causando vazamentos e, em casos extremos, explosões. Normas como a API 1162 incentivam a comunicação com as comunidades locais e a implementação de programas de conscientização pública para reduzir esses riscos. No entanto, a resposta rápida a incidentes dessa natureza continua sendo um dos maiores desafios enfrentados pelas operadoras de gasodutos.

2.2.5.1 Efeitos da Expansão na Temperatura durante o Transporte de Gás Natural

A expansão de gases no transporte por gasodutos é acompanhada por mudanças de temperatura, cujas características dependem das propriedades termodinâmicas do gás e das condições operacionais. Durante uma expansão adiabática, a temperatura do gás pode aumentar ou diminuir, dependendo de fatores como a entalpia inicial, a composição química do gás, e as condições de pressão e temperatura.

Para gases reais, o comportamento térmico durante a expansão é descrito pelo coeficiente de expansão isotérmica

$$\alpha = -\frac{1}{V} \left. \frac{\partial V}{\partial T} \right|_P \quad (2.12)$$

e pelas relações de equilíbrio termodinâmico, que variam conforme a composição do gás e sua proximidade com condições críticas. Misturas ricas em hidrocarbonetos leves, como o metano predominante no gás natural, geralmente apresentam resfriamento em pressões intermediárias.

A dinâmica térmica é crítica para o transporte de gás natural, pois as mudanças

de temperatura afetam diretamente a densidade e a eficiência do transporte. Além disso, quedas acentuadas de temperatura podem levar à formação de hidratos ou congelamento, representando desafios operacionais significativos. Esses fenômenos requerem estratégias adequadas de monitoramento e controle para mitigar impactos negativos no fluxo e na integridade do sistema.

3 Modelagem Matemática da Perda de Carga em Gasodutos

A análise de perda de carga para gases monofásicos, quando combinada com os efeitos de trocas térmicas, é essencial sistemas de transporte de gás natural.

O escoamento de fluidos por tubos gera uma perda de carga, que pode ser entendida como a perda de pressão devido à fricção entre o fluido e as paredes do tubo, além de outros efeitos como variações de altura e trocas de calor. A perda de carga pode ser expressa de forma generalizada pela equação de Darcy-Weisbach, que é válida para diferentes regimes de escoamento, incluindo o turbulento. Para deduzir essa equação, é necessário partir da equação de conservação de energia para um volume de controle aplicado ao escoamento de um fluido.

3.1 Dedução da Equação de Darcy-Weisbach

Considerando um escoamento unidimensional e estacionário de um fluido em um tubo com seção transversal constante, a equação de Bernoulli (White, 2015) entre dois pontos no tubo pode ser escrita como:

$$P_1 + \frac{\rho v_1^2}{2} + \rho g z_1 = P_2 + \frac{\rho v_2^2}{2} + \rho g z_2 + \rho g h_f, \quad (3.1)$$

onde P_1 e P_2 são as pressões nos pontos 1 e 2, v_1 e v_2 são as velocidades do fluido, ρ é a densidade, g é a aceleração da gravidade, z_1 e z_2 são as elevações dos pontos e h_f é a perda de energia por unidade de massa do fluido devido à fricção, conhecida como perda de carga.

Para um escoamento incompressível em regime estacionário, as variações de velocidade e altura são desprezíveis em muitas aplicações práticas. Assim, a equação de Bernoulli simplifica-se para:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = h_f \cdot \rho g, \quad (3.2)$$

onde ΔP é a perda de pressão ao longo do comprimento do tubo. O termo de perda de carga por fricção pode ser associado à expressão empírica desenvolvida por Darcy e

Weisbach (Heilmann, 2017):

$$h_f = f_D \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (3.3)$$

onde f_D é o fator de atrito de Darcy, L é o comprimento do tubo, D é o diâmetro hidráulico do tubo e v é a velocidade média do fluido. Substituindo a equação (3.3) na equação (3.2), obtemos a forma clássica da equação de Darcy-Weisbach para perda de carga em termos de perda de pressão:

$$\Delta P = f_D \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho v^2}{2}. \quad (3.4)$$

Essa equação expressa a perda de pressão como uma função do comprimento e diâmetro do tubo, da velocidade e densidade do fluido e do fator de atrito, que é determinado pelo regime de escoamento e pela rugosidade do tubo.

3.2 Fator de Atrito de Darcy para Tubos Rugosos

O fator de atrito de Darcy, f_D , depende do número de Reynolds (Re) e da rugosidade relativa do tubo ϵ/D . Para o regime de escoamento turbulento, o fator de atrito pode ser determinado usando a equação de Colebrook-White, válida para tubos com rugosidade pequena, mas não desprezível

$$\frac{1}{\sqrt{f_D}} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f_D}} \right), \quad (3.5)$$

onde ϵ é a rugosidade absoluta do tubo (m), e Re é o número de Reynolds, dado por:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}, \quad (3.6)$$

sendo μ a viscosidade dinâmica do gás (Pa·s). A solução da equação implícita de Colebrook-White pode ser obtida por métodos numéricos, como o método de iteração de Newton-Raphson.

3.3 Dedução da Equação para Fluidos Compressíveis

Para sistemas de transporte de gases é necessário o cálculo da perda de carga para escoamentos compressíveis, no qual a densidade do fluido varia significativamente ao longo do tubo. Ao contrário dos escoamentos incompressíveis, a compressibilidade dos gases implica a necessidade de adaptar as equações tradicionais, considerando a relação entre

densidade, pressão e temperatura. Este comportamento é particularmente importante em regimes turbulentos e em longos dutos.

A equação de Darcy-Weisbach, pode ser modificada para escoamentos compressíveis. Começando com a conservação de energia em um volume de controle, temos a equação:

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{p}{\rho} + \frac{v^2}{2} + gz \right) = -f_D \frac{v^2}{2D}, \quad (3.7)$$

onde p é a pressão, ρ a densidade, v a velocidade média, g a aceleração da gravidade, z a altura, D o diâmetro do tubo e dx o infinitesimal do comprimento do tubo e f_D o fator de atrito de Darcy. Esta equação, descreve o balanço energético para escoamentos onde o fluido sofre variações de densidade devido à compressibilidade.

Expandindo o lado esquerdo da equação de energia diferencial, para o termo de pressão específica, pode ser escrito como:

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{p}{\rho} \right) = \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dx} - \frac{p}{\rho^2} \frac{d\rho}{dx}, \quad (3.8)$$

onde a regra da cadeia é aplicada para diferenciar o termo de pressão com relação a x .

Para o termo de energia cinética $\frac{v^2}{2}$:

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{v^2}{2} \right) = v \frac{dv}{dx}, \quad (3.9)$$

já que a velocidade v é função da posição x .

O termo de energia potencial gz é geralmente desprezado em escoamentos horizontais, assumindo que $dz = 0$.

Substituindo esses resultados na equação de energia diferencial, obtemos:

$$\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dx} - \frac{p}{\rho^2} \frac{d\rho}{dx} + v \frac{dv}{dx} = -\frac{f_D}{D} \frac{v^2}{2}, \quad (3.10)$$

Para aplicar a equação (3.10) é necessário integrá-la ao longo do comprimento do tubo. A integração considera as variações de densidade, pressão e velocidade entre os pontos de entrada e saída do duto. No caso de escoamentos compressíveis, a densidade ρ não pode ser tratada como constante, sendo crucial recorrer a relações termodinâmicas, como o uso de uma equação de estado, para determinar as propriedades do fluido em função da pressão e da temperatura.

A variação de densidade ao longo do tubo pode ser aproximada utilizando uma densidade média, definida como:

$$\rho_m = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}, \quad (3.11)$$

As densidades ρ_1 e ρ_2 são as referentes aos pontos de entrada e saída do tubo, respectivamente. Esse método simplifica a análise de escoamentos sub-sônicos, onde as mudanças de densidade não são excessivamente grandes.

Em sistemas práticos, a equação é frequentemente resolvida iterativamente, especialmente para gases em altas pressões e longos dutos. A densidade média ρ_m , como definida na equação (3.11), pode ser usada para simplificar os cálculos iniciais, mas a precisão pode ser melhorada iterando sobre os valores calculados de ρ ao longo do comprimento do tubo.

3.4 Inclusão do Termo de Aceleração na Perda de Carga

Para uma modelagem mais precisa da perda de carga deve-se considerar o termo de aceleração, que ocorre devido a mudanças na velocidade que podem ser causadas pela compressibilidade do fluido ou por trocas de calor. Esse efeito é relevante em escoamentos em que a velocidade do fluido muda de forma não desprezível ao longo do comprimento do tubo.

A inclusão do termo de aceleração na equação de perda de carga pode ser feita através da equação de conservação da quantidade de movimento. Considerando um incremento diferencial no tubo, temos:

$$d(\rho v) = \rho dv + v d\rho, \quad (3.12)$$

onde v é a velocidade do fluido e ρ é a densidade. Esse termo contribui para a variação de pressão ao longo do tubo, somando-se ao efeito de fricção e às variações de altura.

Assim, a equação diferencial para perda de carga com o termo de aceleração incorporado é dada por (White, 2015):

$$dP = - \left(f_D \frac{L}{D} \frac{\rho v^2}{2} + \rho v dv \right). \quad (3.13)$$

Esse termo adicional torna-se mais pronunciado em sistemas onde há grande variação de velocidade ao longo do tubo, como em processos de compressão e expansão em gasodutos longos ou sujeitos a variações significativas de temperatura.

3.5 Correlação de Beggs, Brills e Woody

Para tubos inclinados, o impacto da inclinação no escoamento deve ser considerado. A correlação de Beggs e Brill (modificada por Woody) é utilizada para estimar a perda de carga em escoamentos multifásicos, mas também pode ser adaptada para gases monofásicos. A correlação considera o ângulo de inclinação do tubo θ :

$$\Delta P_{\text{inclinado}} = \Delta P_{\text{horizontal}} + \Delta P_{\text{gravidade}}, \quad (3.14)$$

onde $\Delta P_{\text{horizontal}}$ é a perda de carga para um tubo horizontal (obtida pela equação (3.4)) e $\Delta P_{\text{gravidade}}$ é a componente de perda de carga devido ao efeito da gravidade, dado por:

$$\Delta P_{\text{gravidade}} = \rho g L \sin(\theta), \quad (3.15)$$

onde g é a aceleração da gravidade (9.81 m/s^2) e θ é o ângulo de inclinação do tubo em relação à horizontal.

3.5.1 Dedução da Perda de Carga em Gasodutos

Partindo da equação (3.10) para fluidos compressíveis

$$\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dx} - \frac{p}{\rho^2} \frac{d\rho}{dx} + v \frac{dv}{dx} = -\frac{f_D}{D} \frac{v^2}{2},$$

é possível já realizar a simplificação ao considerar a densidade, como densidade média, tal que ρ_1 e ρ_2 são as densidades na entrada e saída do duto, respectivamente. Utilizando o conceito de densidade média, o termo $\frac{d\rho}{dx} = 0$, logo a equação pode ser reescrita como

$$\frac{1}{\rho_m} \frac{dp}{dx} + v \frac{dv}{dx} = -\frac{f_D}{D} \frac{v^2}{2}, \quad (3.16)$$

Considerando uma vazão volumétrica Q , podemos relacionar a velocidade média v ao fluxo volumétrico com a seguinte relação:

A vazão volumétrica Q é relacionada à velocidade v pela expressão:

$$Q = v \cdot A = v \cdot \frac{\pi D^2}{4}, \quad (3.17)$$

o que implica:

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}. \quad (3.18)$$

Ao substituir $v = \frac{4Q}{\pi D^2}$ na equação (3.19), temos:

$$\frac{1}{\rho_m} \frac{dp}{dx} + \frac{4Q}{\pi D^2} \cdot \frac{d}{dx} \left(\frac{4Q}{\pi D^2} \right) = -\frac{f_D}{D} \frac{\left(\frac{4Q}{\pi D^2} \right)^2}{2}, \quad (3.19)$$

Simplificando o lado direito da equação

$$\frac{1}{\rho_m} \frac{dp}{dx} + \frac{4Q}{\pi D^2} \cdot \frac{d}{dx} \left(\frac{4Q}{\pi D^2} \right) = -\frac{16f_D Q^2}{2\pi^2 D^5}, \quad (3.20)$$

Sabe-se que $\frac{4}{\pi D^2}$ é constante, a equação pode ser reescrita como

$$\frac{1}{\rho_m} \frac{dp}{dx} + \frac{16Q}{\pi^2 D^4} \cdot \frac{dQ}{dx} = -\frac{8f_D Q^2}{\pi^2 D^5}, \quad (3.21)$$

Isolando $\frac{dp}{dx}$

$$\frac{dp}{dx} = \rho_m \left(-\frac{8f_D Q^2}{\pi^2 D^5} - \frac{16Q}{\pi^2 D^4} \cdot \frac{dQ}{dx} \right), \quad (3.22)$$

Para um fluxo estacionário ($\frac{dQ}{dx} = 0$), a perda de carga é proporcional ao quadrado da vazão volumétrica Q^2 . Isso implica que aumentos na vazão volumétrica ocasionará um aumento quadrático na perda de carga. Com o termo $\frac{16Q}{\pi^2 D^4} \frac{dQ}{dx}$ é possível entender o efeito da aceleração do fluido. Se Q varia ao longo do comprimento do tubo ($\frac{dQ}{dx} \neq 0$), a perda de carga é influenciada por Q e pela taxa de variação da vazão ($\frac{dQ}{dx}$).

Analisando a influencia da densidade, a relação é diretamente proporcional, de modo que o aumento da densidade ocasiona em aumento da perda de carga, assim como menor densidade implica uma menor perda de carga. Sabendo que

A partir da (3.11) e a (2.1)

$$\rho_m = M \frac{\frac{p_1}{Z_1 \cdot T_1} + \frac{p_2}{Z_2 \cdot T_2}}{2R}, \quad (3.23)$$

Substituindo na (3.25)

$$\frac{dp}{dx} = M \frac{\frac{p_1}{Z_1 \cdot T_1} + \frac{p_2}{Z_2 \cdot T_2}}{2R} \cdot \left(-\frac{16Q}{\pi^2 D^4} \frac{dQ}{dx} - f_D \frac{8Q^2}{\pi^2 D^5} \right). \quad (3.24)$$

Sabendo que $p_2 = p_1 + \frac{dp}{dx}$

$$\frac{dp}{dx} = M \frac{\frac{p_1}{Z_1 \cdot T_1} + \frac{p_1 + \frac{dp}{dx}}{Z_2 \cdot T_2}}{2R} \cdot \left(-\frac{16Q}{\pi^2 D^4} \frac{dQ}{dx} - f_D \frac{8Q^2}{\pi^2 D^5} \right). \quad (3.25)$$

Isolando $\frac{dp}{dx}$

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\frac{M}{2R} \cdot \left(-\frac{16Q}{\pi^2 D^4} \frac{dQ}{dx} - f_D \frac{8Q^2}{\pi^2 D^5} \right) \cdot \frac{p_1}{Z_1 \cdot T_1} + \frac{p_1}{Z_2 \cdot T_2}}{1 - \frac{\frac{M}{2R} \cdot \left(-\frac{16Q}{\pi^2 D^4} \frac{dQ}{dx} - f_D \frac{8Q^2}{\pi^2 D^5} \right)}{Z_2 \cdot T_2}} \quad (3.26)$$

Para analisar a perda de carga em relação à massa molar M é importante avaliar cada termo da (3.26). A massa molar M aparece no numerador e no denominador. A partir do numerador percebemos que a relação de M com a perda de carga é diretamente proporcional, de modo que o aumento de M provoca um aumento na perda de carga. No denominador observamos que o aumento da massa molar M implica em um aumento no termo $\frac{M}{2R} \cdot \left(-\frac{16Q}{\pi^2 D^4} \frac{dQ}{dx} - f_D \frac{8Q^2}{\pi^2 D^5} \right)$ e conseqüentemente uma redução no valor do denominador, aumentando a perda de carga.

3.6 Equações de Troca de Calor

Quando há troca de calor entre o fluido e o ambiente, a perda de carga também pode ser influenciada pelas variações de temperatura. A taxa de transferência de calor pode ser expressa por:

$$Q = U \cdot A_{\text{ext}} \cdot \Delta T_{\text{TML}}, \quad (3.27)$$

$$\Delta T_{\text{TML}} = \frac{(T_{\text{Fluido}} - T_{\text{amb}})}{\ln \left(\frac{T_{\text{Fluido}}}{T_{\text{amb}}} \right)}, \quad (3.28)$$

onde Q é a taxa de transferência de calor (W), U é o coeficiente global de transferência de calor ($kcal/(m^2 \cdot ^\circ C \cdot h)$), que representa a resistência térmica total através das camadas, A é a área de superfície do tubo (m^2), T_{fluido} é a temperatura do fluido ($^\circ C$) e T_{amb} é a temperatura ambiente ($^\circ C$).

À medida que o gás perde ou ganha calor, sua densidade varia, afetando o fator $\rho_{\text{média}}$ na equação de perda de carga discutida anteriormente. Para gases que sofrem um aumento de temperatura, a densidade tende a diminuir, o que resulta em uma menor resistência ao escoamento (menor perda de carga friccional), assumindo uma velocidade constante.

A equação (3.7), que considera a variação de densidade ao longo do tubo, torna-se essencial em sistemas de transporte de gases onde as trocas de calor são significativas, como em dutos de gases naturais sujeitos a gradientes de temperatura substanciais. Nessas situações, a integração do comportamento termodinâmico do fluido através da equação de Peng-Robinson é fundamental para uma previsão precisa da perda de carga.

4 Metodologia

Neste trabalho, foi analisado um estudo de caso fictício de um gasoduto construído no Brasil. Para a definição do perfil de elevação do trajeto, utilizou-se o software *Google Earth*, que permitiu a obtenção de dados geográficos e altimétricos. Para criar o trajeto, foram selecionados 15 pontos, possibilitando a análise das variações de elevação ao longo do percurso.

As composições do gás foram escolhidas de modo que respeitassem os limites exigidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para gases comerciais e que resultassem em diferentes massas molares, permitindo avaliar como essa variável influenciava o comportamento do sistema. As temperaturas e pressões foram definidas de forma a simular condições típicas de operação de gasodutos reais, proporcionando maior realismo ao estudo. Para as vazões, adotaram-se valores distintos que resultassem em diferentes impactos sobre a perda de carga e outros efeitos associados ao escoamento no gasoduto. Essa abordagem possibilitou a análise de cenários variados e sua influência no desempenho do sistema.

A simulação do sistema foi realizada no software *AVEVA PRO II*, uma ferramenta amplamente utilizada na indústria de engenharia de processos, especialmente na indústria petroquímica. O *AVEVA PRO II* ofereceu uma biblioteca robusta de operações unitárias e pacotes de propriedades termodinâmicas, o que permitiu a realização de simulações complexas de forma direta e sem necessidade de programação adicional.

Os resultados obtidos na simulação foram comparados com as equações derivadas na modelagem matemática, de forma a verificar qualitativamente sua consistência e adequação aos fundamentos teóricos. Essa etapa de interpretação foi fundamental para garantir a coerência entre os resultados computacionais e os princípios matemáticos do sistema em estudo.

4.1 Situação Proposta

O presente estudo de caso aborda o projeto de um gasoduto hipotético de 134,76 km de extensão, com ponto de partida na Estação de Tratamento de Gás de São Carlos, no estado de São Paulo, e destino na cidade de Campinas. Esse gasoduto será utilizado para o transporte de gás natural em grandes volumes, sendo projetado para operar com uma vazão diária que pode variar de 12.000.000 Nm^3 a 16.000.000 Nm^3 ¹. O gasoduto foi dimensionado para suportar pressões de até 105 bar e operar com pressões mínimas de 60

¹ Nm^3/dia é a unidade de medida de vazão normal, referentes a temperatura de 0°C e pressão de 1 atm

bar, com diâmetro nominal de 24 polegadas. A rota do gasoduto, apresentada na Figura 2, possui variações altimétricas significativas, conforme Tabela 1.

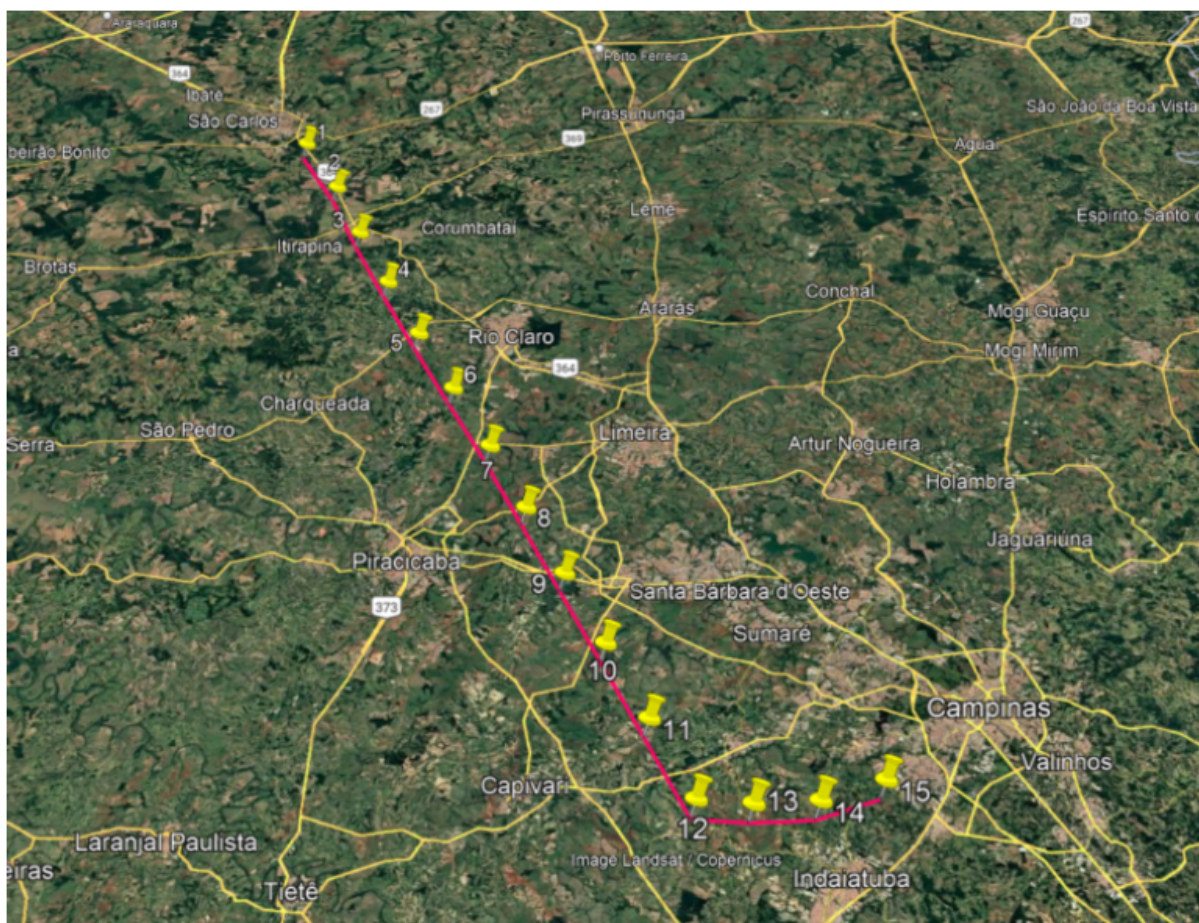


Figura 2 – Rota proposta para o Gasoduto.

A partir do perfil obtido no Google Earth é identificado que o ponto mais alto está a 873m e o mais baixo a 501m. Logo o gasoduto passa por uma diferença de elevação de 372m.

Tabela 1 – Pontos de marcação do trajeto do gasoduto.

Ponto	Km	Elevação (m)
1	0.00	744
2	10.87	804
3	21.15	827
4	31.63	643
5	42.17	604
6	52.81	505
7	63.46	609
8	73.97	541
9	84.48	533
10	94.99	606
11	105.50	574
12	116.01	585
13	121.52	637
14	127.91	635
15	134.76	634

O estudo considera adotada as seguintes condições para realização da simulação:

- Vazão 1: 16.000.000 Nm³/dia e Vazão 2: 12.000.000 Nm³/dia (0°C e 1 atm)
- Pressão de operação: 60 bar (mínima) e 105 bar (máxima);
- Diâmetro do duto: 24 polegadas;
- Temperatura de entrada do gás: 20°C;
- Temperatura ambiente: 30°C;
- Extensão: 134,76 km;
- Material: Aço API 5L X70 com revestimento de polietileno e concreto para proteção térmica e mecânica;
- Rugosidade: 9 micra;
- Coeficiente médio de condutividade térmica: 2,7515 kcal/m².h.°C;
- Calor específico médio: 0,35 kcal/kg.°C.

As características do duto e dos materiais utilizados foram estimadas a partir de dados obtidos no livro Perry's Chemical Engineers' Handbook e fichas técnicas de fabricantes de tubulações.

Para esse estudo, foram definidas três diferentes composições hipotéticas de gás natural, conforme Tabela 2, sabendo que o componente de maior porcentagem é o metano.

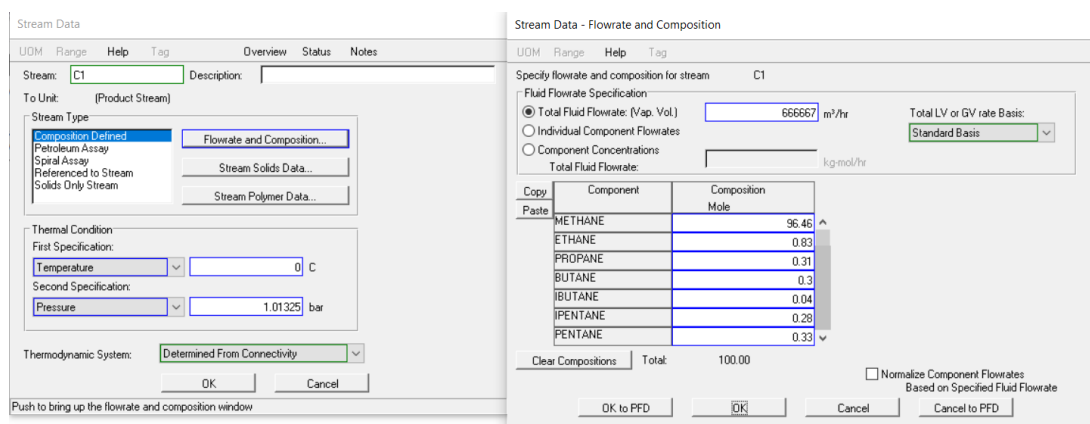
Tabela 2 – Composições que serão estudadas para o gás natural.

Componente	Composição 1 (%)	Composição 2 (%)	Composição 3 (%)
Metano (C1)	96,46	89,55	85,4
Etano (C2)	0,83	7,15	6,99
Propano (C3)	0,31	0,23	3,25
n-Butano (C4)	0,30	0,15	0,93
Isobutano (i-C4)	0,04	0,15	0,59
n-Pentano (C5)	0,33	0,12	0,15
Isopentano (i-C5)	0,28	0,11	0,15
Hexano (C6)	0,04	0,04	0,03
Heptano (C7)	0,01	0,01	0,01
Nitrogênio (N2)	0,64	0,69	0,58
Gás Carbônico (CO2)	0,76	1,8	1,92
Massa Molar (g/mol)	17,057	17,988	19,379

Para cada composição de gás e vazão proposta será realizada uma simulação da perda de carga, mantendo constantes todas as demais propriedades e condições iniciais de operação.

4.2 Simulação

Para a simulação do escoamento de gás natural, foi utilizado o software de simulação de processos AVEVA Pro II. O pacote termodinâmico adotado para a simulação foi a equação de estado de Peng-Robinson, devido à sua adequação para o comportamento de fases gasosas de hidrocarbonetos em altas pressões. Três correntes de gás foram configuradas, denominadas C_1 , C_2 e C_3 , sendo avaliadas para as vazões de entrada de $12.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$ e de $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.

Figura 3 – Configuração da Corrente C1 e vazão de $12.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.

A Figura 3 ilustra a configuração inicial para a Corrente C1 com vazão de $12.000.000$

Nm^3/dia . Essa representação mostra os parâmetros iniciais ajustados para simular o comportamento térmico e de pressão ao longo do duto.

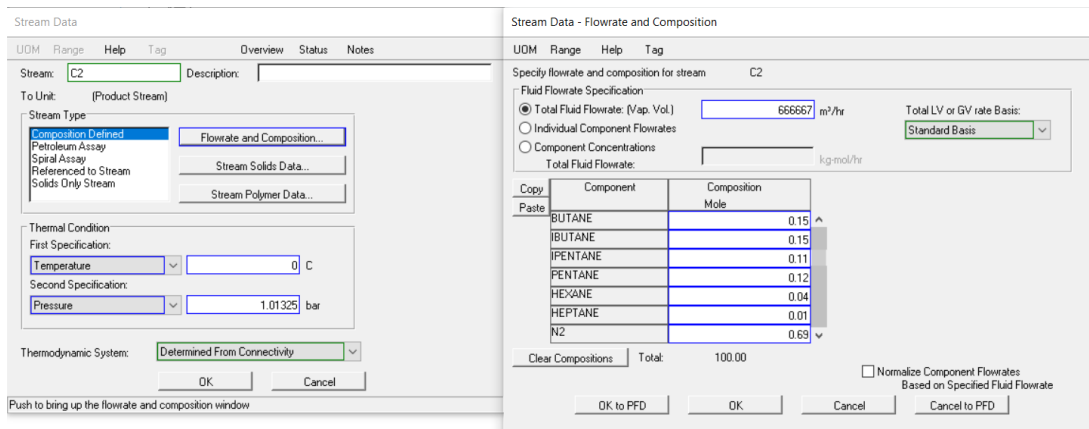


Figura 4 – Configuração da Corrente C2 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia .

A Figura 4 apresenta a Corrente C2 para a mesma vazão de 12.000.000 Nm^3/dia , destacando as diferenças nos valores iniciais em comparação à Corrente C1, devido à sua composição específica.

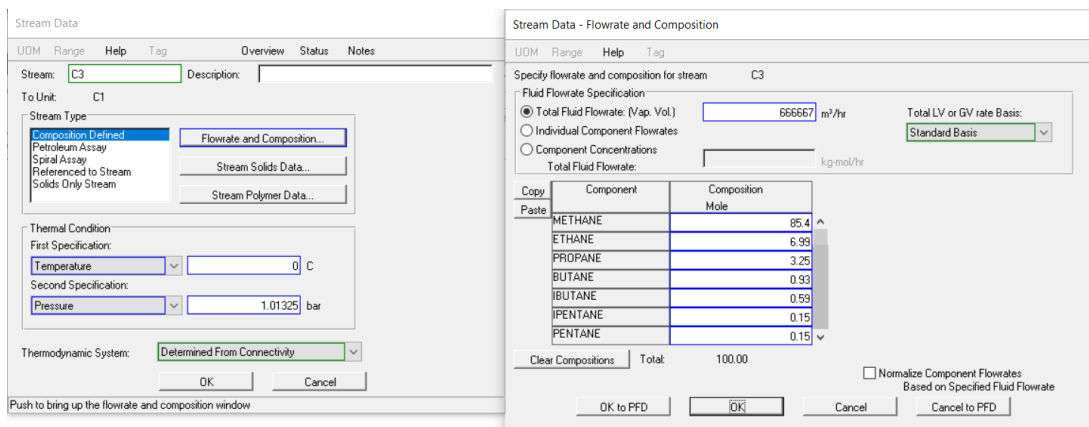


Figura 5 – Configuração da Corrente C3 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia .

A Figura 5 mostra a configuração para a Corrente C3, com a mesma vazão. A maior densidade dessa corrente requer ajustes específicos nos parâmetros iniciais para uma simulação precisa.

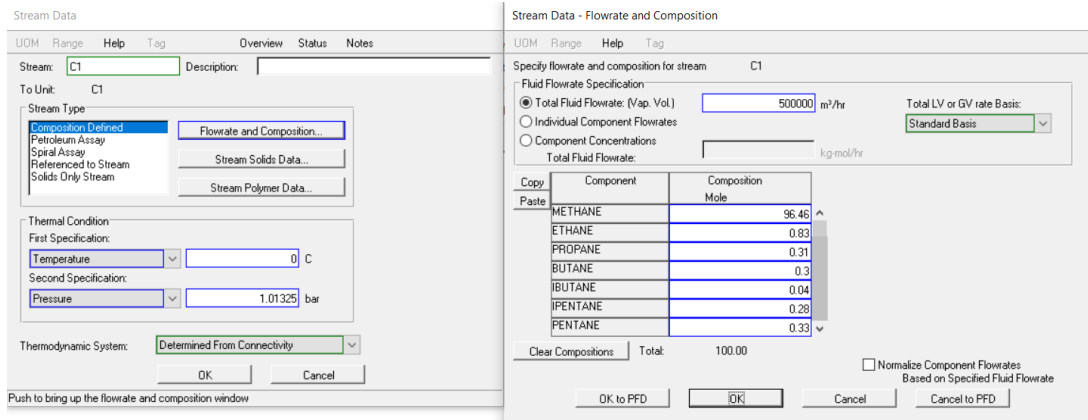


Figura 6 – Configuração da Corrente C1 e vazão de 16.000.000 Nm³/dia.

A Figura 6 exibe a Corrente C1, agora configurada para a vazão maior de 16.000.000 Nm³/dia, destacando as alterações nos parâmetros devido à maior vazão.

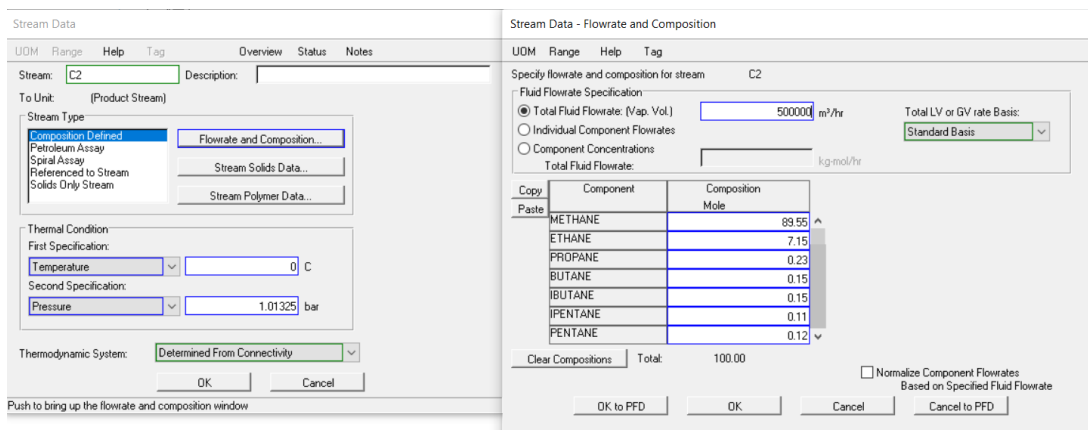


Figura 7 – Configuração da Corrente C2 e vazão de 16.000.000 Nm³/dia.

A Figura 7 mostra a Corrente C2 para a vazão maior, permitindo analisar como as diferenças de composição afetam o comportamento em comparação com as outras correntes.

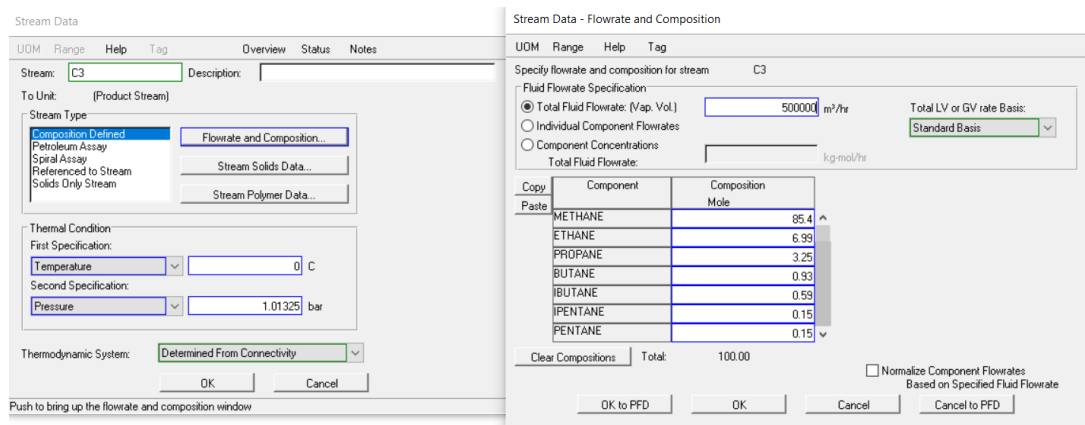


Figura 8 – Configuração da Corrente C3 e vazão de $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.

A Figura 8 apresenta a configuração para a Corrente C3 com vazão maior, reforçando a necessidade de ajustes no controle de pressão devido à maior densidade da mistura.

No início da simulação, foi utilizado um compressor com características ideais, cujas configurações estão na Figura 9, cuja função é apenas ajustar a corrente às condições iniciais definidas no estudo de caso. Este equipamento não influencia os resultados finais da análise, sendo um recurso exclusivamente didático. A corrente de saída do compressor é considerada como a corrente inicial para as análises subsequentes.

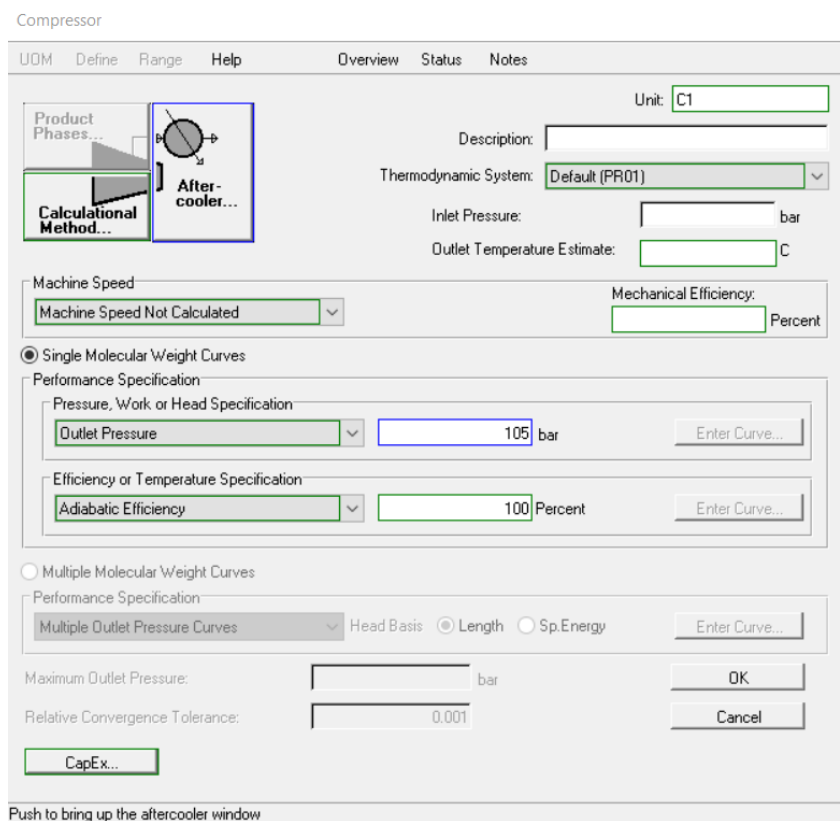


Figura 9 – Configuração do Compressor.

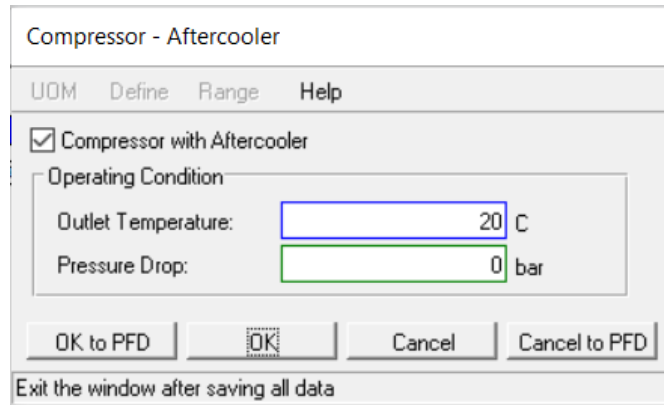


Figura 10 – Configuração do Resfriador.

A Figura 10 apresenta o resfriador utilizado para ajustar a temperatura do gás, essencial para manter as condições ideais no sistema.

A seguir, a tubulação foi configurada com diâmetro nominal de 24 polegadas, conforme especificação Schedule 80. Para o cálculo da perda de pressão ao longo do escoamento, optou-se pela utilização das correlações de Beggs-Brill-Moody, adequadas para escoamentos de gás em condições variáveis de pressão e temperatura.

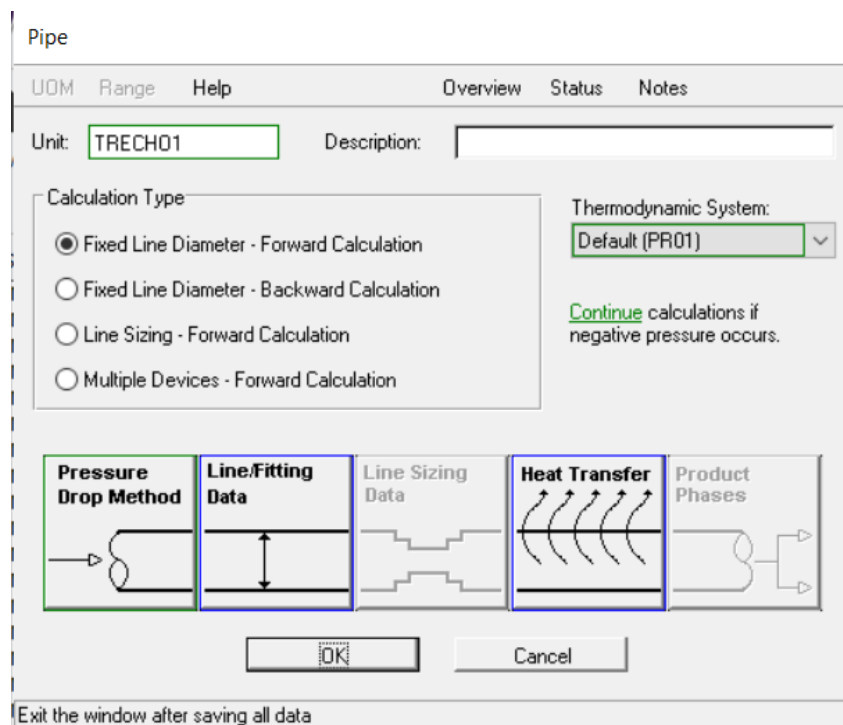


Figura 11 – Janela de configuração dos tubos.

A Figura 11 ilustra a interface de configuração das tubulações no simulador, detalhando o diâmetro e as especificações utilizadas no estudo.

A escolha adequada do método de cálculo para a queda de pressão nas tubulações é

essencial para garantir um resultado próximo do esperado. O AVEVA PRO/II oferece várias correlações específicas para esses cálculos, adaptadas a diferentes condições operacionais e características de escoamento.

- **Beggs-Brill-Moody (BBM):** Método padrão utilizado pelo AVEVA PRO/II, recomendado para a maioria dos sistemas, especialmente os de fase única. Para a queda de pressão devido à elevação, o fator de fricção f é calculado pela relação:

$$\frac{f}{f_n} = \frac{f_p}{f_n} \exp(s) \quad (4.1)$$

onde s é dado pela equação:

$$s = \ln(2.2e^\gamma - 1.2), \quad 1 < e^\gamma < 1.2 \quad (4.2)$$

- **Beggs-Brill-Moody High Velocity (BBMHV):** É a versão de alta velocidade da correlação BBM, uma boa opção para as linhas de tubulação que operam em altas velocidades. Difere da versão padrão apenas no cálculo dos fatores de correção (E_k), dado pela equação:

$$E_k = \left(\frac{v_m}{v_{sonic}} \right)^2, \quad \text{quando } \frac{v_m}{v_{sonic}} < 0.95 \quad (4.3)$$

ou $E_k = 0.95$ para valores maiores. A velocidade sônica v_{sonic} é calculada por:

$$v_{sonic} = \sqrt{g_c \gamma \left(\frac{P}{\rho} \right)_s} \quad (4.4)$$

onde $g_c = 32.2$ (em FPS) ou 1.0 (em SI).

- **Beggs-Brill-Moody-Palmer:** Inclui a modificação de Palmer para considerar o acúmulo de líquido, com base em dados experimentais para tubulações em aclave e declive.
- **Dukler-Eaton-Flanigan:** Correlação híbrida usada para sistemas de gás-condensado com predominância de gás.
- **Olimens:** Método que usa a correlação Eaton para calcular o acúmulo de líquido e os diagramas de Moody para o fator de fricção.
- **Mukherjee-Brill:** Usado para sistemas de gás-condensado. O modelo apresenta descontinuidades. Recomenda-se o uso de pelo menos dois segmentos de tubulação para evitar falhas causadas por mudanças no regime de fluxo.
- **Gray:** Recomendado para sistemas verticais de gás-condensado, não sendo indicado para linhas horizontais.

- **Hagedorn-Brown:** Também recomendado para sistemas verticais, não devendo ser utilizado para tubulações horizontais.

O estudo proporciona um cenário em que o fluido é monofásico, opera a velocidade subsonicas, não há presença de líquidos e não é vertical, foi escolhido a correlação padrão: Beggs-Brill-Moody, detacado na Figura 12.

Pipe - Pressure Drop Method

UOM Define Range Help

Pressure Drop Correlation: Beggs-Brill-Moody

Estimated Pressure Drop: 0 bar

Convergence Tolerance: 0.01 Percent

Flow Efficiency: 100 Percent

Moody Friction Factor:

Include Acceleration Term in Pressure Drop Equation

OK to PFD OK Cancel Cancel to PFD

Exit the window after saving all data

Figura 12 – Configuração do método de cálculo de perda de carga.

Foi configurada uma unidade de operação "Pipe" para cada trecho descrito no perfil do gasoduto, representado na Figura 13. Para um melhor resultado foi configurado para que o cálculo fosse feito pelo simulador dividindo o trecho em 100 segmentos menores.

Pipe - Line/Fitting Data

UOM Define Range Help

Line/Fitting Diameter

Inside Diameter:

Nominal Pipe Size: 24.000 in Schedule: 80

Line Length: 10870 m

Elevation Change: 60 m

Fitting K-Factor:

Roughness

Absolute: 0.000354331 in

Relative:

Divide line length into 100 segments for pressure drop calculation.

Print Segmentwise Data in Output Report

OK to PFD OK Cancel Cancel to PFD

Exit the window after saving all data

Figura 13 – Configuração da geometria da tubulação.

A interação térmica entre o gás e o ambiente foi configurada conforme mostrado na Figura 14

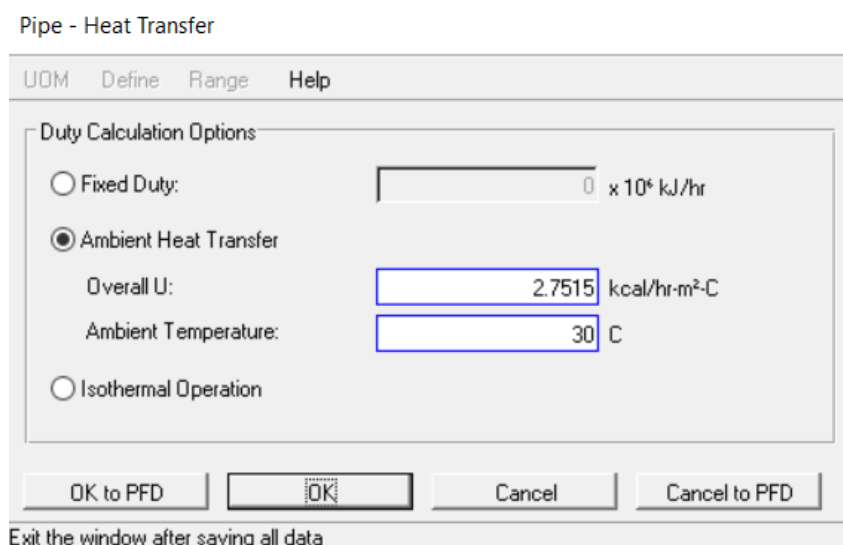


Figura 14 – Configuração da troca térmica.

Após incluir os 14 trechos como 14 operações unitárias "pipe", a configuração final da simulação foi obtida, conforme ilustrado na Figura 15:

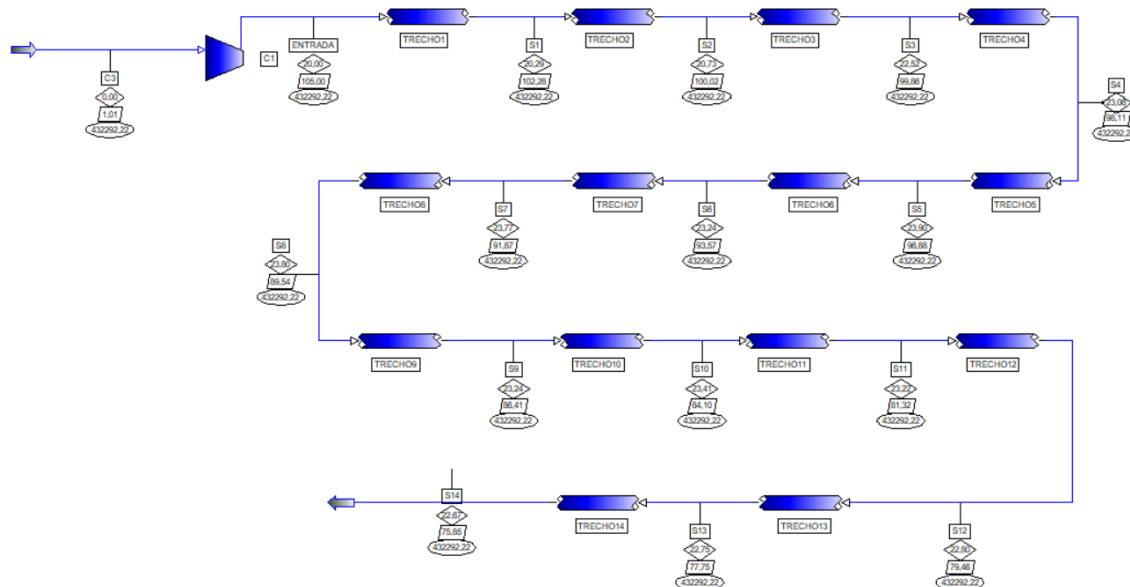


Figura 15 – Configuração da simulação.

O software AVEVA PRO/II utiliza uma abordagem numérica para resolver os sistemas de equações que descrevem o comportamento do escoamento de fluidos em tubulações, incluindo a perda de carga em gasodutos. As equações de conservação de massa, quantidade de movimento e energia, combinadas com modelos termodinâmicos como a equação de estado de Peng-Robinson, são resolvidas iterativamente, permitindo lidar com condições complexas, como a compressibilidade do gás e trocas de calor com o ambiente.

5 Resultados e Discussões

As Tabelas 1 a 6 apresentam os resultados das simulações para diferentes correntes e vazões no gasoduto. A Tabela 1, referente à Corrente C1 com vazão de $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$, mostra uma queda gradual na densidade e pressão ao longo do percurso, acompanhada de variações de temperatura. De maneira semelhante, a Tabela 2 detalha os resultados para a Corrente C2 com a mesma vazão, mas com densidades ligeiramente maiores, atribuídas à composição diferenciada. O mesmo pode ser observado na Corrente C3, na Tabela 3, a qual apresenta maior massa molar. Para esta vazão é notável, para todas as correntes, uma queda de pressão alta e conseqüentemente um resfriamento do gás devido a sua expansão.

Para uma vazão reduzida de $12.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$, os resultados da Corrente C1, descritos na Tabela 4, revelam uma menor queda de pressão, refletindo a influência direta do fluxo sobre a resistência ao escoamento. O perfil de temperatura, por outro lado, indica um aumento ao longo do duto, em função da troca de calor com o ambiente. De forma similar, a Tabela 5, que trata da Corrente C2 com a mesma vazão, evidencia um comportamento térmico comparável, mas com densidades iniciais e finais ligeiramente superiores, reforçando o papel da composição no desempenho. Por fim, a Tabela 6, que apresenta os resultados para a Corrente C3, destaca a alta densidade inicial e a maior perda de pressão associada a esta vazão.

Tabela 3 – Resultados para a Corrente C1 e vazão de $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.

	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Densidade (Kg/m^3)
Entrada	105	20	92,53
S1	100,94	19,80	88,57
S2	97,26	19,75	84,90
S3	95,08	20,88	82,10
S4	91,53	20,96	78,54
S5	88,21	21,29	75,11
S6	83,17	20,30	70,63
S7	79,13	20,31	66,68
S8	74,39	19,83	62,28
S9	68,79	18,76	57,29
S10	63,32	18,20	52,27
S11	57,02	17,17	46,65
S12	53,19	16,25	43,32
S13	48,65	15,44	39,35
Saída	43,20	14,32	34,65

Tabela 4 – Resultados para a Corrente C2 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia .

	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Densidade (Kg/m^3)
Entrada	105	20	100,87
S1	100,82	19,63	96,45
S2	97,06	19,45	92,34
S3	94,93	20,52	89,28
S4	91,33	20,49	85,32
S5	87,97	20,73	81,50
S6	82,77	19,55	76,44
S7	78,64	19,45	72,00
S8	73,76	18,82	67,03
S9	67,95	17,56	61,35
S10	62,27	16,81	55,63
S11	55,67	15,52	49,20
S12	51,62	14,44	45,37
S13	46,78	13,40	40,76
Saída	40,90	11,96	35,26

Tabela 5 – Resultados para a Corrente C3 e vazão de 16.000.000 Nm^3/dia .

	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Densidade (Kg/m^3)
Entrada	105	20	115,18
S1	100,94	19,80	110,06
S2	97,26	19,75	105,28
S3	95,08	20,88	101,88
S4	91,53	20,96	97,29
S5	88,21	21,29	92,89
S6	83,17	20,30	86,88
S7	79,13	20,31	81,68
S8	74,39	19,83	75,79
S9	68,79	18,76	69,00
S10	61,58	14,79	62,19
S11	54,71	13,13	54,47
S12	50,44	11,79	49,84
S13	45,32	10,41	44,26
Saída	38,98	8,48	37,53

Tabela 6 – Resultados para a Corrente C1 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia .

	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Densidade (Kg/ m^3)
Entrada	105	20	92,53
S1	102,47	20,71	89,56
S2	100,33	21,46	86,99
S3	99,86	23,28	85,51
S4	98,11	23,95	83,44
S5	96,76	24,84	81,67
S6	93,73	24,42	78,97
S7	91,99	25,00	77,04
S8	89,75	25,13	74,83
S9	86,84	24,74	72,24
S10	84,60	24,98	70,01
S11	81,97	24,90	67,57
S12	80,26	24,58	66,08
S13	78,64	24,58	64,56
Saída	76,85	24,56	62,89

Tabela 7 – Resultados para a Corrente C2 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia .

	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Densidade (Kg/ m^3)
Entrada	105,000	20,000	100,870
S1	102,388	20,55	97,56
S2	100,19	21,17	94,69
S3	99,82	22,98	93,08
S4	98,05	22,61	90,77
S5	96,73	24,49	88,81
S6	93,58	23,96	85,75
S7	91,84	24,53	83,58
S8	89,55	24,61	81,10
S9	86,53	24,16	78,15
S10	84,24	24,37	75,64
S11	81,54	24,25	72,85
S12	79,76	23,89	71,17
S13	78,09	23,88	69,44
S14	76,24	23,84	67,54

Tabela 8 – Resultados para a Corrente C3 e vazão de 12.000.000 Nm^3/dia .

	Pressão (bar)	Temperatura ($^{\circ}C$)	Densidade (Kg/m^3)
Entrada	105	20	115,18
S1	102,28	20,29	111,32
S2	100,02	20,73	107,97
S3	99,86	22,52	106,22
S4	98,11	23,06	103,54
S5	96,88	23,90	101,31
S6	93,57	23,23	97,64
S7	91,87	23,77	95,11
S8	89,54	23,80	92,18
S9	86,41	23,24	88,64
S10	84,10	23,40	85,66
S11	81,33	23,22	82,35
S12	79,46	22,80	80,30
S13	77,75	22,75	78,23
Saída	75,85	22,67	75,97

A análise das tabelas revelou que tanto a composição do gás quanto a vazão influenciam significativamente a queda de pressão ao longo do gasoduto. Correntes com menor massa molar, como a C1, demonstraram menor perda de carga, enquanto composições mais densas, como a C3, sofreram quedas de pressão mais acentuadas. Esse comportamento é intensificado com o aumento da vazão, pois uma maior quantidade de gás em movimento gera maior resistência ao escoamento.

A queda de temperatura ao longo do duto devido à sua expansão e a variação da densidade associada também contribuem para a complexidade do escoamento, exigindo ajustes nos parâmetros de transporte. Essas variáveis devem ser cuidadosamente consideradas no projeto e operação de gasodutos para maximizar a eficiência energética e reduzir os custos operacionais, garantindo a entrega do gás natural nas condições ideais ao seu destino final.

5.1 Influência da Composição na Queda de Pressão

A composição do gás natural transportado tem impacto direto na eficiência de transporte devido às propriedades físicas dos diferentes componentes. Para cada corrente (C1, C2 e C3), que possui diferentes massas molares, observou-se que a queda de pressão ao longo do gasoduto é influenciada pela massa molar do gás. A corrente C1, com a menor massa molar, apresentou a menor perda de carga, enquanto a corrente C3, com a maior massa molar, apresentou a maior queda de pressão ao longo do escoamento. Conforme explicado pela equação (3.26)

A diferença na queda de pressão observada entre as composições destaca a importância de considerar a composição específica do gás natural ao dimensionar os sistemas de transporte. Gases com maior massa molar exigem maior energia de compressão para manter o escoamento, o que impacta diretamente nos custos operacionais.

5.2 Análise da Relação entre Queda de Pressão e Vazão

A queda de pressão em gasodutos é influenciada diretamente pela vazão do gás. Comparando os resultados para as vazões de $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$ e $12.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$ nas correntes C1, C2 e C3, observou-se que a queda de pressão é significativamente maior na vazão de $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$. Esse aumento na perda de carga com o incremento de vazão está de acordo com a equação (3.25).

O aumento na vazão leva a uma maior velocidade do gás no interior do duto, o que intensifica o atrito com as paredes do gasoduto e contribui para uma queda de pressão mais acentuada. Em condições de fluxo turbulento, típicas de gasodutos de transporte de gás natural, essa relação quadrática entre vazão e queda de pressão é mais pronunciada, exigindo maior atenção ao dimensionamento de sistemas de compressão.

Dessa forma, para o transporte de maiores vazões há aumento no custo não só da energia para operar os compressores, mas também no investimento inicial, uma vez que demanda equipamentos maiores e mais eficientes. Essa análise reforça a importância do planejamento adequado do escoamento em gasodutos, especialmente em condições de alta demanda.

5.3 Impacto da Variação de Temperatura e Densidade

5.3.1 Impacto da Variação de Temperatura e Densidade

Durante o escoamento, observou-se uma variação na temperatura do gás ao longo do gasoduto. Esse fenômeno pode ser atribuído às propriedades termodinâmicas do gás e às condições de pressão e temperatura. Na maioria das condições de transporte de gás natural, a expansão adiabática leva a uma diminuição da temperatura, uma vez que o gás se resfria ao longo do percurso devido à queda de pressão. Para os cenários de vazão $16.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$, nos quais a temperatura na saída é muito menor que a de entrada, é importante observar que está acima da temperatura de condensação da mistura que compõe o gás natural. No entanto, é um fator que deve ser observado, uma vez que a presença de líquidos nos gasodutos é indesejada.

As reduções de temperatura e de pressão observadas têm efeito na densidade do gás, como pode ser observado da equação:

$$\rho = \frac{M \cdot p}{Z \cdot R \cdot T}$$

Em consequência disso, a temperatura não é o único fator que influencia na densidade, sendo também necessário considerar a pressão. Como a variação da pressão é maior que a variação da temperatura, a densidade também diminui ao longo do escoamento. Com uma densidade mais alta nas condições iniciais e uma queda gradual, a resistência ao fluxo se altera, contribuindo para variações na queda de pressão.

Para a vazão de 12.000.000 Nm³/dia, a temperatura se eleva ao longo do gasoduto. Isto ocorre devido à troca de calor que acontece com o ambiente. Apesar de haver camadas de isolamento, há uma pequena troca térmica. Para este caso, a perda de calor devido à expansão é superada pelo calor recebido pelo gás devido à diferença de temperatura com o ambiente.

O perfil de temperatura ao longo do gasoduto pode variar, sendo crescente, decrescente ou estável, a depender das condições iniciais do gás e do ambiente ao qual está inserido. A partir desta comparação, deve-se ressaltar a importância das simulações para o projeto de um gasoduto.

5.4 Avaliação do Atendimento aos Requisitos de Pressão no Estudo de Caso

No estudo de caso proposto, esperava-se que o gás chegasse ao ponto de recebimento com uma pressão mínima de 60 bar, um valor que pode ser requerido em aplicações de transporte para garantir que o gás atenda às especificações de entrega no destino final. Esse requisito é particularmente importante em gasodutos, onde a pressão precisa ser mantida para permitir o fluxo adequado do gás e assegurar a compatibilidade com o sistema de recebimento. No entanto, conforme observado nas simulações realizadas, nenhuma das composições de gás conseguiu manter a pressão mínima de 60 bar para a vazão de 16.000.000 Nm³/dia. Esse resultado exige a consideração de alternativas para garantir a adequação da pressão final.

• Instalação de Estação de Compressão

Uma alternativa para atender aos requisitos mínimos de pressão seria a instalação de uma estação de compressão, que pode ser posicionada no ponto de recebimento ou em algum ponto intermediário ao longo do gasoduto. A principal função dessa estação é aumentar a pressão do gás, superando a perda de carga ao longo do trajeto. Contudo, é importante considerar que a implementação de compressores

envolve custos operacionais e de manutenção adicionais, além de elevados custos de construção e aquisição de equipamentos.

Esses custos devem ser ponderados em relação a outros critérios, como a eficiência operacional do sistema, a demanda de gás e o custo-benefício da instalação e operação dos compressores. Além disso, deve-se avaliar as opções de expansão do sistema ao longo do tempo e o impacto ambiental da instalação dessas estações, incluindo o consumo de energia e as emissões associadas.

- **Redução da Vazão de Operação**

Outra possibilidade para alcançar a pressão mínima de 60 bar no ponto de recebimento é operar com uma vazão reduzida. Uma diminuição na vazão volumétrica reduz a perda de carga ao longo da tubulação. Essa estratégia permite que a pressão final esteja mais próxima dos requisitos mínimos, sem a necessidade de instalar uma estação de compressão. No entanto, essa abordagem pode afetar a quantidade de gás transportado em um determinado período, o que deve ser avaliado em termos de viabilidade econômica e de atendimento à demanda de gás no destino.

- **Tratamento Térmico ao Longo do Gasoduto**

Uma alternativa adicional seria a implementação de um sistema de tratamento térmico ao longo do gasoduto para evitar a queda de temperatura. A temperatura mais baixa, conforme demonstrado anteriormente, aumenta a densidade do gás e contribui para uma perda de carga mais acentuada. Um aquecimento controlado poderia atenuar essa queda de temperatura, diminuindo ainda mais densidade do gás e, por consequência, as perdas de carga associadas. No entanto, essa solução possui uma elevada demanda energética, o que gera um alto custo operacional, tornando-a economicamente menos viável em muitos casos. A implementação de um sistema de aquecimento ao longo de toda a extensão do gasoduto requer um projeto complexo e uma infraestrutura robusta e restringe seu uso a aplicações muito específicas.

- **Aumento do Diâmetro da Tubulação**

O aumento do diâmetro da tubulação é uma estratégia amplamente utilizada para reduzir a perda de carga em gasodutos de longa distância. Essa medida se torna especialmente relevante para sistemas de transporte de gás natural, onde a eficiência é essencial para a viabilidade econômica do projeto. No entanto, o custo de instalação de uma tubulação com diâmetro maior é elevado e deve ser cuidadosamente considerado em estudos de viabilidade, pois representa uma parcela significativa do investimento inicial em infraestrutura. A relação entre o diâmetro e a perda de carga no duto está de acordo com a (3.25).

O diâmetro da tubulação encontra-se nos denominadores dos termos da expressão elevados a quarta e quinta potência, logo o impacto deste valor é elevado. A partir

da equação é possível perceber que com o aumento do diâmetro há uma diminuição na perda de carga por unidade de comprimento. Portanto, esse efeito se torna ainda mais relevante em dutos longos, onde pequenas reduções na perda de carga por unidade de comprimento se acumulam ao longo do percurso, resultando em uma melhoria significativa na eficiência energética do sistema.

Em todos os projetos é crucial balancear os custos, neste caso, os de uma tubulação de maior diâmetro com as economias operacionais obtidas pela redução na perda de carga e, comparando com outras soluções já apresentadas. Essa análise permite que o sistema atinja um ponto ótimo entre o investimento inicial e os custos operacionais ao longo da vida útil do projeto.

6 Conclusão

A partir da análise realizada neste trabalho, foi possível identificar e compreender os fatores que influenciam a perda de carga em gasodutos, utilizados para o transporte de gás natural. Por meio da combinação de modelagem matemática e simulações computacionais, foi avaliada a relação entre variáveis como a composição do gás, a vazão e as características físicas do sistema, contribuindo para um entendimento mais aprofundado dos processos envolvidos no escoamento em gasodutos.

A modelagem matemática desenvolvida demonstrou ser uma ferramenta para a estimativa teórica da perda de carga, ao integrar conceitos fundamentais de mecânica dos fluidos e termodinâmica. Este modelo permitiu identificar tendências importantes, como o impacto do aumento da vazão e da densidade do gás na perda de carga, e como o ajuste das características do gasoduto, como diâmetro, pode mitigar esses efeitos. A aplicação desta modelagem em um estudo de caso revelou a complexidade das interações entre as variáveis envolvidas e destacou a importância de considerar condições operacionais específicas no planejamento e dimensionamento de gasodutos.

As simulações computacionais realizadas com o software AVEVA Pro II complementaram a análise ao fornecer uma perspectiva prática do comportamento do sistema em diferentes cenários. Os resultados das simulações foram coerentes com os obtidos pela modelagem matemática, concordando com a análise qualitativa das equações propostas e reforçando a aplicabilidade das abordagens teóricas para problemas práticos.

Este estudo também ressaltou a necessidade de otimização nos projetos de gasodutos, com vistas à redução de custos operacionais e ao aumento da eficiência energética. Recomendações como o ajuste do diâmetro da tubulação, a seleção adequada de materiais e o uso de estações de compressão estrategicamente localizadas são essenciais para minimizar perdas e assegurar a viabilidade econômica dos projetos. Além disso, a análise das propriedades físicas do gás transportado mostrou-se indispensável para garantir uma operação eficaz.

Em síntese, o trabalho contribuiu para o entendimento da perda de carga em gasodutos e suas implicações no transporte de gás natural, oferecendo uma abordagem abrangente e com aplicações práticas na engenharia de processos. Como possíveis trabalhos futuros, sugere-se realizar uma análise econômica para determinar quais soluções técnicas propostas atendem de forma mais eficiente às necessidades deste estudo de caso, considerando fatores como custos de instalação, operação e manutenção. Além disso, explorar a integração de tecnologias emergentes para monitoramento e controle de gasodutos e como podem ampliar a confiabilidade e eficiência dos sistemas.

Referências

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Resolução anp n° 16, de 17 de junho de 2008., 2008. 14, 17
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Resolução anp n° 11, de 2016, 2016. URL <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural>. Disponível online em acesso a informações públicas. 18
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Nota técnica n° 04/2018/scd, 2018. 12
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro). Regulamento técnico de medição - rtm, 2013. Resolução Conjunta ANP/Inmetro n° 1/2013, publicada em 18 de junho de 2013. 20
- J. M. Almeida. Tecnologias de monitoramento e segurança em gasodutos. *Engenharia de Transporte de Fluidos*, 10:65–72, 2018. 18
- American Petroleum Institute - API. Api 1162: Public awareness programs for pipeline operators, 2003. URL <https://www.api.org/>. Pipeline Standards. 19
- Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT. Nbr 15266: Planejamento e resposta a emergências para sistemas de transporte de gás natural, 2005. URL <https://www.abntcatalogo.com.br/>. Norma Brasileira. 12
- Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT. Nbr 12712: Instalação de gasodutos e segurança do transporte de gás natural, 2011. URL <https://www.abntcatalogo.com.br/>. Norma Brasileira. 18
- Ijeoma I. Azubuike, Sunday S. Ikiensikimama, and Oyinkepreye D. Orodu. A new forecast model for natural gas viscosity. *International Research Journal of Advanced Engineering and Science*, 4(2):316–320, 2019. ISSN 2455-9024. URL <https://irjaes.com>. 15
- Brasil. Lei n° 11.909, de 04 de março de 2009, 2009. URL https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/111909.htm. Presidência da República do Brasil. 19

- Pedro Botelho Marinho da Cunha. A expansão da malha de gasodutos no Brasil e seus desafios regulatórios, 2021. MBE – Energia, Pontifícia Universidade Católica – PUC Rio, Rio de Janeiro – RJ. 11
- Armando Heilmann. *Introdução aos Fenômenos de Transporte: Características e Dinâmica dos Fluidos*. 1 edition, 2017. 25
- W. D. McCain. *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Books, 2nd edition, 2017. 15, 17
- Ministério do Trabalho e Emprego - MTE. Nr-33: Segurança e saúde no trabalho em espaços confinados, 2014. URL <https://www.gov.br/mte/pt-br/>. Norma Regulamentadora Brasileira. 19
- Ministério do Trabalho e Emprego - MTE. Nr-13: Norma regulamentadora - caldeiras, vasos de pressão e tubulações, 2018. URL <https://www.gov.br/pt-br/>. Regulamentação Brasileira. 18
- M. Mohitpour, A. Glover, and B. Trefanenko. Pipeline report: Technology advances key worldwide gas pipeline developments. *Oil and Gas Journal*, 26, November 2001. 10
- PUC-Rio. Estudo sobre propriedades físicas do gás natural. *Relatório Técnico da PUC-Rio*, 2014. URL <http://www.dbd.puc-rio.br>. Discussão sobre densidade e viscosidade do gás natural em aplicações industriais. 14
- Stanley I. Sandler. *Chemical, Biochemical, and Engineering Thermodynamics*. Wiley, 5th edition, 2020. 16
- A. C. Silva. Segurança e manutenção em gasodutos: Aplicação de normas e procedimentos. *Revista Brasileira de Engenharia de Gasodutos*, 5:45–58, 2016. 18
- D. Strc, Maria Mastalerz, K. Dawson, J. MacAlady, A. V. Callaghan, B. Wawrik, C. Turich, and M. Ashby. Biogeochemistry of microbial coal-bed methane. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 2011. 17
- Chengzhen Sun, Boyao Wen, and Bofeng Bai. Application of nanoporous graphene membranes in natural gas processing: Molecular simulations of CH_4/CO_2 , $\text{CH}_4/\text{H}_2\text{S}$ and CH_4/N_2 separation. *Chemical Engineering Science*, 138:616–621, 2015. 17
- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). *Descrição das Instalações do Gasoduto Bolívia-Brasil*. Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A., Rio de Janeiro, Brasil, 2016. Memorial Descritivo MD-5000-940-TOE-005, Gasoduto Bolívia-Brasil. 20, 21
- F. M. White. *Fluid Mechanics*. McGraw-Hill, 8th edition, 2015. 24, 27