ANDERSON PENAVILLA DE OLIVEIRA

UMA METODOLOGIA MONTE CARLO PARA PROJETO DE GASODUTOS E CARBODUTOS

UFRJ/CT/EQ/TPQBq

2011

UMA METODOLOGIA MONTE CARLO PARA PROJETO DE GASODUTOS E CARBODUTOS

Anderson Penavilla de Oliveira

DISSERTAÇÃO APRESENTADA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS.

Escola de Química
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Orientadores:
José Luiz de Medeiros, D.Sc
Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ph.D

Rio de Janeiro, RJ – Brasil
2011

UMA METODOLOGIA MONTE CARLO PARA PROJETO DE GASODUTOS E CARBODUTOS

Anderson Penavilla de Oliveira

DISSERTAÇÃO APRESENTADA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS.

Aprovado por:

Prof. José Luiz de Medeiros, D.Sc – Orientador

Profª. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ph.D – Orientadora

Prof. Charlles Rubber de Almeida Abreu, D.Sc

Prof. Carlos André Vaz Júnior, D.Sc

Prof. Estevão Freire, D.Sc

Rio de Janeiro, RJ – Brasil
2011

O48u Oliveira, Anderson Penavilla.

Uma metodologia para projeto de gasodutos e carbodutos/ Anderson Penavilla de Oliveira. – 2011.

xvii, 106 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2011.

Orientadores: José Luiz de Medeiros e Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo

1. Gasoduto. 2. Carboduto. 3. Método de Monte Carlo. 4. Software Pipeline Studio. 5. Escoamento de Gasodutos. – I Medeiros, José Luiz de. (Orient.). II. Araújo, Ofélia de Queiroz Fernandes (Orient.). III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química. IV. Título.

CDD: 665.744

Dedico este trabalho aos meus pais por sempre terem acreditado em mim,

e por todas as colaborações que me deram,

e aos meus amigos que também contribuíram na realização deste trabalho,

se cheguei aqui foi com a ajuda de todos eles.

Agradecimentos

À Deus, pelas oportunidades que apareceram na minha vida, incluindo esta Pós-Graduação.

Aos Professores José Luiz e Ofélia pela orientação deste trabalho, pela grande paciência, pela confiança em mim e por todas as colaborações deste trabalho. Muito obrigado por tudo.

Ao Geraldo Afonso Spinelli Martins Ribeiro por ter aceitado o convite de participação na banca. Infelizmente não pode estar presente, mas colaborou revisando e apreciando este trabalho, muito obrigado por sua ajuda.

Aos membros da banca pela atenção, pela disponibilidade de apreciar e de estarem presentes na defesa deste trabalho.

Aos colegas de trabalho da Petrobras Transporte S.A., principalmente Marcos Brunos Bianchi Carnevale, Álvaro Augusto Silva Junior, Tiago Machado de Souza Jacques e outros pela colaboração na utilização do software, na revisão bibliográfica e na criação das fórmulas no Excel.

Aos meus amigos, e em principal, a Ana Gabriela e o Renato Moutinho pela grande colaboração na Dissertação, e na ajuda com a escolha dos membros da banca.

Aos meus pais que sempre confiaram nos meus estudos.

“Feliz aquele que transfere o que sabe e aprende o que ensina.”

Cora Coralina

Resumo da Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências.

UMA METODOLOGIA DE MONTE CARLO PARA PROJETO DE GASODUTOS E CARBODUTOS

Anderson Penavilla de Oliveira
Dezembro de 2011

Orientadores: Prof. José Luiz de Medeiros, D.Sc.
Profª. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ph.D.

No último século, o Brasil experimentou intenso desenvolvimento econômico caracterizado por diversas transformações, entre elas a urbanização, industrialização e aumento da demanda energética. Isto fez com que houvesse crescimento acelerado do consumo de combustíveis para transporte e produção de energia, o que, por sua vez, trouxe maiores taxas de emissões atmosféricas de CO_2, um dos gases do efeito estufa, cuja produção é inerente à própria industrialização. O descarte ambientalmente correto de CO_2, embora ainda considerado de forma incipiente no País, requererá, cedo ou tarde, a implantação de gasodutos conhecidos como carbodutos, dutos de transporte de CO_2 supercrítico, partindo das inúmeras zonas de produção para as poucas conhecidas zonas de destinação.

Grandes vazões de combustível e de CO_2 são demandadas e processadas a cada dia, e para deslocar tais vazões tem sido necessário criar, expandir e restaurar meios de transportar estes fluidos por longas distâncias. Um dos combustíveis, cada vez mais presente na matriz energética, é o gás natural, para o qual gasodutos constituem o meio mais seguro e econômico de transportar grandes vazões por grandes quilometragens a partir das zonas de produção. No caso do CO_2, carbodutos garantem não somente o benefício ambiental, mas também por representar a alternativa mais econômica para deslocá-lo como fluido supercrítico a locais de injeção em distantes zonas de produção de petróleo e gás.

O projeto adequado e otimizado de gasodutos e carbodutos deve permitir custos razoáveis de construção e operação confiável durante anos sem a necessidade de compressores *boosters* e investimentos extras. Isto requer que as condições e premissas do serviço sejam bem acessadas pelos projetistas, incluindo-se aí previsões de crescimento futuro do tráfego de fluido.

Este trabalho apresenta uma metodologia de projeto de gasodutos e carbodutos unindo o *software* Pipeline Studio®, utilizado para as simulações de escoamentos, e o *software* Microsoft Excel para o tratamento de dados, de modo a obter diâmetro, investimento e custo anual atendendo com probabilidade de sucesso conhecida a um quadro estocástico de demandas compatível com um possível horizonte de vários anos.

De acordo com a ferramenta, para um gasoduto de 475 km de extensão com uma vazão média de 3 milhões m³/d e desvio padrão de 1 milhão m³/d, um diâmetro de 18” corresponde a uma probabilidade de sucesso do empreendimento de

85,06%. O Investimento neste caso será de 187.439.140 dólares com Custo Anual de 23,893 milhões de dólares/ano.

Para outro gasoduto com 600 km de extensão e uma vazão média de 4 milhões m³/d com desvio padrão de 1 milhão m³/d, um diâmetro 18” corresponde a probabilidade de sucesso de 84,48%, com Investimento de 228.749.800 dólares e Custo Anual de 29, 222 milhões de dólares/ano.

Assim como nos gasodutos, foi possível utilizar a ferramenta para carbodutos, neste caso, um carboduto de 500 km de extensão e 2 milhões de m³/d de gás carbônico com desvio padrão de 1 milhão de m³/d, resultou para um diâmetro comercial de 14” uma probabilidade de sucesso de 93,03%, com um Investimento de 153.765.800 dólares e Custo Anual de 19,865 milhões de dólares/ano.

Como produto do trabalho, têm-se uma metodologia computacional simples e robusta voltada para o projeto de gasodutos e carbodutos de forma a obter dutovias eficientes, otimizadas e econômicas.

Abstract of Dissertation presented to Curso de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science.

A MONTE CARLO METHODOLOGY FOR THE DESIGN OF GAS AND CO_2 PIPELINES

Anderson Penavilla de Oliveira
December 2011

Advisors : Prof. José Luiz de Medeiros, D.Sc.
Profª. Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, PhD.

In the last century, Brazil experienced intense economic development characterized by several transformations, among them urbanization, industrialization and growth of energy demand. This resulted in huge increases in fuel consumption for transportation and energy production, which, by its turn, entailed high rates of atmospheric release of CO_2, an important contributor to the greenhouse effect whose production is inherent to the industrialization process. The environmentally correct disposal of CO_2, although still incipient in this Country, will require, soon or later, the implantation of CO_2 pipelines transporting supercritical dense fluid from the production sites to the few appropriate destination sites.

Large flow rates of fuel and CO_2 are demanded and processed every day, so that to deliver these flows it is necessary to create and expand the resources for transportation of fluids across large distances. One of these fuels, which is becoming gradually more present in the Country energy matrix, is natural gas, whose transportation via gas pipelines constitutes the safest and more economical way to transport high flow rates across large distances. In the CO_2 case, CO_2 pipelines not only guarantee the environmental greenhouse benefit, as well they constitute the most economical alternative to dispatch fluid in the supercritical state to appropriate sites of geological injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) in distant oil fields.

The adequate and optimal design of gas and CO_2 pipelines should lead to reasonable construction costs and reliable operation for years, without the need of revamps and extra investments. This requires that the project premises should be carefully addressed by designers, including accurate forecasts of future solicitations of service.

This dissertation presents a design methodology for gas and CO_2 pipelines bridging the software Pipeline Studio ®, used for flow simulations, and the software Microsoft Excel for data processing, in order to get estimates of pipeline diameter, investment and annual cost with a known probability of matching a stochastic board of demands compatible with a possible horizon of several years.

According to the tool, for a gas pipeline 475 km long with an average flow of 3 million m³/d standard deviation of 1 million m³/d, a diameter of 18 "corresponds to a probability of success of 85.06 %. Investment in this case is U$ 187,439,140 with Annual Cost of 23.893 million dollars / year.

For another gas pipeline with 600 km and an average flow of 4 million m³ / d with standard deviation of 1 million m³ / d, a diameter of 18 "corresponds to the

probability of success of 84.48%, with investment of U$ 228,749,800 and Annual Cost of U$ 222 million / year.

As in the pipeline, it was possible to use the tool to CO_2 pipeline, in this case a 500 km long and 2 million m³/d of carbon dioxide with standard deviation of 1 million m³/d, led to a commercial diameter of 14" a likelihood of success of 93.03%, with an investment of U$ 153,765,800 and annual cost of 19.865 million dollars / year.

The main product of this work is a computational design tool for gas and CO_2 pipelines with the intent to obtain more efficient, more optimized and economical pipeline systems.

Nomenclatura

Capítulo 2

$\dot{m}$	:	Vazão Mássica
D	:	Diâmetro
A	:	Área da Seção Transversal
g_c	:	Gravidade Específica
Z	:	Fator de Compressibilidade
R	:	Constante Universal dos Gases
T	:	Temperatura
P	:	Pressão
ΔH	:	Diferença de Cotas
M	:	Massa Molecular
u	:	Velocidade na Direção Axial
$\dot{n}$	:	Número de Moles
f	:	Fator de Atrito
Q	:	Vazão Volumétrica
d	:	Densidade Relativa
L	:	Comprimento ou Extensão
e	:	Rugosidade Relativa do Duto
ρ	:	Massa Específica do Gás
μ	:	Viscosidade Absoluta
Re	:	Número de Reynolds
υ	:	Volume Específico do Gás
C	:	Fluxo de Massa
$\overline{\overline{T}}$	:	Tensor das Tensões em suas 9 componentes
$\overline{\overline{\tau}}$	:	Tensor das Tensões Viscosas
R_x	:	Resistência Térmica do Material x
k	:	Condutividade Térmica
Cp e Cv	:	Capacidades Caloríficas

Subscritos

ave	:	Média
std	:	Condição Padrão

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Matriz Energética Brasileira 2

Figura 1-2 - Evolução da Estrutura de Oferta de Energia no Brasil 4

Figura 1.3 - Estrutura do Consumo de Gás Natural no Brasil 5

Figura 1.4 – Carboduto Cortez 11

Figura 1.5 – Traçado do Carboduto Cortez 11

Figura 1.6 – Tecnologias para redução do CO_2 14

Figura 2.1 – Diagrama de Moody para Fator de Atrito em Tubulações com Paredes Lisas e Rugosas 21

Figura 2.2 – Cálculo do U Global para Modelo de Transferência de Calor 29

Figura 2.3 - Correlação Gráfica de Standing-Katz 37

Figura 5.1 - Fluxograma Simplicado da Ferramenta Computacional desta Dissertação 58

Figura 5.2 - Gasoduto I 64

Figura 5.3 - Gasoduto II 66

Figura 5.4 – Sistema de Produção e Exploração de Petróleo 67

Figura 5.5 – Carboduto 68

Figura 6.1 – Configuração do Gasoduto I no Pipeline Studio 71

Figura 6.2 – Histograma das Vazões Sorteadas – Gasoduto I 72

Figura 6.3 – Histograma dos Diâmetros Nominais – Gasoduto I 73

Figura 6.4 – Histograma do Investimento – Gasoduto I 76

Figura 6.5 – Comparativo do Diâmetro pelo Investimento do Gasoduto I 76

Figura 6.6 – Histograma do Custo Anualizado (mil US$/ano) – Gasoduto I 77

Figura 6.7 – Histograma do Custo Anualizado com as Variações do Custo de Operação & Manutenção (mil US$/ano) – Gasoduto I 78

Figura 6.8 – Configuração do Gasoduto II no Pipeline Studio 80

Figura 6.9 – Comparativo das Vazões para o Gasoduto I e Gasoduto II 82

Figura 6.10 – Histograma das Vazões Sorteadas – Gasoduto II 82

Figura 6.11 – Histograma dos Diâmetros Nominais – Gasoduto II 83

Figura 6.12 – Histograma do Investimento – Gasoduto II 85

Figura 6.13 – Comparativo do Diâmetro pelo Investimento do Gasoduto II 86

Figura 6.14 – Histograma dos Custo Anualizado (mil US$/ano) – Gasoduto II 86

Figura 6.15 – Histograma do Custo Anualizado com as Variações do Custo de Operação & Manutenção (mil US$/ano) – Gasoduto II 87

Figura 6.16 – Configuração do Carboduto de 4 pol. no Pipeline Studio 89

Figura 6.17 – Configuração do Carboduto de 6 pol. no Pipeline Studio 90

Figura 6.18 – Configuração do Carboduto no Pipeline Studio 91

Figura 6.19 – Histograma das Vazões Sorteadas - Carboduto 93

Figura 6.20 – Histograma dos Diâmetros Nominais - Carboduto 94

Figura 6.21 – Histograma do Investimento – Carboduto 96

Figura 6.22 – Comparativo do Diâmetro pelo Investimento do Carboduto 96

Figura 6.23 – Histograma do Custo Anualizado (mil US$/ano) – Carboduto 97

Figura 6.24 – Histograma do Custo Anualizado com as Variações do Custo de Operação & Manutenção (mil US$/ano) – Carboduto 98

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Especificação do Gás Natural 3

Tabela 1.2 – Dutos de Longa Distância para Transporte de CO_2 no Mundo. 10

Tabela 2.1 – Nomenclatura dos Termos da Equação de Colebrook – Eq. (2.23) 22

Tabela 2.2 – Coeficientes para Diversos Modelos de Escoamento – Eq. (2.24) 25

Tabela 2.3 – Propriedades de Constituintes de Gás Natural 34

Tabela 2.4 – Coeficientes para Cálculo da Viscosidade Dinâmica de Mistura de Gases 39

Tabela 5.1 – Diâmetros Comerciais Utilizado em Projeto de Gasodutos 59

Tabela 5.2 - Estimativa dos Parâmetros para o Modelo de Custo do Gasoduto 61

Tabela 6.1 – Vazão Máxima de Transporte no Gasoduto I 72

Tabela 6.2 – Freqüência Acumulada dos Diâmetros do Gasoduto I 74

Tabela 6.3 – Vazão Máxima de Transporte no Gasoduto II 81

Tabela 6.4 – Freqüência Acumulada dos Diâmetros do Gasoduto II 84

Tabela 6.5 – Pressões no Poço Conforme Vazão de Injeção no Duto de 4 pol. 89

Tabela 6.6 – Pressões no Poço Conforme Vazão de Injeção no Duto de 6 pol. 90

Tabela 6.7 – Vazão Máxima de Transporte no Carboduto 92

Tabela 6.8 – Freqüência Acumulada dos Diâmetros do Carboduto 95

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 1

1.1. Utilização do Gás Natural 1

1.2. Carbodutos 8

1.3. Objetivo 12

1.4. Motivação 13

1.5. Organização da Dissertação 15

2. MODELAGEM DO ESCOAMENTO COMPRESSÍVEL EM DUTOS 16

2.1. Equações Gerais de Escoamento 16

2.2. Equação Geral para Regime Permanente em Dutos 17
2.2.1. Equação de Bernoulli em Dutos 17
2.2.2. Desenvolvimento das parcelas da Equação de Bernoulli em Dutos 17
2.2.3. Considerações e Hipóteses Simplificadoras 18

2.3. Equações para Cálculo do Fator de Atrito: 20
2.3.1. Forma Implícita: 20
2.3.2. Forma Explícita: 20

2.4. Equações Práticas para Cálculo de Vazão 22

2.5. Equação de Bernoulli-Colebrook 24

2.6. Panhandle 24
2.6.1. Panhandle A 24
2.6.2. Panhandle B 24

2.7. Weimouth 24

2.8. AGA 25
2.8.1. AGA A 25
2.8.2. AGA B 25

2.9. Efeitos da Temperatura no Escoamento 26

2.10. Condutividade Térmica 29

2.11. Características Físicas dos Gases 30
2.11.1. Propriedades Críticas 32
2.11.2. Propriedades Reduzidas e Estados Correspondentes 32

2.12. Equações de Estado 33
2.12.1. Equação de Clapeyron: 34
2.12.2. Equação de Clapeyron Adaptada para Gases Reais: 35

2.12.3. Equação de Sarem 36
2.12.4. Equação de BWRS 37

2.13. Viscosidade 38
2.13.1. Correlações para Abordagem por Propriedade Média 38
2.13.2. Correlação de Lee & Eakin 38
2.13.3. Correlação de Starling & Ellington 39
2.13.4. Equação Generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington 39
2.13.5. Correção da Viscosidade na Presença de CO_2 40
2.13.6. Correlação de Herning & Ziperer para viscosidade de misturas 40

2.14. Propriedades Térmicas 41
2.14.1. Calores Específicos 41
2.14.2. Correlações API: 42

3. RESOLUÇÃO DE EQUAÇÕES DE TRANSPORTE UTILIZANDO O SIMULADOR PIPELINE STUDIO 43

3.1 Técnica de Solução para Rede de Gasodutos de Transporte 43
3.1.1. Balanço de Massa: 44
3.1.2. Balanço de Quantidade de Movimento: 44
3.1.3. Balanço de Energia: 45
3.1.4. Correlações Generalizadas para as Propriedades dos Fluidos 47
3.1.5. Equação de Estado BWRS 49

3.2 Condições de Contorno e Valores Limitantes 50

3.3 Limitações do software 50

4. MÉTODO DE MONTE CARLO 53

4.1. Método de Monte Carlo 53

4.2 - Revisão Bibliográfica do Método de Monte Carlo em Dutos de Transporte 54

5. METODOLOGIA 56

5.1 Cálculo do Investimento e Custo Anual dos Dutos 60

5.2 Gasoduto I 62

5.3 Gasoduto II 65

5.4 Carboduto 66

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES 70

6.1 Gasoduto I 70

6.2 Gasoduto II 79

6.3 Carboduto 88

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 100

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 103

1. INTRODUÇÃO

Desde a Revolução Industrial ocorrida em meados do século XVIII, a competitividade econômica dos países e a qualidade de vida de seus cidadãos são intensamente influenciadas pela energia. Em um mercado global e em face das crescentes preocupações com o meio ambiente, essa influência se mostra cada vez mais decisiva. Nesse cenário, as economias de mercado que melhor se posicionam quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo custo e de baixo impacto ambiental obtêm importantes vantagens comparativas (TOLMASQUIM *et al*, 2007).

Diversos são os recursos energéticos, sendo os principais o petróleo e derivados, o gás natural, o carvão mineral e derivados, o urânio e derivados, a hidráulica e eletricidade, a lenha e o carvão vegetal e os derivados da cana-de-açúcar.

Associar baixo custo e de baixo impacto ambiental a um recurso energético é um desafio para as economias, pois é comum encontrar recursos de baixo custo e alto impacto ambiental, como o carvão mineral e o petróleo.

1.1. Utilização do Gás Natural

No Brasil, atualmente, são utilizados diversos recursos energéticos para produção de energia elétrica e consumo industrial, como pode ser visto na Figura 1.1. De acordo com o Balanço Energético Nacional 2010 (BEN, 2010), ano base 2009, o gás natural representou cerca de 9% da matriz energética brasileira.

A partir da Conferência Mundial das Nações Unidas (RIO-92) e cinco anos depois, em 1997, com o Protocolo de Quioto, o componente ambiental ganhou maior importância. Nesse contexto, o gás natural tornou-se mais atrativo, em relação às fontes de energia concorrentes, devido, principalmente, às suas menores taxas de emissão de gases de efeito estufa (CH_4, CO_2, entre outros) (VAZ *et al*, 2008).

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, gás natural é todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (ANP, 1997).

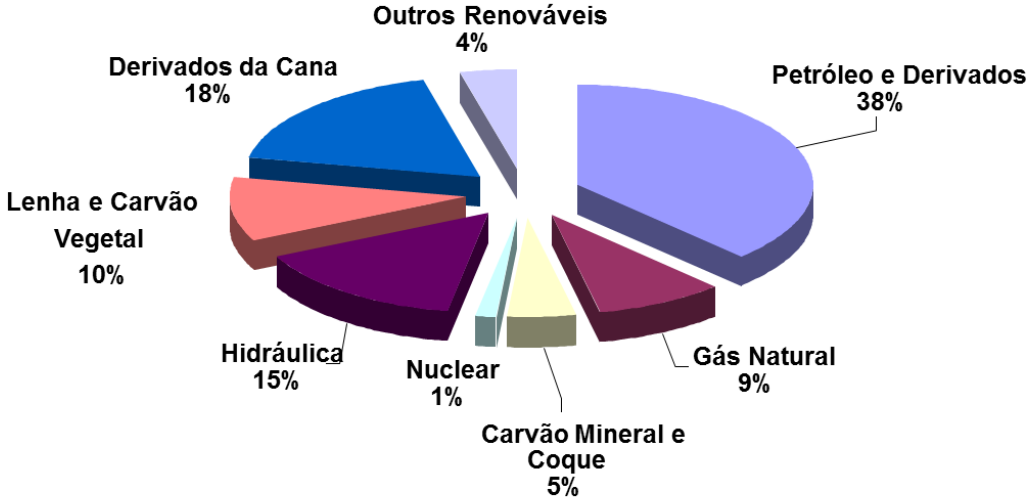

Figura 1.1 Matriz Energética Brasileira - (Fonte BEN, 2010).

A Resolução Número 16, da Agência Nacional do Petróleo do dia 17 de junho de 2008, contém as especificações de um gás natural para a distribuição. A Tabela 1.1 mostra as especificações necessárias para a distribuição e comercialização do gás natural.

Diversos são os usos do gás natural: Seu uso principal é como combustível veicular e industrial, podendo ainda ser utilizado como matéria-prima na indústria petroquímica e na indústria de fertilizantes.

No último século, o Brasil teve intenso desenvolvimento econômico, refletindo um aumento do consumo de energia primária, causado pelo processo de industrialização, além de expansão demográfica e aumento da taxa de urbanização.

Tabela 1.1 Especificação do Gás Natural - Fonte: ANP

ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL (RESOLUÇÃO ANP Nº 16, DE 17.6.2008 - DOU 18.6.2008)

Quadro I: Tabela de especificação do Gás Natural

CARACTERÍTICA	UNIDADE	LIMITE		
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro-Oeste
Poder calorífico superior	kJ/m³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000	
	kWh/m³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94	
Índice de Wobbe	kJ/m³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500	
Número de metano, mín.		(1)	65,0	
Metano, mín.	% mol.	68,0	85,0	
Etano, máx.	% mol.	12,0		
Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0	
Butano e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0	
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5	
Inertes (N_2 + CO_2), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0
CO_2, Max.	% mol.	3,0		
Enxofre Total, máx.	mg/m³	70,0		
Gás Sulfídrico (H_2S), máx.	mg/m³	10,0	13,0	10,0
Ponto de orvalho de água a 1 atm, máx.	ºC	-39,0		-45,0
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 Mpa, máx.	ºC	15		0
Mercúrio, máx.	µg/m³	Aplicável ao gás natural importado exceto gás natural liquefeito, determinado semestralmente. O carregador deverá disponibilizar o resultado para o distribuidor sempre que solicitado.		

(1) Os limites para a Região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e neste caso deve ser atendidos os limites equivalentes à Região Nordeste.

Segundo TOLMASQUIM *et al* (2007), os estudos de longo prazo conduzidos pela Empresa de Pesquisa Energética indicam forte crescimento da demanda de energia nos próximos 25 anos. Estima-se que a oferta interna crescerá 3,6% ao ano no período de 2010 a 2020 e 3,4% no período de 2020 a 2030.

Na Figura 1.2, é apresentada a evolução da estrutura da oferta de energia no Brasil. Em 1970, petróleo e derivados, juntamente com lenha e carvão vegetal, representavam 78% da matriz energética brasileira. Em 2000, a participação da

lenha diminuiu, elevando-se a participação de petróleo, derivados da cana-de-açúcar e do gás natural.

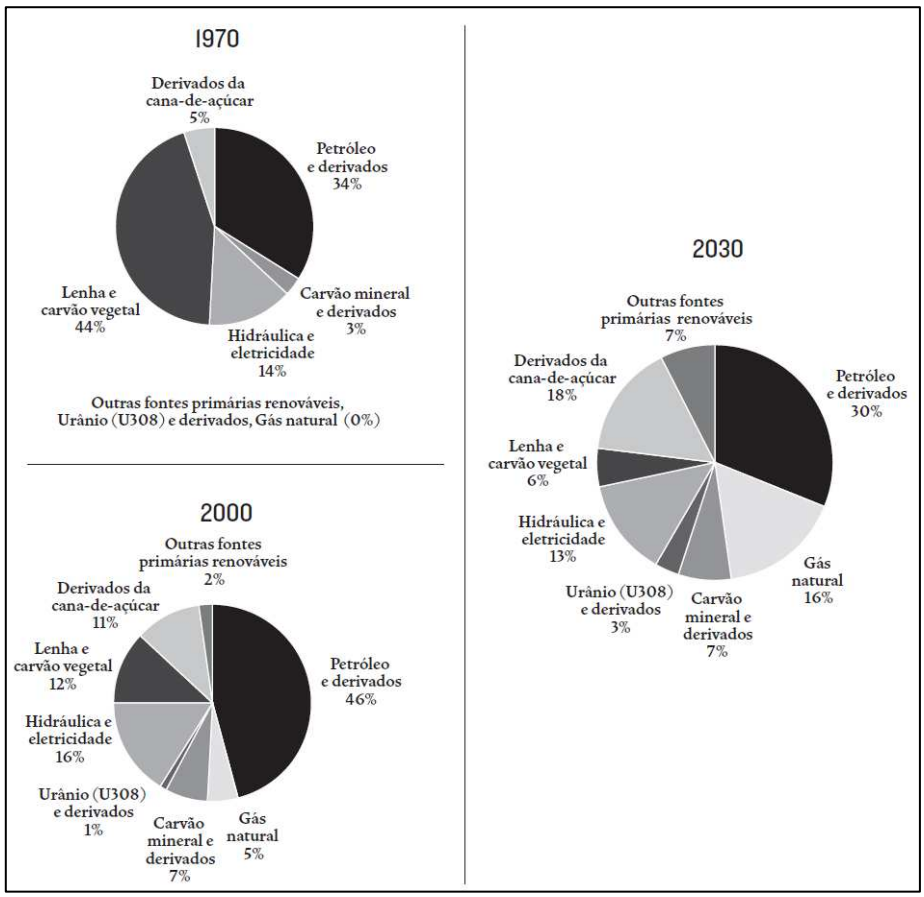

Figura 1-2 - Evolução da Estrutura de Oferta de Energia no Brasil (Fonte: Empresa de Pesquisa Energética)

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (E.P.E.), as projeções para 2030 mostram que o petróleo e derivados continuarão presentes na matriz energética, mas com diminuição da sua participação. Por outro lado, haverá um aumento dos derivados da cana-de-açúcar e do gás natural.

Ressalta-se que no trabalho de TOLMASQUIM *et al* (2007) não foram consideradas as descobertas de petróleo e gás natural do pré-sal. No entanto, estima-se que com a produção do pré-sal haja um aumento na oferta de gás natural e de petróleo, podendo corresponder a mais de 50% dos combustíveis primários.

Para o gás natural, a continuação dos investimentos em exploração e produção permitirá aumentar a produção para 250 milhões de m³ por dia em 2030, com uma taxa de crescimento média de 6,3% ao ano. Neste quadro futuro, TOLMASQUIM *et al* (2007) projetam que o principal consumidor será o setor industrial, em substituição ao óleo combustível. A geração elétrica será outro grande

consumidor, podendo chegar a até 110 milhões de m³/dia no caso de despacho térmico em carga máxima, isto é, todas as termelétricas brasileiras operando com a máxima vazão de consumo.

A Figura 1.3 apresenta a estrutura do consumo de gás natural. No ano de 2005 os principais consumidores correspondiam ao setor industrial e à geração elétrica. Em 2030, projeta-se uma diminuição relativa do consumo industrial, um pequeno aumento para a geração elétrica e um aumento para a produção de derivados de petróleo. Ressalva-se que o consumo de gás natural aumentará para promover a produção de petróleo e derivados.

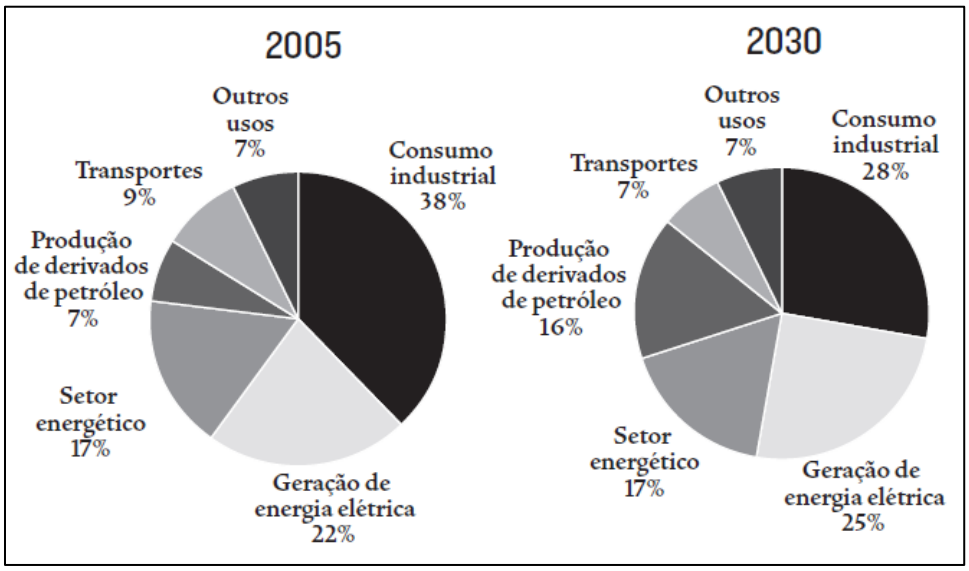

Figura 1.3 - Estrutura do Consumo de Gás Natural no Brasil
(Fonte: Empresa de Pesquisa Energética)

Diante deste quadro de aumento da participação do gás natural na matriz energética serão necessários investimentos no setor. Estes investimentos abrangem toda cadeia de produção, da exploração e produção do petróleo e gás natural, passando pelo processamento e até o transporte de alta pressão.

Após a produção e pré-processamento do gás natural, há a necessidade de transporte deste gás desde o produtor até o processamento, e depois até as distribuidoras e mercados consumidores. Para isso, há diversas tecnologias disponíveis para o transporte do gás natural. Das quais se destacam:

- Gasodutos (GNP);
- Gás Natural Liquefeito (GNL);
- Gás Natural Comprimido (GNC);

- Hidrato de Gás Natural (GNH).

Para a seleção do tipo de transporte deve-se considerar a distância, a geografia e topografia a ser vencida, o volume de gás transportado e o tempo de vida do serviço de transporte. Para pequenas distâncias, pequenos volumes, breves períodos de tempo, em terra ou em mar, o Gás Natural Comprimido é a opção mais vantajosa. No caso de grandes volumes e médias distâncias em mar ou grandes distâncias em terra, e longos horizontes de tempo de duração do serviço, deve-se optar por gasodutos, pois é mais barato o investimento e o custo anual. Por fim, em alguns casos, onde há grandes distâncias continentais que só podem ser cobertas por navios, sendo proibitivamente cara a construção de um gasoduto no curto prazo, existe a opção do Gás Natural Liquefeito transportado em navios criogênicos.

Segundo NAJIBI *et al* (2008), transporte por gasodutos de alta pressão é o método mais antigo, mais comum e mais confiável de transporte de gás natural. Este transporte está presente no subterrâneo, na superfície da terra e no mar, estando em franca expansão em todo o mundo. Porém um grande diâmetro do duto e uma longa distância a cobrir implicam em grande investimento. Obviamente, este tipo de transporte requer estudos preliminares de viabilidade, podendo não ser economicamente recomendável em algumas situações. Gasodutos de alta pressão demandam elevados investimentos iniciais (CAPEX – *Capital Expenditure*) para construção da linha e do sistema de compressão, porém têm como característica principal o fato de gerarem baixíssimos custos operacionais (OPEX – *Operational Expenditure*) por tonelada transportada já que operam com gigantescas capacidades de transporte que, não podem ser igualadas pelas outras alternativas. Além disso, gasodutos de alta pressão apresentam mínimo consumo de energia por tonelada transportada (ou seja, mínima liberação de carbono atmosférico por tonelada transportada) e são estáveis, seguros, silenciosos, operam independentemente das condições atmosféricas e marítimas, são confiáveis, duráveis por décadas, inofensivos à flora e à fauna e ambientalmente adequados (pouco poluentes). Gasodutos de alta pressão sempre representam a melhor alternativa econômica no longo prazo, todavia podem não ser atrativos se as quantidades a transportar não são expressivas e se o tempo de decisão consiste de prazos curtos ou médios, ou se há um fator emergencial ou de urgência a ser levado em conta.

O meio de transporte, conhecido por Gás Natural Liquefeito - GNL, é utilizado como alternativa quando há possibilidade de uso de navios criogênicos e não há

viabilidade econômica, a curto prazo, para gasodutos de alta pressão. Nesta alternativa o gás natural é liquefeito na pressão atmosférica a uma temperatura de 113 K (-160^{o}C). A vantagem do GNL decorre de que a conversão do gás em líquido reduz em 600 vezes o volume a ser transportado. O GNL é transportado por navios criogênicos por até longas distâncias. Este transporte necessita de enormes investimentos iniciais (CAPEX) associados aos navios criogênicos, plantas de liquefação e de vaporização, e, ao contrário dos gasodutos de alta pressão, o transporte de GNL apresenta custos operacionais (OPEX) elevados característicos das plantas de liquefação de gás natural (navios criogênicos, plantas de vaporização e compressão nos portos de destino), fazendo com que o transporte por GNL possa não ser atrativo especialmente em cenários de longo prazo (NAJIBI *et al*, 2008).

Outro meio utilizado para transporte emergencial de gás natural é a modalidade da compressão deste fluido em cilindros (GNC) sob alta pressão (24,0 MPa). Normalmente estes cilindros são acomodados em carretas e transportados, por rodovias, até o consumidor (VAZ *et al*,2008).

O transporte do GNC também pode ocorrer através de navios com vasos de pressão. Embora seja utilizado como meio de transporte, não se tem obtido êxito nos estudos deste tipo de transporte devido ao alto custo requerido para os vasos de pressão (VAZ *et al*,2008).

Nos projetos de GNC a maior parte dos investimentos (CAPEX) reside na construção dos navios e sistemas de compressão no terminal de despacho. Embora dispense as complicações e intensivos custos para resfriamento e re-gaseificação característicos da tecnologia GNL, a tecnologia GNC permanece válida apenas como alternativa ao GNL; isto é, apta a situações de pequenas cargas transportadas por curtos períodos de tempo (NAJIBI *et al*, 2008).

Por fim, o transporte de gás natural como hidrato de gás natural (tecnologia GNH) apresenta-se como possível alternativa ao GNL ou aos gasodutos. O hidrato é produzido pela mistura de gás natural com água líquida, sob pressão e/ou baixa temperatura (-20^{o}C a 1bar), gerando uma forma estável de sólido similar à neve, na qual as moléculas de hidrocarbonetos do gás natural são aprisionadas nas cavidades existentes no retículo cristalino do gelo. Hidratos podem ser considerados como meios de estocagem de gás, sendo que 1m³ de hidrato (densidade $\approx$ 910kg. m^{-3}) contém 160 Nm³ de gás e 0,80 m³ de água líquida. Isto significa que o transporte de aproximadamente uma tonelada de hidrato equivale a transportar

apenas 140 kg de gás natural, sendo o restante água inerte. A tecnologia GNH opera com pressão atmosférica e temperaturas baixas (-20^{o}C), mas não tão baixas como no caso GNL de (-160^{o}C), o que a distingue das altas pressões do GNC e das temperaturas criogênicas requeridas pelo GNL. Todavia, esta tecnologia não está implementada ainda e suas condições operacionais e de processo não estão estabelecidas (NAJIBI *et al*, 2008) sendo duvidoso que tenha competitividade.

1.2. Carbodutos

Além do transporte por via dutoviária de gás natural (gasodutos de alta pressão), outro gás com possibilidade de transporte pela mesma alternativa dutoviária é o gás carbônico, CO_2. Todavia, diferentemente dos gasodutos de alta pressão de gás natural, CO_2 deve ser transportado como fluido supercrítico denso também em alta pressão, pois deseja-se operar acima do ponto crítico do CO_2 (31,1^{o}C e 7,38MPa) com o objetivo de evitar as altas variações de densidade e compressibilidade causada pelas variações de temperatura e pressão. Dadas as profundas diferenças de comportamento PVT entre um gás meramente comprimido e um fluido supercrítico denso, os dutos de CO_2 distinguem-se dos gasodutos ordinários, sendo denominados carbodutos.

Um dos prováveis vilões do presente cenário de mudanças climáticas, o dióxido de carbono, CO_2, exibe teores atmosféricos crescentes em decorrência da queima de combustíveis fósseis pela Sociedade Industrial, o que acredita-se que vem desencadeando ou agravando o assim chamado Aquecimento Global.

O acúmulo de CO_2 na atmosfera vem suscitando estudos para o desenvolvimento de tecnologias de descarte deste gás de forma ambientalmente correta. Em 29 de dezembro de 2009, o Brasil aprovou a Política Nacional sobre Mudança no Clima, estabelecendo princípios, objetivos, diretrizes e instrumentos para a redução da emissão de gases do efeito estufa. A política prevê ações de mitigação das emissões de gases de efeito estufa, com vistas a reduzir de 36,1% a 38,9% suas emissões projetadas até 2020, e este foi um compromisso voluntário apresentado pelo Governo Federal Brasileiro na 15ª Conferência das Partes Sobre o Clima (COP-15), em Copenhague, na Dinamarca.

Neste contexto, companhias de petróleo já utilizam injeção de CO_2 supercrítico em reservatórios de óleo para estimular a produção de petróleo e gás

natural. Para este caso, adota-se a concepção exclusiva de injetar o CO_2 em reservatórios no processo denominado Recuperação Avançada de Óleo (EOR – *Enhanced Oil Recovery*). Nesta tecnologia o óleo no reservatório tem sua densidade e viscosidade diminuídas quando misturado ao CO_2 supercrítico em alta pressão, resultando maior fluidez e capacidade de movimentação do óleo que migra dentro do reservatório para uma posição onde sua recuperação é facilitada (RACKLEY, 2010).

No caso da Petrobras, e especificamente no cenário do pólo Pré-Sal, o CO_2 deve ser separado do gás natural encontrado nas camadas abaixo do leito de sal na Bacia de Santos, que contêm altos teores de CO_2. Após compressão, a reinjeção deste gás na própria formação, além de aumentar o fator de recuperação de óleo, tem forte apelo ambiental ao evitar o destino atmosférico deste CO_2. Tal processamento obrigará a Petrobras, e a cadeia de fornecedores, a procurar soluções metalúrgicas para lidar com a possível ação corrosiva deste gás nos equipamentos submarinos (CARDOSO, 2009).

Similarmente, focando-se no CO_2 gerado pela indústria e por termoelétricas, uma das possibilidades de destino do CO_2 é o transporte por dutos desde os centros de produção (cidades industriais) até os remotos campos de produção de petróleo visando a um armazenamento em reservatórios de petróleo.

Têm-se como exemplos de dutos de transporte de CO_2, inicialmente projetados para recuperação avançada de óleo (EOR) nos EUA. *The Cortez Pipeline, Canyon Reef Pipeline,* e *Sheep Mountain Pipeline* são trechos de uma rede de carbodutos do Colorado/EUA ao Texas/EUA, que conectam fontes de CO_2 natural e antropogênico (resultado da atividade humana) a destinos na Bacia Petrolífera Permiana no Texas/EUA para que este seja utilizado em técnicas de recuperação avançada de petróleo (EOR). Estes e alguns outros exemplos são relacionados na Tabela 1.2 (RACKLEY, 2010).

Tabela 1.2 - Dutos de Longa Distância para Transporte de CO_2 no Mundo ($M=10^6$). (Adaptado de RACKLEY, 2010).

Duto	*L (km)*	*Ø (m)*	*Pressão de operação(MPa)*	*Capacidade ($Mt\text{-}CO2.ano^{-1}$)*
Canyon Reef Carriers, 1972 (planta de gaseificação de McCamey para campo de petróleo de SACROC, Texas)	224	0,4		5,2
Cortez, 1984 (McElmo Dome CO2 field, Colorado, para Denver City Hub, Texas)	803	0,6	9,5 – 13,6	19,3
Sheep Mountain, Bravo Dome CO2 field, Colorado, to Denver City HUB e Texas oilfields)	653	0,5-0,6	8,4-13,9	9,5
Bati Raman, 1983 (Campo Donan, Turquia)	90	0,15-0,3	14,1	1,1
Bufada, Hungria	33			
Snohvit, Noruega (planejado)	153	0,2		

A Figura 1.4 apresenta uma fotografia durante a construção do carboduto Cortez, com 808 km de extensão e 30 polegadas de diâmetro. O *Cortez CO_2 Pipeline* é o mais longo, mais pesado e de maior capacidade de transporte de dióxido de carbono no mundo. É um dos mais inovadores projetos de carbodutos construído nos últimos anos, tendo sido concluído em 1983. O carboduto foi contratado para Willbros pela Shell Pipeline Company, origina-se na área de Dome McElmo em Montezuma County, Colorado, no sudoeste deste estado. A entrega do fluido ocorre em Denver City no oeste do Texas, na West Texas Wasson Field, perto da comunidade de Allred em Yoakum County, Texas.

Com capacidade de até 18 MM Nm^3/d, o carboduto transporta fluido em uma única fase em estado supercrítico ou liquefeito. Na Figura 1.5 apresenta-se o traçado do duto, o CO_2 é entregue a Cortez em sua origem no sudoeste do Colorado, a cerca de 140 kgf/cm^2, sendo a pressão de entrega no terminal da linha perto de Denver City, Texas, de aproximadamente 140 kgf/cm^2. A pressão em vários pontos do gasoduto varia de 98,43 a 182,8 kgf/cm^2, dependendo dos efeitos da elevação do

terreno, e por isso pode sair com 140 kgf/cm² no recebimento, e chegar em Denver City com a mesma pressão (SHELL PIPELINE COMPANY, 2011).

O CO_2 transportado é utilizado em técnicas de recuperação avançada de petróleo para produzir 280 milhões de barris de óleo adicionais, ao longo da vida útil do projeto, estimada pela Shell entre 20 a 25 anos (SHELL PIPELINE COMPANY, 2011).

Figura 1.4 – Carboduto Cortez - (Fonte: SHELL PIPELINE COMPANY, 2011)

Figura 1.5 – Traçado do Carboduto Cortez
(Fonte: SHELL PIPELINE COMPANY, 2011)

No Brasil a Recuperação Avançada de Óleo, EOR, é utilizada no recôncavo baiano com CO_2 antropogênico gerado no Pólo Industrial de Camaçari, e será utilizado em campos de produção do Pólo Pré-Sal (PETROBRAS, 2009), onde, conforme DINO (2011), o percentual de CO_2 em reservatórios é de 12 a 18%, em média, e chega a 75% no caso do campo de Júpiter. Destacam-se como os dois principais motivos para que o CO_2 não entre na cadeia de valor de hidrocarbonetos a sua associação a processos corrosivos em dutos, e seu valor energético nulo.

O escoamento do CO_2 em carbodutos pode ocorrer em condições relativamente próximas à sua pressão crítica (P_C) e temperatura crítica (T_C), de modo que alguns transientes podem causar o chamado efeito *slinky*, conhecido por abruptas mudanças de densidade e compressibilidade do CO_2 dependendo de quão próximo ao ponto crítico ocorram tais transientes de pressão e/ou temperatura. Este é o principal motivo de se evitar manter o CO_2 sob condições próximas à crítica durante o escoamento, pois o efeito *slinky* é equivalente ao Golpe de Ariete[1] em escoamento de fluidos incompressíveis, e assim é altamente indesejável.

1.3. Objetivo

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional baseada no Método de Monte Carlo (MMC) utilizando a integração de um simulador comercial de escoamento com planilha MS-Excel, visando:

(i) Ao Projeto de Gasodutos e Carbodutos obtendo diâmetro, investimento e custo anual atendendo, com probabilidade conhecida, a um quadro estocástico de demandas de fluido.

(ii) À Gestão Operacional de Gasodutos e Carbodutos existentes obtendo probabilidade do sistema atender a um quadro estocástico de demandas.

Demonstrar a utilização da ferramenta com estudos de casos de Gasodutos e Carboduto.

[1] Entende –se como Golpe de Ariete o choque violento que se produz sobre as paredes de um conduto forçado quando o movimento do líquido é modificado bruscamente e consequentemente são geradas sucessivas sobrepressões e depressões do fluido. [AZEVEDO NETTO, 1998]

1.4. Motivação

Considerando-se a atual fase de desenvolvimento industrial brasileiro, e o aumento da participação do gás natural na matriz energética nacional, sugerem-se maiores estudos acerca de alternativas confiáveis, de grande capacidade e econômicas de transporte de gás natural e CO_2. Neste sentido, torna-se necessário a disponibilidade de metodologias para projetos de gasodutos e carbodutos capazes de considerar a influência de incertezas (i.e. fatores não determinísticos ou estocásticos) no desempenho futuro do duto. Especificamente, alguns fatores estocásticos dignos de nota são associados a: (i) evolução da demanda futura de fluido pelos sítios de destino; (ii) evolução da oferta futura de fluido pelos sítios de despacho; (iii) evolução de pressões mínimas de entrega; (iv) evolução do custo futuro da energia elétrica; (v) fatores intangíveis ligados ao custo de construção e de manutenção da dutovia; entre outros.

Segundo Vaz (2008), o custo do transporte de gás natural por meio de gasodutos envolve a composição de diversos custos componentes. Quando comparado ao transporte de petróleo, em fase líquida, considerando-se o mesmo diâmetro de duto, o transporte de óleo é claramente mais vantajoso economicamente, pois é possível transportar cinco vezes mais energia (VAZ *et al*, 2008) para o mesmo nível de custo total.

No aspecto econômico, a tubulação pode representar mais de 80% do investimento total. Portanto, é imprescindível a realização de um estudo técnico-econômico para a seleção do respectivo diâmetro ótimo (VAZ *et al*, 2008). Visando a contribuir com estes estudos, é importante o conhecimento do comportamento hidráulico dos gasodutos e carbodutos, suas condições físicas e procedimentos operacionais, para que haja uma maior otimização em futuros projetos destes dutos. Sendo assim, é de fundamental relevância, o conhecimento de suas capacidades de escoamento e as formas como estas podem ser alteradas, já que a determinação de suas curvas de operação é um fator crítico na análise de desempenho do duto.

Além dos estudos relacionados com gasodutos, é possível a realização de estudos similares no contexto do transporte dutoviário de CO_2. Segundo estudos da IEA (2010) a Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (*CCGS – Carbon Capture & Geological Storage*) representa um enorme potencial para abatimento de grandes quantidades de CO_2. Num possível cenário apresentado pela agência

(Figura 1.6) para o ano de 2050, a CCGS seria responsável por 19% das emissões evitadas de CO_2.

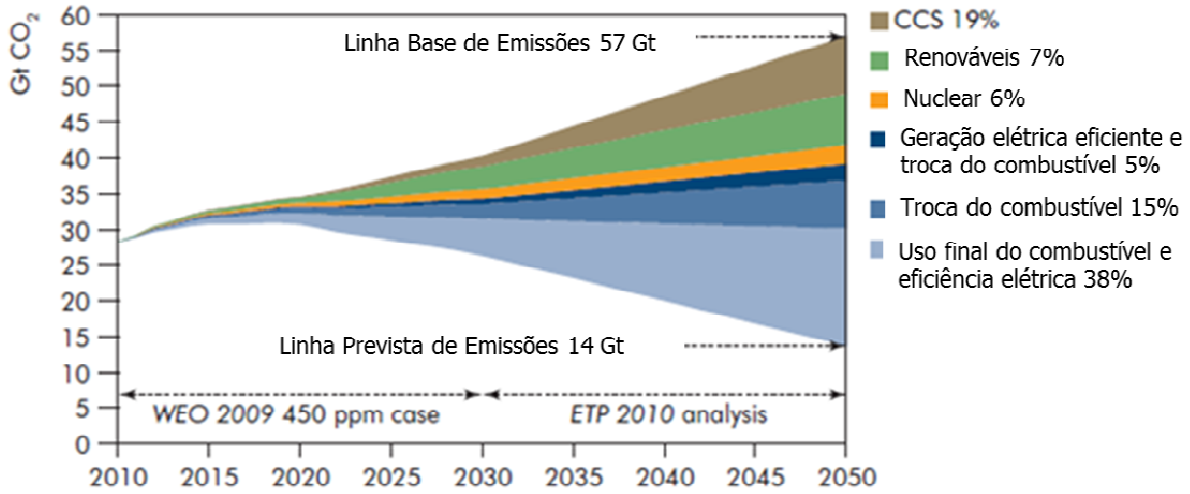

Figura 1.6 – Tecnologias para Redução de Emissões de CO_2 (Fonte IEA, 2010)

Com isso, propõe-se uma Metodologia baseada na utilização conjunta do Método de Monte Carlo com o simulador comercial de dutovias Pipeline Studio, operando em modo de simulação em regime estacionário, para encontrar uma faixa de diâmetros nominais de acordo com um serviço estocástico, gerando ao fim de várias simulações, a probabilidade de sucesso dos diâmetros nominais, os investimentos e os custos anuais do empreendimento.

Ao final deste trabalho deseja-se apresentar esta metodologia de projeto visando a contribuir para a engenharia de gasodutos e carbodutos, estes últimos essenciais para combater os efeitos do Aquecimento Global ao viabilizar o armazenamento geológico de CO_2 capturado nos sítios de produção.

1.5. Organização da Dissertação

A revisão bibliográfica deste trabalho estende-se ao longo dos Capítulos 2, 3 e 4. O Capítulo 2 compreende a descrição de equações para modelagem de escoamento de gás, a saber, Equações de Escoamento Compressível, aspectos termodinâmicos e cálculo de propriedades. No Capítulo 3 é apresentado o Software Pipeline Studio, com as equações e modelagens utilizadas por este software e algumas implicações de utilização. No Capítulo 4 é discutido o Método de Monte Carlo (MMC) sendo apresentada uma breve revisão bibliográfica de alguns estudos na área de transporte de gás utilizando-se o MMC.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia desenvolvida para o projeto de gasodutos e carbodutos baseada no MMC. São descritos os três casos estudados, sendo dois deles no contexto de gasodutos e o restante no de carboduto.

No Capítulo 6 são consolidados os resultados e gráficos obtidos ao utilizar-se a metodologia desenvolvida para os três casos mencionados.

Por fim, apresentam-se no Capítulo 7, as conclusões e recomendações deste trabalho. A relação de referências bibliográficas utilizadas para o seu desenvolvimento encerra esta dissertação.

2. MODELAGEM DO ESCOAMENTO COMPRESSÍVEL EM DUTOS

2.1. Equações Gerais de Escoamento

A seguir, apresentam-se as principais equações usadas na engenharia de transporte de gás naturais, sejam elas equações de balanços fundamentais, equações constitutivas, ou equações de estado.

A formulação das equações para escoamento de gás em dutos apresenta-se a partir de um balanço de momento linear ou quantidade de movimento. O maior interesse está na formulação em regime permanente, de maneira que a forma mais abrangente é a Equação de Balanço de Forças de Cauchy, modificada pela particularização não transitória de Bernoulli (BAPTISTA, 2002).

$$\rho \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + \rho . \vec{u} \vec{\nabla} \vec{u} = \rho \vec{F} + \vec{\nabla} . \overline{\overline{T}} \,, \tag{2.1}$$

$$\rho \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} + \rho . \vec{u} \vec{\nabla} \vec{u} = -\nabla p + \rho \vec{F} + div \overline{\overline{\tau}} \,, \tag{2.2}$$

Para a condição de um fluido perfeito, em escoamento isotérmico, barotrópico (a densidade do fluido só depende da pressão), isocórico (incompressível), irrotacional (forças viscosas são desprezíveis), em regime permanente resulta (BAPTISTA, 2002).

$$\vec{\nabla}(-gz - \int \frac{dp}{\rho} - \frac{|\vec{u}|^2}{2}) = 0 \,, \tag{2.3}$$

Que é a Equação de Bernoulli generalizada, e desta equação é possível desenvolver um equação para escoamento de fluidos compressíveis.

2.2. Equação Geral para Regime Permanente em Dutos

2.2.1. Equação de Bernoulli em Dutos (MOHITPOUR et al, 2007):

A partir da Equação de Bernoulli é possível encontrar uma equação amplamente utilizada pelas transportadoras para cálculos de transporte de fluidos compressíveis em dutos. Considerando a Equação de Bernoulli como:

$$\frac{1}{g_c}.\frac{u}{\upsilon^2}.du + \frac{dP}{\upsilon} + \frac{dH}{\upsilon^2} + \frac{2f}{g_c D}.\frac{u^2}{\upsilon^2}dL = 0\,, \tag{2.4}$$

Onde se têm as seguintes parcelas:

$\frac{1}{g_c}.\frac{u}{\upsilon^2}.du$	Parcela de energia cinética
$\frac{dP}{\upsilon}$	Parcela de energia de pressão
$\frac{dH}{\upsilon^2}$	Parcela de energia potencial
$\frac{2f}{g_c D}.\frac{u^2}{\upsilon^2}dL$	Parcela de energia de atrito

2.2.2. Desenvolvimento das parcelas da Equação de Bernoulli em Dutos

Parcela de energia cinética: Inicialmente define-se o fluxo de massa C

$$C = u.\rho = \frac{\dot{m}}{A} = \frac{4.\dot{m}}{\pi.D^2}\,, \tag{2.5}$$

se o regime é permanente, a vazão é constante, e considerando o diâmetro do duto constante, então C é constante. Desta forma:

$$\int_1^2 \frac{1}{g_c}.\frac{u}{\upsilon^2}.du = \int_1^2 \frac{1}{g_c}.C^2.\frac{du}{u} = \frac{C^2}{g_c}\ln(u_2/u_1)\,. \tag{2.6}$$

parcela de energia de pressão:

$$\int_1^2 \frac{dP}{\upsilon} = \int_1^2 \rho.dP = \frac{M}{Z_{ave}.R.T_{ave}}\left(\frac{P_2^2 - P_1^2}{2}\right), \tag{2.7}$$

parcela de energia potencial (apenas gravitacional)

$$\int_1^2 \frac{dH}{\upsilon^2} = \int_1^2 \rho^2 dH = \frac{M}{ZRT}\int_1^2 \left(\frac{PM}{RT}\right)^2 dH = \frac{P_{ave}^2 M^2}{Z_{ave}^2 RT_{ave}^2}\Delta H \,. \tag{2.8}$$

parcela devida a perdas de energia mecânica por atrito:

$$\int_1^2 \frac{2.f.C^2}{g_c.D} dL = \frac{2.f.C^2}{g_c.D}.L \,. \tag{2.9}$$

Sendo:

$$T_{ave} = \left(\frac{T_1 + T_2}{2}\right), \tag{2.10}$$

$$P_{ave} = \frac{2}{3}\left[P_1 + P_2 - \frac{P_1.P_2}{P_1 + P_2}\right], \tag{2.11}$$

$$Z_{ave} = Z(P_{ave}, T_{ave}) \,. \tag{2.12}$$

2.2.3. Considerações e Hipóteses Simplificadoras

Reescrevendo-se as parcelas, tem-se:

$$\frac{C^2}{g_c}.\ln(u_2/u_1) + \frac{M}{Z_{ave}.R.T}\left(\frac{P_2^2 - P_1^2}{2}\right) + \frac{P_{ave}^2.M^2}{Z_{ave}^2.R.T_{ave}^2}.\Delta H + \frac{2.f.C.^2}{g_c.D}.L = 0 \,. \tag{2.13}$$

Considerando-se as seguintes identidades:

$$P_{std}.Q_{std} = \dot{n}_{std}.Z_{std}.R.T_{std} \,, \tag{2.14}$$

$$\dot{n}_b = \frac{m}{M} \,, \tag{2.15}$$

onde o subscrito *b* significa base ou referência. Assim:

$$C^2 = \left(\frac{\dot{m}}{A}\right)^2 = \frac{16.Q_{std}^2.M^2.P_{std}^2}{\pi^2.R^2.T_{std}^2.Z_{std}^2.D^4} \,, \tag{2.16}$$

a densidade relativa do gás é expressa como,

$$d_{gas} = \frac{M_{gas}}{M_{ar}} = \frac{M_{gas}}{29}. \tag{2.17}$$

Dado que $M_{ar} \cong 29$, o termo de energia cinética, comparado com os outros termos pode ser desconsiderado, especialmente para gasodutos operando em pressão alta (isto é, baixas velocidades), e sem variação no diâmetro da linha. Essa é a única simplificação imposta, além do regime permanente. Assim, tem-se:

$$\frac{M}{Z_{ave}.R.T}.\left(\frac{P_2^2 - P_1^2}{2}\right) + \frac{P_{ave}^2.M^2}{Z_{ave}^2.R.T_{ave}^2}.\Delta H + \frac{2f.C^2}{g_c.D}.L = 0, \tag{2.18}$$

ou,

$$Q_{std}^2 = \frac{\pi^2.R.g_c}{16}.\frac{Z_{std}^2.T_{std}^2}{P_{std}^2}.\left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{2.d_{gas}.g.\Delta H.P_{ave}^2}{R.T_{ave}}}{d_{gas}.Z_{ave}.T_{ave}.L}\right].\frac{D^5}{f}. \tag{2.19}$$

Finalmente tem-se:

$$Q_{std} = \frac{\pi.Z_{std}T_{std}}{4.P_{std}}.\sqrt{R.g_c}.\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{2.d_{gas}.g.\Delta H.P_{ave}^2}{R.T_{ave}}}{d_{gas}.Z_{ave}.T_{ave}.L}}.\frac{1}{\sqrt{f}}.D^{2,5}. \tag{2.20}$$

Essa é a forma final da equação mais genérica possível, que pode ser usada em qualquer sistema de unidades consistente, dentre eles o SI, o imperial, e o CGS. Para sistemas de base massa g_c = 1. Tal equação pode ser usada também para os regimes laminar; parcialmente turbulento (também conhecido na literatura como regime de faixa de transição), completamente turbulento, para linhas de qualquer diâmetro ou comprimento, bem como para sistemas de baixa, média, ou alta pressão. Suas premissas são: escoamento isotérmico em duto, isocórico, irrotacional com fluido barotrópico, desprezando-se a parcela de energia cinética e admitindo-se turbulência isotrópica, isto é, os valores médios das flutuações das velocidades em qualquer posição e para qualquer tempo são iguais. Os termos das equações estão apresentadas na Tabela 2.1.

2.3. Equações para Cálculo do Fator de Atrito:

É uma expressão analítica para o fator de atrito (f) em função do Número de Reynolds e da rugosidade relativa.

2.3.1. Forma Implícita:

Esta é a fórmula geralmente aceita para cálculo do coeficiente de atrito viscoso em escoamento turbulento (MENON, 2005),

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.\log\left(\frac{e/D}{3,7} + \frac{2,51}{\mathrm{Re}.\sqrt{f}}\right), \tag{2.21}$$

onde:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho u L}{\mu}. \tag{2.22}$$

Foi esta a fórmula utilizada por Moody para construir seu diagrama, como pode ser visto na Figura 2.1.

2.3.2. Forma Explícita:

A Equação de Colebrook/White é utilizada para o cálculo de f. Diversas alternativas explícitas para seu cálculo são apresentadas na literatura, entre elas destaca-se a de Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,7368 - 0,7818.\log\left[\left(\frac{e}{0,5D}\right)^{1,11} + \frac{63,635}{\mathrm{Re}}\right]. \tag{2.23}$$

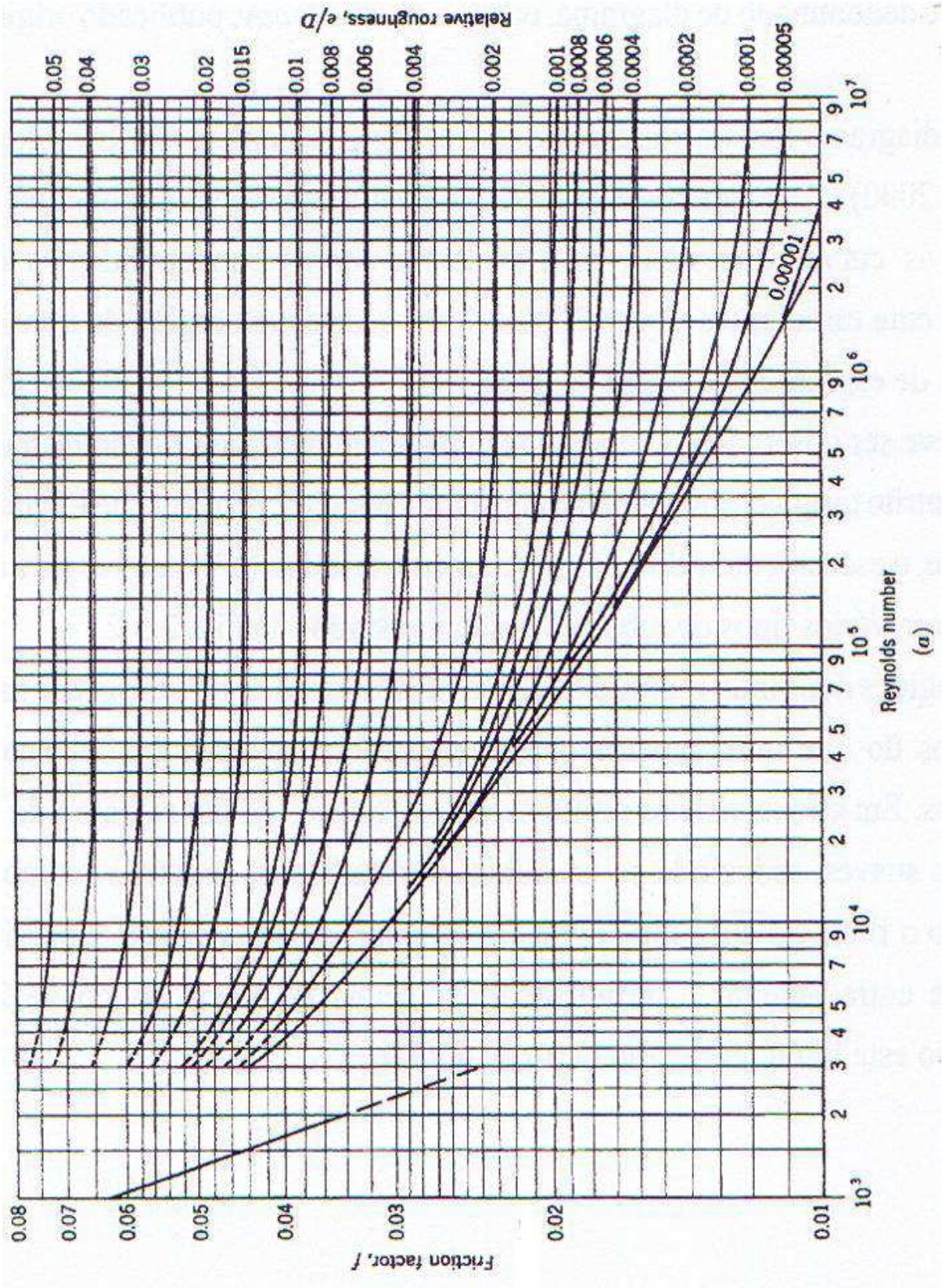

Figura 2. 1 – Diagrama de Moody para Fator de Atrito em Tubulações com Paredes Lisas e Rugosas. Fonte: FOX (2001)

Tabela 2.1 – Nomenclatura dos Termos da Equação de Bernoulli em Dutos – (Eq. 2.20) – Fonte: MOHITPOUR et al (2007).

NOMENCLATURA DOS TERMOS	
L	Comprimento do duto, [L];
D	Diâmetro do duto, [L];
u	Velocidade na direção axial, [$L.T^{-1}$]
υ	Volume especifico do gás= $1/\rho$, [$M^{-1}.L^{3}$]
ρ	Massa específica do gás, [$M.L^{-3}$]
Q_{std}	Vazão volumétrica na condição padrão, [$L^{3}T^{-1}$]
T_{std}	Temperatura da condição padrão [θ]
P_{std}	Pressão da condição padrão, [$M.L^{-1}T^{-2}$]
f	Fator de atrito de Fanning, adimensional
$1/\sqrt{f}$	Fator de transmissão, adimensional;
P	Pressão do gás no ponto, [$M.L^{-1}T^{-2}$];
P_1	Pressão do gás na entrada do duto [$M.L^{-1}T^{-2}$]
P_2	Pressão do gás na saída do duto, [$M.L^{-1}T^{-2}$]
M_{gas}	Peso molecular do gás, [$M.MOL^{-1}$]
M_{ar}	Peso molecular do ar , [$M.MOL^{-1}$];
g	Gravidade específica do gás. adimensional;
C	Fluxo de massa= $u.\rho$, [$M.L^{-2}T^{-1}$]
H	Elevação, [L]
P_{ave}	Pressão média, [$M.L^{-1}T^{-2}$]
T_{ave}	Temperatura média, [θ]
Z_{ave}	Fator de compressibilidade médio, adimensional;
$\overline{\overline{T}}$	Tensor das tensões em suas 9 componentes;
$\overline{\overline{\tau}}$	Tensor das tensões viscosas;
e	Rugosidade relativa do duto, adimensional.

2.4. Equações Práticas para Cálculo de Vazão

Na indústria, é praxe utilizar um conjunto de equações para regime permanente, desenvolvida em diferentes companhias, respeitando-se as particularidades das linhas que tais companhias operavam durante o

desenvolvimento das citadas fórmulas. Isto acontece, pois estas equações em geral são empíricas e geram algum tipo de diferença no resultado. De maneira a compor um padrão perante tais companhias, a maioria dos softwares comerciais configura tais equações que ora são apresentadas. São impostas as seguintes simplificações adicionais:

- Desprezam-se variações de velocidade,
- As propriedades dos gases, especialmente a densidade, são consideradas constantes,
- Os efeitos da compressibilidade são ignorados ou é usado um valor médio para o fator de compressibilidade,
- O escoamento é considerado adiabático ou isotérmico.

As mais usadas são semelhantes à equação (2.21), com pequenas variações em alguns coeficientes e de certos parâmetros expoentes. Por conveniência, a equação (2.21) será reescrita em função de seis coeficientes (C_1, C_T, a, b, c, e), que serão utilizados nas equações mencionadas (estes valores encontram-se na Tabela 2.2):

$$Q_{std} = C_1.C_T.\left(\frac{T_{std}}{P_{std}}\right)^a.\left(\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{2.d_{gas}.g.\Delta H.P_{ave}^2}{R.T_{ave}.Z_{ave}}}{d_{gás}^b.T_{ave}.Z_{ave}}\right)^c.D^e. \qquad (2.24)$$

As variáveis são avaliadas no sistema SI de unidades e, tanto pressões como temperaturas, são expressas em valores absolutos, isto é, $P_{abs} = P_{man} + P_{atm}$ e $T_{abs} = T\,(^oC) + 273{,}15$. Portanto as unidades são:

Q	Vazão, m^3/s
P	Pressão absoluta, Pa
T	Temperatura absoluta, K
L	Comprimento, m
F	Fator de atrito, adimensional
ΔH	Elevação, m
R	Constante do gás, m^2/ s^2 K

As condições padrão referem-se a $P = P_{atm}$ e $T = 20^{o}C$. Na tabela 2.2 são apresentados os coeficientes das equações para os diversos modelos de escoamento.

Para saber qual a Equação, basta substituir os coeficientes das Equação 2.24, pelos valores da Tabela 2.2. Segundo as recomendações da indústria, as equações apresentadas a seguir podem ser aplicadas para as seguintes condições:

2.5. Equação de Bernoulli-Colebrook

É apropriada para escoamento em regime permanente, é uma boa opção para projetos e para comparar e avaliar os outros modelos. Em princípio não há restrições para a aplicação em regime permanente. É a equação já descrita na seção anterior e leva o nome de Bernoulli- Colebrook, pois o fator de transmissão é calculado pela Equação de Colebrook – White.

2.6. Panhandle

São equações propostas pela Panhandle Eastern Pipe Line Company no início da década de 40 para o cálculo da vazão em linhas de dutos. Há duas equações, A e B. Ambas são independentes da rugosidade na parede do duto. No entanto um fator de eficiência pode ser ajustado para considerar a rugosidade. É usado um fator de compressibilidade médio e a variação de elevação e a aceleração são desprezadas.

2.6.1. Panhandle A

É indicada para vazões moderadas, diâmetros médios sob pressões médias a altas.

2.6.2. Panhandle B

É indicada para vazões elevadas, grandes diâmetros e altas pressões.

2.7. Weimouth

Foi sugerida em 1912 para escoamentos de gás em dutos curtos. Indicada para vazões altas, diâmetros maiores que 24 polegadas, e altas pressões. Descarta

a variação de pressão e apresenta precisão inferior às outras equações. É usada na estimativa de pressão em redes por ser conservadora.

2.8. AGA

Diferentemente das anteriores, a equação proposta pela American Gás Association considera a rugosidade da parede do duto no cálculo da vazão e pode ser usada para escoamentos parcial ou totalmente turbulentos.

2.8.1. AGA A

Vazões médias, diâmetros médios, e altas pressões. Sua precisão é, no entanto, bastante dependente da faixa de Número de Reynolds (regime parcialmente turbulento). Ao coeficiente C_f na expressão para o cálculo de seu coeficiente de atrito é utilizado um fator para compensar perdas devidas a curvas, soldas etc., seu valor numérico pode variar entre $0{,}92 < C_f < 0{,}97$.

2.8.2. AGA B

Vazões elevadas, diâmetros de médio a grande, e altas pressões. É a equação que melhor retorna resultados nessas condições, segundo a indústria. É, no entanto bastante dependente de uma boa estimativa da rugosidade (regime totalmente turbulento). O fator k_e é a rugosidade absoluta do duto.

Tabela 2.2 – **Coeficientes para Diversos Modelos de Escoamento – Eq. 2.24 Fonte: Mohitpour *et al.*(2007)**

Modelo	Coeficientes					
	C_1	a	b	c	E	C_T
Bernoulli (teórico)	13,305	1,0	1,0	0,5	2,5	$1/\sqrt{f}$
Weimouth	137,11	1,0	1,0	0,5	2,667	1,0
Panhandle A	158,0	1,0788	0,8539	0,5394	2,6182	1,0
Panhandle B	152,88	1,02	0,961	0,510	2,53	1,0
AGA A	13,305	1,0	1,0	0,5	2,5	$2 \cdot C_f \cdot \log_{10} \frac{\mathrm{Re}\sqrt{f}}{2{,}8252}$
AGA B	13,305	1,0	1,0	0,5	2,5	$2 \cdot \log_{10} \frac{3{,}7 \cdot D}{k_e}$

Devido ao fato da velocidade aumentar ao longo de um gasoduto (dado que a perda de pressão reduz a densidade do gás, acelerando-o), o gradiente de perda de carga tenderá a crescer em direção ao fim do duto. Adicionalmente, o comportamento do sistema como um todo é afetado por mudanças na temperatura, no fator de compressibilidade ao longo do duto, e na pressão no duto. Invariavelmente a magnitude da queda de pressão é maior a jusante do duto, pois o gás encontra-se sob menor densidade e em maior velocidade.

Os efeitos associados à temperatura também devem ser considerados. A jusante de uma estação de compressão, a temperatura do gás é tipicamente muito maior que em outros pontos ao longo do duto, resultando em impactos desfavoráveis na densidade. Analogamente, instalando-se o duto em locações onde a temperatura exterior é mais alta, aumentará também a troca de calor entre o duto e o meio ambiente aquecendo o gás e tornando-o menos denso (em gases, a densidade é inversamente proporcional a temperatura), resultando em maior velocidade. Por outro lado, o efeito da temperatura torna-se favorável ao escoamento quando a temperatura do solo é mais baixa que a do gás. Neste caso, a menor temperatura exterior acabará por reduzir o coeficiente de perda de energia mecânica devido ao atrito, porque ao ocorrer taxa de resfriamento por unidade de comprimento, a elevação de densidade do gás reduzirá a velocidade e, consequentemente, será menor a queda de pressão por unidade de comprimento no trecho em questão.

2.9. Efeitos da Temperatura no Escoamento

Temperatura e pressão influenciam todas as propriedades dos fluidos. Em dutos de transporte, tanto a pressão como a temperatura variam ao longo de sua extensão. O aumento de temperatura é normalmente benéfico no escoamento de líquidos, pois faz com que a viscosidade e a densidade diminuam, sem haver aumentos perceptíveis na velocidade, reduzindo assim a queda de pressão por unidade de comprimento.

Porém, no caso dos gases, o aumento de temperatura diminuirá a viscosidade (a viscosidade dinâmica dos gases decresce com o aumento da temperatura e, em grau menor, com a pressão) e reduzirá razoavelmente a

densidade do gás, aumentando a velocidade e o coeficiente de queda de pressão por unidade de comprimento e, assim, dificultando o escoamento. Disto resultarão maiores perdas por atrito ao longo do duto e maiores potências nos compressores para escoar uma determinada vazão.

A variação de temperatura (ΔT) em um duto é calculada considerando-se as mudanças de temperatura devido a: (i) efeitos de troca térmica por condução e por convecção (ΔT_c); (ii) expansão isentrópica devido à mudança de elevação (ΔT_e); e (iii) expansão isentálpica causada pelo atrito (ΔT_f). Assim, tem-se com a equação (2.25),

$$\Delta T = \Delta T_c + \Delta T_e + \Delta T_f \,, \qquad (2.25)$$

onde:

ΔT = variação da temperatura, K

ΔT_c = efeitos da troca térmica por condução e convecção, K

ΔT_e = expansão isentrópica devido à mudança de elevação, K

ΔT_f = expansão isentálpica pelo atrito, K

A parcela devida à troca térmica por condução e convecção é a mais importante, na maioria dos casos. As equações (2.26), (2.27) e (2.28) abaixo resumem o cálculo dos componentes referidos acima:

$$T_2 = T_G + (T_1 - T_G).EXP^{-\frac{U\pi D_{ext}}{\dot{m}.C_p}.L} \,, \qquad (2.26)$$

onde,

$T_1 = temperatura\ a\ montante, \quad K$

$T_2 = temperatura\ a\ jusante, \quad K$

$T_G = temperatura\ do\ solo, \quad K$

$U = coeficiente\ global\ transferência\ de\ calor, (W/(m^2.K))$

$D_{ext} = diâmetro\ externo, \quad m$

$L = comprimento\ do\ duto, \quad m$

$\dot{m} = vazão\ mássica, \quad kg/s$

$C_p = capacidade\ calorífica, \quad J/K$

$$\Delta T_e = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_S = \frac{T}{C_p}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P .\Delta P_{EL} = -\varepsilon.\Delta P_{EL} \tag{2.27}$$

sendo:

$$\varepsilon = -\frac{T}{C_P}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P , \tag{2.28}$$

$\Delta T_e = expansão\ isentrópica\ devido\ a\ elevação, \quad K$
$T = temperatura\ do\ gás\ no\ segmento, \quad K$
$C_P = capacidade\ calorífica, \quad J/K$
$\Delta P_{EL} = variação\ da\ pressão\ devido\ a\ diferença\ de\ cotas, \quad Pa$
$\varepsilon = coeficiente\ de\ sensibilidade\ de\ elevação$
$\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right) = variação\ do\ volume\ pela\ variação\ da\ temperatura, \quad m^3/K$

onde ε é o coeficiente de sensibilidade de elevação, uma das formas de cálculo é estimar a partir dos diagramas de propriedades termodinâmicas (Mollier) para a mistura que varia suavemente com a pressão e a temperatura, e ΔP_{EL} é a perda de pressão devida exclusivamente à diferença de cotas verticais. Para o efeito por atrito, tem-se

$$\Delta T_f = -\frac{1}{C_P}\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T \cdot \Delta P_{Atrito} , \tag{2.29}$$

$\Delta T_f = expansão\ isentálpica\ por\ atrito, \quad K$
$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = variação\ de\ entalpia\ pela\ variação\ de\ pressão, \quad J/Pa$
$\Delta P_{Atrito} = perda\ de\ pressão\ por\ atrito, \quad Pa$

Por fim, juntando-se todas as parcelas teremos:

$$T_2 = T_G - \frac{\varepsilon \cdot \dot{m} \cdot C_P}{\pi \cdot U \cdot D_{ext}} + \left[T_1 - T_G + \frac{\varepsilon \cdot \dot{m} \cdot C_P}{\pi \cdot U \cdot D_{ext}}\right] \cdot e^{-\frac{U \cdot \pi \cdot D_{ext}}{\dot{m} \cdot C_P} \cdot L} \tag{2.30}$$

2.10. Condutividade Térmica

É o fator de proporcionalidade entre o fluxo de calor e o gradiente de temperatura, declarado pela Lei de Fourier para difusão de calor (equação constitutiva para difusão de calor). Como o nome sugere, representa a maior ou menor taxa com a qual o calor é transferido por difusão através de um corpo respeitada a hipótese do contínuo. É comum a condutividade térmica não apresentar isotropia, mesmo no caso de fluidos. O coeficiente global de transferência de calor, U, pode ser calculado em termos de resistências térmicas em série conforme as seguintes equações. A Figura 2.2 apresenta esboço com as variáveis necessárias a este cálculo.

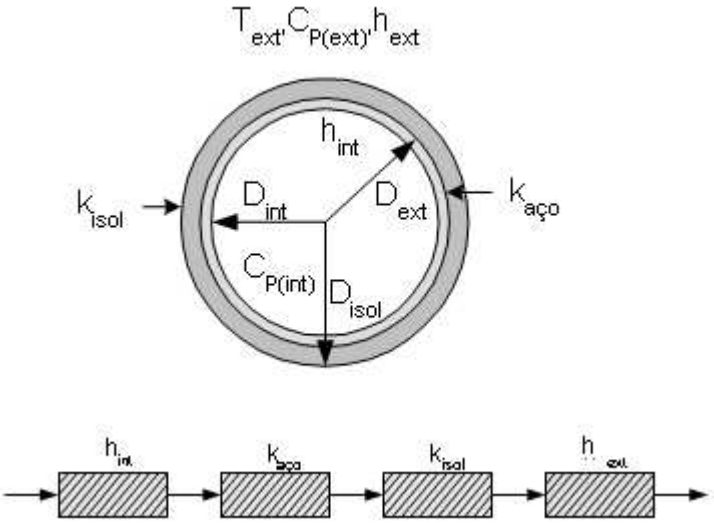

Figura 2.2 – Cálculo do U Global para Modelo de Transferência de Calor

$$\frac{1}{U_{Global}} = \frac{1}{R_{Fluido/\text{int}}} + \frac{1}{R_{Parede/DUTO}} + \frac{1}{R_{isol}} + \frac{1}{R_{solo}}, \tag{2.31}$$

$$R_{Fluido/\text{int}} = C_h \cdot \text{Re}^a, \tag{2.32}$$

$C_h = 3{,}6 \times 10^{-4}; \quad a = 0{,}8;$

$$R_{parede/DUTO} = \frac{2 \cdot k_{parede/DUTO}}{D_{ext} \cdot \ln(D_{ext} / D_{\text{int}})}, \tag{2.33}$$

$$R_{isol} = \frac{2 \cdot k_{isol}}{D_{isol} \cdot \ln(D_{isol} / D_{ext})}, \tag{2.34}$$

$$R_{solo} = \frac{2 \cdot k_{solo}}{D_{ext} \cdot \ln(2 \cdot re)} \tag{2.35}$$

$$re = \frac{2 \cdot h}{D_{ext}}, \tag{2.36}$$

onde:

re = raio de enterramento;

h = profundidade de enterramento (*em relação ao centro do duto*).

Substituindo-se as equações (2.32), (2.33), (2.34) e (2.35) na equação (2.31) tem-se:

$$U_{Global} = \frac{1}{\pi} \cdot [\frac{1}{h_{Fluido/\text{int}} \cdot D_{\text{int}}} + \frac{1}{2 \cdot k_p} \cdot \ln\left(\frac{D_{ext}}{D_{\text{int}}}\right) + \ldots\ldots + \frac{1}{2 \cdot k_{isol}} \cdot \ln\left(\frac{D_{isol}}{D_{ext}}\right), \tag{2.37}$$

2.11. Características Físicas dos Gases

Nos estudos iniciais de viabilidade técnico-econômica de gasodutos são necessárias informações acerca de propriedades termodinâmicas do gás para efetuar os cálculos térmico-hidráulicos do escoamento e assim avaliar o projeto.

Para gases reais o desenvolvimento das correlações das propriedades é feito a partir das relações termodinâmicas básicas entre as propriedades para substâncias homogêneas. Utiliza-se uma equação generalizada de estado e o princípio dos estados correspondentes, o que equivale, no caso do gás natural, a considerar este como uma substância pseudo-pura.

O conhecimento das propriedades do gás é importante para o estudo do escoamento em dutos. Isto possibilita a previsão do comportamento termodinâmico do gás, permitindo o dimensionamento de equipamentos, e da operação dos sistemas.

As características físicas dos gases podem ser calculadas, na prática, por duas abordagens: por propriedade média e composicional.

Na caracterização por propriedade média (qualidade), os cálculos necessários à simulação do escoamento são feitos a partir de uma abordagem que não considera a composição do produto em seus componentes fundamentais, mas tão somente a densidade relativa média do gás, em uma dada condição padrão, bem como o percentual do contaminante CO_2 no mesmo. É importante salientar que as condições padrão americanas de pressão e temperatura para gases são de (1 atm, 60 ºF), e as brasileiras são de (1 atm, 20 ºC).

A massa molar da mistura pode ser calculada pela equação (2.38), a massa molar de algumas das substâncias do gás natural pode ser consultada na Tabela 2.3:

$$M_{mistura} = \sum_{i=1}^{n} M_i \cdot y_i = M_1 \cdot y_1 + M_2 \cdot y_2 + ... + M_n \cdot y_n \,, \tag{2.38}$$

onde $y_i = fração\ molar\ do\ componente\ i$, e a densidade relativa por:

$$d_{gas} = \frac{M_{mistura}}{M_{ar}} = \frac{M_{mistura}}{28,97} \,. \tag{2.39}$$

Na abordagem composicional, os cálculos são feitos considerando-se a composição do produto em termos das espécies químicas principais (metano, etano, etc.). Em seguida faz-se uso de correlações (dentre elas as do API – American Petroleum Institute) para o cálculo das propriedades. Equações de estado composicionais são assim chamadas por permitirem o cálculo de coeficientes para diferentes composições. Isto é possível porque são expressas em formas generalizadas com domínios diferentes de acordo com o caso estudado.

Uma vez caracterizado o gás, são necessárias as seguintes propriedades, calculadas em função de pressão e temperatura, para a simulação do escoamento: fator de compressibilidade Z; densidade/ massa específica; viscosidade; calores específicos; propriedades térmicas do gás e solo (K, h, TG).

2.11.1. Propriedades Críticas

O ponto crítico de um gás é definido como a condição de estado onde se extinguem as diferenças físicas entre fases coexistentes de líquido saturado e vapor saturado. Os valores de coordenadas – pressão, temperatura – e de propriedades – massa específica e fator de compressibilidade – neste estado são chamadas de críticas. Tem-se então:

$$\rho_c = \frac{P_c \cdot M}{Z_c \cdot R \cdot T_c} \qquad \text{ou} \qquad V_c = \frac{Z_c \cdot R \cdot T_c}{P_c \cdot M}. \qquad (2.40,a,b)$$

A pressão crítica, a temperatura crítica, a massa específica crítica ou volume específico crítico e o fator de compressibilidade crítico são propriedades de uma substância pura. O fator de compressibilidade crítico para as diferentes substâncias varia aproximadamente entre 0,23 e 0,33.

Quando se abordam misturas de gases, o conceito passa a ser de propriedades pseudocríticas e seus valores são calculados através da média ponderada das propriedades críticas de seus componentes.

2.11.2. Propriedades Reduzidas e Estados Correspondentes

Define-se a relação entre a propriedade do gás em um estado e a propriedade no ponto crítico do gás como propriedade reduzida do gás. Assim, tem-se:

$$P_r = \frac{P}{P_C}, \qquad (2.41)$$

$$T_r = \frac{T}{T_C}, \qquad (2.42)$$

$$V_r = \frac{V}{V_C}. \qquad (2.43)$$

O Princípio dos Estados Correspondentes postula que todos os gases apresentam o mesmo afastamento do modelo de gás perfeito em estados que possuam as mesmas coordenadas reduzidas. O Princípio não é exato, mas permite estimar as propriedades termodinâmicas do gás quando não se dispõe de dados PVT – pressão, volume e temperatura – experimentais, o que ocorre geralmente para misturas comerciais de gases, como o gás natural. O princípio tem validade apenas como aproximação, todavia é amplamente utilizado. Sua validade só seria universal se todos os gases apresentassem o mesmo Z nas mesmas coordenadas reduzidas. Mas geralmente isto não ocorre. Por exemplo, há grande variação nesta propriedade quando se passa de gases apolares para polares ou de gases com moléculas esféricas para gases com moléculas irregulares. Em suma, a aplicação do Princípio de Estados Correspondentes, justificada ou não, coloca a seguinte regra prática: todos os gases apresentam o mesmo Z, para um mesmo par (*Pr, Tr*), ou seja, nas mesmas coordenadas reduzidas.

A extensão deste Princípio a misturas de gases ocorre via coordenadas/propriedades pseudo-reduzidas, conforme as equações que seguem:

$$P_{\mathrm{Pr}} = \frac{P}{P_{PC}}, \tag{2.44}$$

$$T_{\mathrm{Pr}} = \frac{T}{T_{PC}}, \tag{2.45}$$

$$V_{\mathrm{Pr}} = \frac{V}{V_{PC}}. \tag{2.46}$$

Na Tabela 2.3 encontram-se algumas propriedades de constituintes de gás natural.

2.12. Equações de Estado

Há várias equações para estimar propriedades termodinâmicas dos gases. Neste trabalho, apresentam-se as mais utilizadas.

2.12.1. Equação de Clapeyron:

Para temperaturas moderadas e baixas pressões, muitos gases (puros ou em misturas) obedecem à Lei dos Gases Perfeitos, ou seja:

$$P = n \cdot \frac{R \cdot T}{V}, \tag{2.47}$$

$$P = \frac{\rho \cdot R \cdot T}{M}, \tag{2.48}$$

$$\rho = \frac{P \cdot M}{R \cdot T}. \tag{2.49}$$

Tabela 2.3 – Propriedades de Constituintes de Gás Natural:

No.	Constituinte	Peso molecular	p_c MPa	T_c K	γ
C_1	Metano	16,043	4,60	191	1,299
C_2	Etano	30,070	4,88	305	1,186
C_3	Propano	44,097	4,25	370	1,126
i-C_4	i-Butano	58,124	3,65	408	1,091
n-C_4	n-Butano	58,124	3,80	425	1,091
i-C_5	i-Pentano	72,151	3,39	460	--
n-C_5	n-Pentano	72,151	3,37	470	--
C_6	n-Hexano	86,178	3,01	507	--
C_7	n-Heptano	100,205	2,74	540	--
C_8	n-Octano	114,232	2,49	569	--
C_9	n-Nonano	128,259	2,29	595	--
C_{10}	n-Decano	142,286	2,10	618	--
He	Helio	2,016	1,30	33	1,667
Ar	Ar	28,96	3,77	132	1,400
N_2	Nitrogênio	28,016	3,40	126	1,400
O_2	Oxigênio	32,000	5,04	155	1,393
CO_2	Dióxido de C	44,010	7,38	304	1,289
H_2S	Gás Sulfídrico	34,076	8,96	373	--
H_2O	Água	18,015	22,06	647	--

No caso de gases reais, as relações termodinâmicas desenvolvidas para o modelo de gás perfeito não são válidas. Tem-se de levar em conta o fator de compressibilidade dos gases – função da sua temperatura, pressão e composição – através de dados PVT experimentais ou estimado por uma equação de estado apropriada.

2.12.2. Equação de Clapeyron Adaptada para Gases Reais:

Com a introdução do fator de compressibilidade Z na equação de Clapeyron, representa-se o afastamento do comportamento dos gases reais em relação ao modelo de gás perfeito, tem-se a equação de estado geral para gases reais:

$$P = n \cdot z \cdot \frac{R \cdot T}{V}, \tag{2.50}$$

$$P = \frac{\rho \cdot z \cdot R \cdot T}{M}, \tag{2.51}$$

$$\rho = \frac{P \cdot M}{z \cdot R \cdot T}. \tag{2.52}$$

Onde Z é fator de compressibilidade do gás ou mistura de gases, e R é a constante universal dos gases perfeitos. O fator de compressibilidade é função da pressão, da temperatura e do próprio gás; isto é, fluidos diferentes, na mesma condição de pressão e temperatura, apresentam diferentes fatores de compressibilidade. Analogamente, pode-se também utilizá-lo para misturas sendo sua aplicação direta na equação de Clapeyron modificada.

A correlação gráfica de Standing-Katz, apresentada na Figura 2.3 tem sido largamente utilizada na indústria de petróleo para a determinação do fator de compressibilidade de um gás natural quando dados PVT experimentais não estão disponíveis. Essa correlação foi baseada em dados experimentais de misturas binárias de metano com etano, propano e butano, bem como em amostras de gases reais, cobrindo uma larga faixa de composições de misturas de hidrocarbonetos contendo metano.

2.12.3. Equação de Sarem

Integralmente baseada no Princípio dos Estados Correspondentes, foi publicada inicialmente em 1961, visando seu uso em computadores mesmo sem a necessidade de grande capacidade de armazenamento. Baseia-se no cálculo do fator de compressibilidade para posterior aplicação na equação dos gases reais. As curvas para os fatores de compressibilidade, Z, foram ajustadas através do uso de polinômios ortogonais (Legendre) em função de Tr e Pr. Pode ser usada em ambas as abordagens, por propriedade média e composicional, tendo seu uso prático dominantemente pelo conceito de propriedade média.

Aplica-se tanto a substâncias puras, quanto a misturas, bastando para tal, substituir as variáveis críticas, pelas pseudocríticas. Somente deve ser aplicada a gases e misturas de gases, não sendo indicada para líquidos. A equação, suas aplicações e maiores detalhes podem ser encontradas em SAREM (1961).

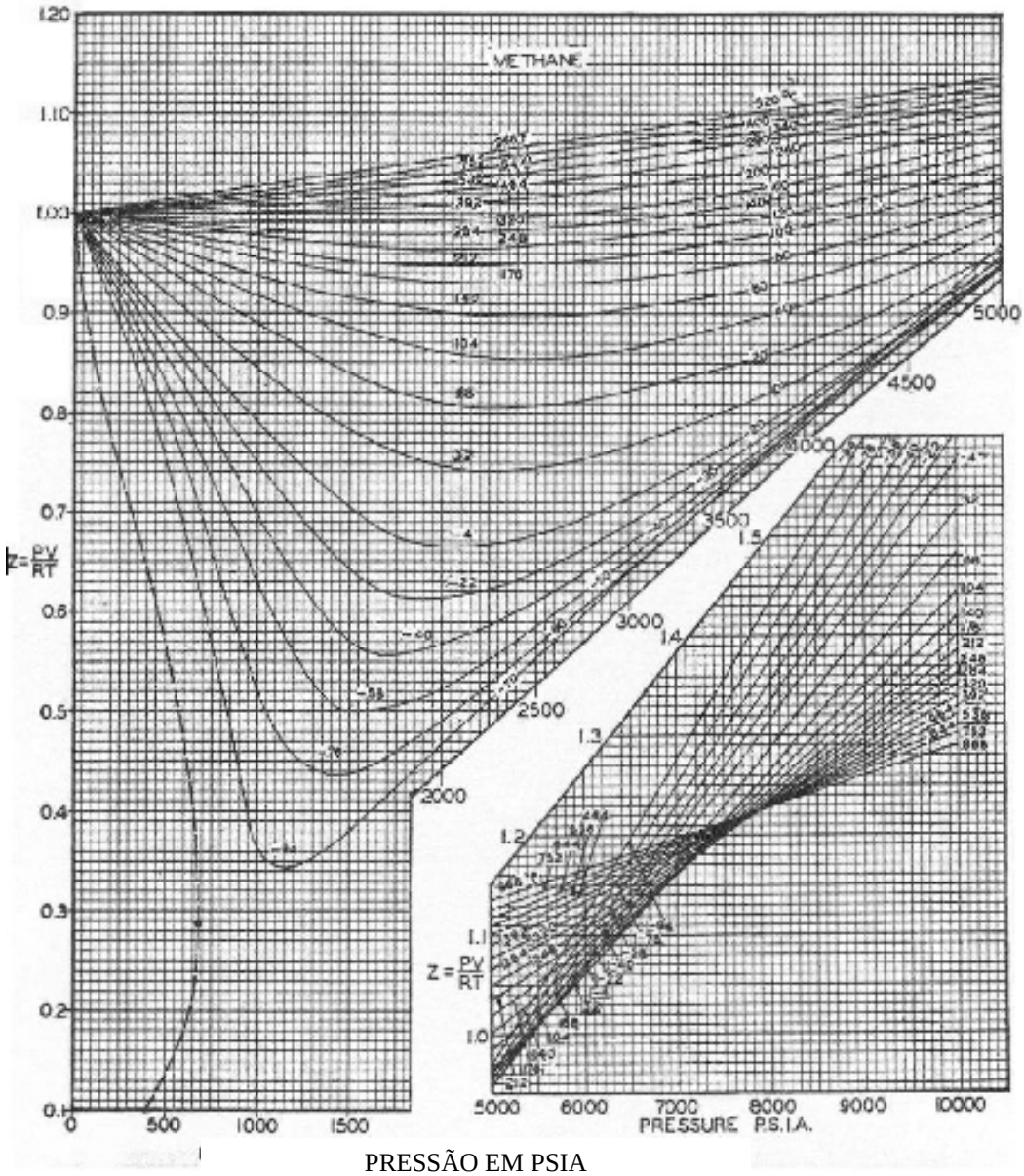

Figura 2.3 - Correlação Gráfica de Standing-Katz. Fonte: Katz (1959).

2.12.4. Equação de BWRS

É utilizada quando se deseja caracterizar o fluido pela sua composição. As propriedades do fluido a uma determinada pressão e temperatura são calculadas diretamente pela equação. É uma das equações mais precisas usadas pela indústria, e a partir dela são derivadas expressões para energia interna, entalpia, entropia, energias livres de Gibbs e Helmholtz, bem como fugacidades.

Sua abordagem composicional, não é simples, pois além da complexidade da contabilização da contribuição de cada elemento da mistura, há ainda parâmetros

binários k_{ij}, a serem levados em conta, para a interação entre os diferentes pares de espécies. Existem 171 pares de interação tabelados, de metano a undecano, incluindo N_2, CO_2 e H_2S. Estão apresentados em BENEDICT *et al* (1940); e SAREM (1961).

2.13. Viscosidade

A viscosidade dinâmica é a propriedade dos fluidos que demonstra a dificuldade de escoamento induzida pelo atrito. As viscosidades dinâmicas dos componentes são, em geral fortemente dependentes da temperatura e moderadamente, da pressão. Para gases, em temperaturas iguais a até duas vezes a crítica, a variação da viscosidade dinâmica com a pressão é de pequena monta até pressões próximas à pressão crítica. A viscosidade dinâmica de um gás pode ser calculada usando correlações de Lee, Gonzáles e Eakin apresentadas neste trabalho (GONZALEZ *et al*, 1969).

2.13.1. Correlações para Abordagem por Propriedade Média

Para um gás genérico, a viscosidade deve ser calculada usando a abordagem por propriedade média.

2.13.2. Correlação de Lee & Eakin

É uma expressão para estimar a viscosidade atmosférica de um componente puro ou mistura tendo como parâmetros apenas o peso molecular e a temperatura, isto é, trata-se de abordagem por propriedade média,

$$\mu = \frac{\left(7{,}43 + 0{,}0133 \cdot M_{gas}\right) \cdot T^{\frac{3}{2}}}{T + 75{,}4 + 13{,}9 \cdot M_{gas}}, \qquad (2.53)$$

onde,

μ Viscosidade atmosférica @T, micropoise;

M Massa molecular, seja do gás puro ou da mistura;

T Temperatura do gás, R;

Os erros envolvidos no uso dessa equação são sempre inferiores a 2% e sua faixa de validade varia de 70 a 450 ºF (21 a 232 ºC).

2.13.3. Correlação de Starling & Ellington

Adequada para estimar a viscosidade dinâmica de um gás em função da pressão e temperatura, com base em constantes determinadas experimentalmente:

$$\mu = \mu_0 \cdot \exp(X \cdot \rho^Y), \tag{2.54}$$

onde:

$$X(T) = K_{10} + \frac{K_{11}}{T}, \tag{2.55}$$

$$Y(T) = K_{12} + K_{13} \cdot X(T), \tag{2.56}$$

sendo:

μ Viscosidade a P e T, em micropoise;

μ_0 Viscosidade atmosférica em T, em micropoise, estimada através da eq (2.51), ou através de medições ou valores tabelados na literatura,

ρ Densidade a P e T, g/cm^3.

Os valores das constantes foram obtidos experimentalmente, e estão na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – **Coeficientes para Cálculo da Viscosidade Dinâmica de Mistura de Gases**

	Metano	Etano	Propano	NButano	iButano	Etileno	N_2
K_{10}	1,5904	2,8430	1,7755	3,0275	-3,9449	0,5345	1,5794
K_{11}	2027,2	1797,6	2743,3	2172,4	5448,0	2427,3	446,8
K_{12}	0,8207	1,2717	0,7966	0,9226	0,2878	1,0571	2,2047
K_{13}	0,0799	0,0066	0,0943	0,0830	0,1509	0,0233	-0,3099
δ (%)	1,57	1,01	1,19	0,97	1,06	1,76	0,72

2.13.4. Equação Generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington

É uma variante da eq. (2.54), onde o parâmetro X é função do peso molecular, dispensando a tabela acimam (GONZALEZ *et al*, 1969). Foi desenvolvida

experimentalmente há mais de 40 anos e considera as outras equações mencionadas. É a equação utilizada pelo software Pipeline Studio.

$$\mu = K \cdot \exp(X \cdot \rho^{Y}), \tag{2.57}$$

onde:

$$K = \frac{\left(7{,}77 + 0{,}0063 \cdot M_{gas}\right) \cdot T^{\frac{3}{2}}}{T + 122{,}4 + 12{,}9 \cdot M_{gas}}, \tag{2.58}$$

$$X = X(T) = 2{,}57 + \frac{1914{,}5}{T} + 0{,}0095 \cdot M_{gas}, \tag{2.59}$$

$$Y = Y(T) = 1{,}1 + 0{,}04 \cdot X(T), \tag{2.60}$$

2.13.5. Correção da Viscosidade na Presença de CO_2

Quando o gás apresenta contaminação por CO_2, a correção da viscosidade pode ser feita pela seguinte correlação:

$$\mu = \mu_0 \cdot \exp\left[\left(0{,}9457 + \frac{624{,}3}{T}\right) \cdot \rho^{\frac{4}{3}}\right], \tag{2.61}$$

sendo $[\mu] = cP; [T] = R; [\rho] = g/cm^3$.

2.13.6. Correlação de Herning & Ziperer para viscosidade de misturas

A equação (2.62) calcula a viscosidade da mistura através de uma média ponderada pela fração molar (x_i) e a massa molecular (M_i). Na equação, o índice i refere-se ao componente i da mistura que possui n componentes.

$$\mu_m = \frac{\sum_{i=1}^{n} \mu_i \cdot x_i \cdot \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^{n} x_i \cdot \sqrt{M_i}}, \tag{2.62}$$

onde x é a fração molar de cada elemento da mistura.

Nomenclatura e Unidades:

μ Viscosidade atmosférica @T, micropoise;

μ_0 Viscosidade atmosférica @T, micropoise, estimada via eq (2.53), obtida através de medições ou valores tabelados na literatura

ρ Massa específica @P,T, g/cm3

M Peso molecular, seja do gás puro ou da mistura

T Temperatura do gás, R;

2.14. Propriedades Térmicas

No estudo de escoamento de gases, há propriedades térmicas importantes como os calores específicos, que representam a influência da temperatura sobre a entalpia (sob pressão constante), ou sobre a energia interna (sob volume constante), e o poder calorífico, que corresponde à quantidade de energia térmica que uma substância é capaz de fornecer por queima sob temperatura e pressão constantes.

2.14.1. Calores Específicos

Para gases perfeitos, a energia interna e entalpia são funções somente da temperatura. Portanto, os calores específicos também o são. Os calores específicos a volume constante e a pressão constante são definidos como derivadas destas propriedades como:

$$C_V = \frac{1}{M}\left(\frac{\partial U}{\partial T}\right)_V = \left(\frac{\partial u}{\partial T}\right)_V , \tag{2.63}$$

$$C_P = \frac{1}{M}\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P = \left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_P \tag{2.64}$$

$$H = U + P/\rho . \tag{2.65}$$

A partir da definição de entalpia, tem-se a seguinte relação entre os calores específicos a volume e a pressão constantes para gases perfeitos:

$$C_V + C_P = R . \tag{2.66}$$

Para uma melhor descrição dos calores específicos dos gases reais, é necessário levar em conta graus de liberdade aplicados à Teoria Cinética dos Gases, como por exemplo, os graus de liberdade de rotação (para moléculas não esféricas), de vibração (para moléculas não rígidas), etc. Podem-se estender estes outros graus de liberdade e obter o Teorema de Equipartição de Energia: a cada grau de liberdade da molécula, qualquer que seja a natureza do movimento correspondente, está associada uma energia.

Para os gases reais a energia interna e a entalpia dependem de outros fatores além da temperatura absoluta. Na energia interna levam-se em consideração as transformações da energia interna com o volume, e para a entalpia as transformações da entalpia com a pressão.

$$dU = C_V dT + \left(\frac{\partial U}{\partial V}\right)_T dV \tag{2.67}$$

$$dH = C_P dT + \left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T dP \tag{2.68}$$

2.14.2. Correlações API:

Há também correlações práticas para o cálculo dos calores específicos recomendadas pela API:

$$C_P(d_{gas}, T, P) = a_0 + a_1 \cdot d_{gas} + a_2 \cdot T + a_3 \cdot d_{gas} \cdot T + a_4 \cdot P^b \cdot \exp\ (a_5 \cdot \frac{T}{d_{gas}}), \tag{2.69}$$

sendo:

a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	B
$1{,}432\times10^{4}$	$-1{,}045\times10^{4}$	3,255	10,01	0,1569	$-6{,}203\times10^{-3}$	1,106

e,

$$C_P = C_V + 1720/d\,. \tag{2.71}$$

Onde $[C_P] = [C_V] = \frac{ft \cdot lbf}{slug \cdot R}$; $[P] = \frac{lbf}{ft^2}$ $[15 : 1400\,psia]$; $[T] = R$ $[0 : 150\,F]$;

$[d] = adm.$ $[0{,}55 : 0{,}80]$;

3. RESOLUÇÃO DE EQUAÇÕES DE TRANSPORTE UTILIZANDO O SIMULADOR PIPELINE STUDIO

A solução de problemas em mecânica dos fluidos envolve a determinação das propriedades do fluido em função da posição e do tempo. Quando o problema envolve escoamentos, necessitam-se de informações como velocidade, pressão, vazão e temperatura.

Entretanto, devido à complexidade das equações envolvidas, muitas vezes é impossível obter soluções analíticas. Assim, a evolução de computadores com maiores velocidades de processamento e de técnicas de solução numérica permitiram tratar problemas cada vez mais complexos.

Para realizar as simulações numéricas descritas neste trabalho, utilizou-se o software comercial Pipeline Studio - Gas Network Simulation (TGNET) desenvolvido pela Energy Solutions Inc licenciado para PETROBRAS TRANSPORTE S.A.- TRANSPETRO.

No software, várias ferramentas de simulação estão integradas sob uma interface gráfica que permite a configuração, execução e análise de cenários de dutos em regimes permanente e transiente. As simulações incluem cálculos e informações das respostas das variáveis do sistema (como pressão, vazão, massa específica e temperatura) em posições especificadas ao longo do duto.

A simulação em regime permanente calcula os perfis de pressão, temperatura e vazão, invariantes no tempo, através de um gasoduto, respeitando-se as condições de contorno, ou seja, calcula a situação hidráulica do sistema em um ponto qualquer ao longo da linha do duto.

As modelagens dos dutos podem ser simples ou complexas, possuindo diferentes perfis de elevação e incluindo diferentes tipos de equipamentos, de acordo com o grau de refinamento desejado.

3.1 Técnica de Solução para Rede de Gasodutos de Transporte

O escoamento de fluidos em tubulações pode ser descrito pelas equações de conservação de massa, quantidade de movimento e energia. O escoamento realizado pelo simulador é considerado unidimensional no espaço (o que é razoável

em dutos de diâmetro até 42 polegadas). A seguir, apresentam-se as equações de transporte com as derivadas espaciais apenas em relação à coordenada x (escoamento unidimensional).

3.1.1. Balanço de Massa:

Para um sistema aberto, considerado como um elemento espacial de duto, o Princípio de Conservação de Massa estabelece que as taxas de acúmulo, entrada e saída de massa devem respeitar a relação seguinte:

$$(A\rho)_t + (A\rho v)_x = 0\,, \tag{3.1}$$

para $0 \le x \le L, t \ge 0$, onde:

$L = comprimento\ do\ duto, \quad m$
$x = posição\ ao\ longo\ do\ duto, \quad m$
$t = tempo, \quad s$
$A = área\ transversal\ do\ duto, \quad m^2$
$\rho = massa\ específica\ do\ gás, \quad kg/m^3$
$v = velocidade\ do\ gás, \quad m/s$

A Equação 3.1 é apresentada no Manual do software Pipeline Studio, utilizando as notações próprias conforme apresentadas acima.

3.1.2. Balanço de Quantidade de Movimento:

A segunda lei de Newton estabelece uma relação entre a resultante das forças externas atuando sobre um sistema e a variação da quantidade de movimento linear. Para o escoamento unidimensional, a equação escalar de conservação de quantidade de movimento na direção da coordenada x é (PIPELINE STUDIO, 2009).

$$v_t + v.v_x + \frac{p_x}{\rho} + gh_x + \frac{(f)}{(2\,D_i)} v|v| = 0\,, \tag{3.2}$$

para $0 \le x \le L, t \ge 0$, onde:

f = fator de atrito de Moody
D_i = diâmetro interno do duto m
g = aceleração devido à gravidade m/s^2
h = elevação do duto m
v = velocidade do gás m/s
v_x = velocidade do gás no ponto x m /s

3.1.3. Balanço de Energia:

O Princípio de Conservação de Energia para um sistema aberto elementar no duto, estabelece que as taxas de entrada e saída de entalpia e energias mecânicas associadas ao escoamento, e as taxas de calor trocado com o exterior e de trabalho realizado, devem compor a taxa de variação da energia total do sistema, ou seja (PIPELINE STUDIO, 2009)

$$\rho c_v \left(\mathrm{T_t} + vT_x\right) = -T\left\{\frac{\partial p}{\partial T}\right\}_p v_x + \rho\frac{(f)}{6{,}56(D_i)}|v|^3 - \frac{(7{,}199U_w)}{(D_i)}(T - T_g). \qquad (3.3)$$

Onde:

L = comprimento do duto m
x = posição ao longo do duto m
t = tempo s
A = área da seção transversal do duto m^2
ρ = massa específica do gás kg/ m^3
P = pressão do gás Pa
V = velocidade do gás m/ s
H = elevação do duto m
G = aceleração devido à gravidade m/ s^2
F = fator de atrito de Moody
D_i = diâmetro interno do duto m
T = temperatura K
U_w = coeficiente global de troca de calor W/m^2.K
T_g = temperatura do solo K
c_v = calor específico do gás W/m^2.K

O fator de atrito é calculado como:

Re $\leq$ 2100: Via Fator de Atrito de Regime Laminar

$$f = \frac{64}{\mathrm{Re}}, \tag{3.4}$$

se f >1, f = 1;

Re > 2100 : Via Equação de Colebrook (2.23):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log\left(\frac{e}{3{,}7\,D_i} + \frac{2{,}51}{\mathrm{Re}\sqrt{f}}\right). \tag{3.5}$$

Onde:

$\mathrm{Re} = \text{Número de Reynolds}$

$e = \text{rugosidade absoluta} \quad \text{m}$

$D_i = \text{diâmetro interno} \quad \text{m}$

Se as equações consideram somente as derivadas espaciais de ordem 1 em relação à coordenada x, então para cada equação diferencial associada a uma variável dependente é necessária uma condição de contorno. Pode-se determinar nas extremidades, como condição de contorno, valores de pressão ou vazão. No entanto, as combinações possíveis são pressão – pressão, pressão – vazão e vazão – pressão. A combinação vazão – vazão não deve ser estipulada como condição de contorno, pois poderá acarretar indeterminação de solução já que poderá haver mais de um perfil de pressão satisfazendo a distribuição de vazão escolhida.

Usualmente em uma análise de simulação de escoamento num duto dispõem-se da pressão na entrada do duto, a temperatura de entrada e a vazão que se deseja na saída do duto.

Para resolver numericamente estas equações, o Pipeline Studio divide internamente os dutos em segmentos de comprimentos iguais, baseando-se na distância nominal de discretização. De acordo com o número de pontos de discretização, a solução da equação tende a ser cada vez mais próxima da solução exata. Entretanto, o aumento do número de pontos também aumentará o esforço computacional (PIPELINE STUDIO, 2009).

O cálculo das variáveis do sistema (temperatura, pressão, velocidade, massa específica e fator de atrito) a cada próximo instante de tempo é feito baseado nos valores calculados no instante anterior. Todo o processo é repetido até que haja convergência (ou não) da solução, segundo um critério pré-determinado que pode ser, por exemplo, diferenças de valores entre duas iterações consecutivas inferiores a tolerâncias pré-especificadas. Sem haver convergência, o simulador interromperá os cálculos após atingir número máximo de iterações (PIPELINE STUDIO, 2009).

A solução para cada segmento de duto é apresentada como um grupo de quadros de valores finitos (atribuídos linearmente a grandezas finitas) que são acoplados às equações correspondentes e aos equipamentos ou reguladores de pressão, de forma a resultar em um sistema de equações lineares para o sistema. Desta forma determina-se a solução que se identifica ao escoamento em todo o duto (PIPELINE STUDIO, 2009).

3.1.4. Correlações Generalizadas para as Propriedades dos Fluidos

Para o cálculo do fator de compressibilidade Z pela Equação de Sarem, cada fluido base no Pipeline Studio é caracterizado pelas seguintes propriedades base: densidade relativa (razão entre os pesos moleculares do gás e do ar) e poder calorífico.

O termo fluido base se refere a cada fluido que é alimentado no sistema. Em caso de haver mais de um ponto de fornecimento de gás, os gases que entram no sistema não precisam ter as mesmas propriedades. Para cada fluido diferente, esses valores devem ser especificados diretamente ou calculados com base na composição.

A compressibilidade do gás é calculada pela Equação de Sarem, que é, na realidade, um ajuste polinomial para os gráficos de Standing e Katz os quais representam a compressibilidade do gás em função da pressão e da temperatura reduzidas. Estas últimas, são, por sua vez, determinadas por correlações para a pressão e a temperatura pseudocríticas.

Para o cálculo considerando o gás com CO_2, os valores pseudocríticos são ajustados usando a correlação de Wichert e Aziz, de acordo com as equações abaixo:

$$T_{crm} = T_{cr} - \lambda\,, \tag{3.6}$$

$$FTOT = FCO_2 + FH_2S\,, \tag{3.7}$$

$$P_{crm} = P_{crm}.T_{crm} \Big/ \left(T_{cr} + FH_2S\left(1 - FH_2S\right)\lambda\right), \tag{3.8}$$

sendo:

$$\lambda = 120.\left(FTOT^{0,9} - FTOT^{1,6}\right). \tag{3.9}$$

Onde:

$FH_2S =$ fração molar de H_2S
$FCO_2 =$ fração molar de CO_2
$FTOT =$ fração molar de ambos H_2S e CO_2

Estas correlações são válidas para pressões reduzidas variando entre 0,1 e 14,9 e para temperaturas reduzidas entre 1,05 e 2,95. O software só faz a correção para a contaminação por CO_2. Caso se deseje que a correção das propriedades pseudocríticas seja feita também para o H_2S, deve-se estimar um maior percentual de contaminação por CO_2, de acordo com as correlações acima.

Uma vez determinada a compressibilidade do gás, a massa específica é diretamente obtida usando a Equação da Lei dos Gases Ideais com o fator de compressibilidade. A densidade relativa e o poder calorífico do gás podem ser informados ao programa ou calculados com base nos dados composicionais. Ao se caracterizar um gás por sua composição, o peso molecular e o poder calorífico são determinados através da média ponderada dos componentes da mistura. O peso molecular é calculado pela equação (3.10), ou seja:

$$MW = \sum_{i=1}^{n} MF_i * MW_i\,. \tag{3.10}$$

Onde:

$MW = peso\ molecular\ da\ mistura\ de\ gases, \quad g/g.mol$
$MW_i = peso\ molecular\ do\ componente\ i, \quad g/g.mol$
$MF_i = fração\ molar\ do\ componente\ i$

O poder calorífico é calculado por:

$$HV = \sum_{i=1}^{n} MF_i * HV_i \ . \tag{3.11}$$

Onde:

$HV = poder\ calorífico\ da\ mistura\ de\ gases, \quad Wh/m^3$

$MF_i = poder\ calorífico\ do\ componente\ i, \quad Wh/m^3$.

$HV_i = fração\ molar\ do\ componente\ i$

A densidade relativa é calculada dividindo-se o peso molecular do gás pelo do ar (28,97 g / gmol), conforme a equação (2.39).

3.1.5. Equação de Estado BWRS

Ao se optar pela equação de estado BWRS, deve-se ter a composição deste fluido. As propriedades do fluido em uma dada condição de pressão e temperatura são calculadas diretamente pela equação de estado. A equação de estado BWRS pode ser resolvida para a massa específica do gás através de técnicas numéricas. Em temperaturas abaixo da temperatura crítica, a equação pode gerar três ou mais raízes para a massa específica, das quais a menor raiz real corresponde ao valor procurado. A equação BWRS é válida para temperaturas reduzidas até 0,3 e massas específicas reduzidas até 3,0.

Segundo Katz (1959), a equação permite o cálculo direto da entalpia a partir de determinadas pressão e temperatura. Tanto C_p como C_v podem ser calculados a partir da derivação da capacidade térmica para gases ideais e da variação de entalpia baseada nas relações termodinâmicas. C_v é sempre obtido a partir de C_p, tanto quando se usa Sarem ou BWRS.

O calor específico a volumes constantes é determinado por:

$$c_v = c_p - 1720/d_{gas} \ , \tag{3.12}$$

$$EXP = 15,69 \cdot 10^{-2} \cdot p^{1,106} \cdot e^{-6,203} \cdot 10^{-3} \cdot T/d_{gas} \ , \tag{3.13}$$

$$c_p = 1,432 \cdot 10^4 - 1,045 \cdot 10^4 \cdot d_{gas} + 3,255 \cdot T + 10,01 \cdot d_{gas} \cdot T + EXP \ . \tag{3.14}$$

Onde:

$c_v, c_p = calor\ específico, \quad J/(kg.K)$

$T = temperatura\ absoluta, \quad K$

$P = pressão\ absoluta, \quad Pa$

$d_{gas} = densidade\ relativa\ do\ gás$

Esta correlação é válida para valores de densidade relativa do gás entre 0,55 e 0,80. Foram feitas correções para temperatura e pressão que oferecem bons resultados entre 0 a 150 graus Fahrenheit (-18 a 65,5 ºC) e 15 a 1400 psia (1 a 98,5 kgf/cm^2), respectivamente. Assume-se então o gás como ideal para relacionar o calor específico a volume constante com o calor específico a pressão constante.

3.2 Condições de Contorno e Valores Limitantes

Para cada elemento, deve-se informar ao simulador pelo menos uma condição de contorno. Estas condições de contorno são os limites de operação do equipamento no simulador e definirá o modo de controle (correspondente à condição de contorno), que pode ser por pressões máximas ou mínimas ou vazão máxima. Por exemplo, em um duto com um único recebimento e uma única entrega, haverá como condições de contorno as pressões e as vazões do recebimento e da entrega. Então, o usuário informará a vazão e/ou a pressão no recebimento, e a vazão e/ou pressão na entrega. Desta maneira o software simulará respeitando as condições de contorno do duto, não possibilitando ultrapassar estes valores.

Pode-se também informar mais de um valor. Neste caso, um será a condição de contorno e os outros, valores limitantes. Esses valores têm a mesma representação para o programa o que faz que o software alterne o modo de controle, passando a respeitar o valor limitante, quando este estiver preste a ser violado.

3.3 Limitações do software

O simulador Pipeline Studio foi desenvolvido com a finalidade de simular regimes permanente e transiente em escoamento em dutos. Tais recursos podem, portanto, ser usados para modelagem de uma vasta gama de aplicações e

problemas. No entanto, também apresentam uma série de limitações que devem ser consideradas em aplicações específicas.

A primeira limitação é de que o programa foi desenvolvido para fluidos monofásicos. Outras limitações recaem dentro de duas áreas: acompanhamento do perfil de temperatura ao longo do duto e predição das propriedades dos fluidos.

No Pipeline Studio, a expansão do duto (devido à pressão ou temperatura) não é modelada; a capacidade térmica do duto (causada pela capacidade térmica do material do duto) é ignorada a não ser que se escolha a opção de acompanhamento dos perfis tanto de temperatura como de temperatura da parede do duto. Apesar disso, na maioria dos casos, essas suposições não causam erros significativos. Para pressões, o software não converge quando a pressão de entrada ou de saída é superior a 243,09 kgf/cm².

Para a viscosidade, o Pipeline Studio disponibiliza a opção de se selecionar um valor constante para a viscosidade ou utilizar-se um cálculo detalhado usando a correlação de Lee-Gonzalez-Eakin, descrita no Capítulo 2. O uso da hipótese de viscosidade constante não introduz grandes erros para elevados Números de Reynolds (>>1.000.000), mas pode introduzir alguns erros nos casos de baixo Número de Reynolds. O uso da viscosidade calculada melhorará os dados sacrificando a velocidade da simulação. Na maioria dos casos, um valor constante para a viscosidade é aceitável.

O cálculo do rastreamento da temperatura nas paredes estima a capacidade térmica da parede do duto através do cálculo da distribuição de temperatura radial na parede, em cada nó ao longo do duto. A troca de calor entre o duto e o fluido e entre o duto e o ambiente é modelado através de coeficientes de troca de calor da parede do duto. No interior da parede, a transferência de calor é modelada por condução radial. A condução de calor longitudinal ao longo das paredes do duto é desprezada.

Outros simuladores de duto são utilizados mundialmente, como o software OLGA e o STONER módulo gás. O primeiro é utilizado em escoamentos multifásicos, possuindo maior uso em campos e dutos de exploração e produção de petróleo e gás. O segundo é concorrente do Pipeline Studio e tem sua utilização para escoamentos monofásicos, mas com menor uso e com maiores limitações que o Pipeline Studio. A escolha da utilização do software envolve questões como o uso

por outras empresas transportadoras, o preço do software e o custo anual da licença.

Alguns softwares de simulação de processos químicos possuem módulos para simulação de escoamento em dutos, entretanto, nem sempre é viável sua compra, pois são programas com funcionalidades e objetivos de simulação mais complexas que o escoamento em dutos.

4. MÉTODO DE MONTE CARLO

4.1. Método de Monte Carlo

O termo Método de Monte Carlo é uma expressão genérica para procedimentos científicos onde as formas de investigação estão baseadas no uso de números aleatórios, amostragens randômicas e geração de estatísticas. Pode-se verificar a utilização de tal método em diversas áreas, como economia, física, química, medicina entre outras. Para que a metodologia de Simulação de Monte Carlo esteja presente em um estudo basta que este faça uso de amostragens com números aleatórios na verificação estatística de algum fenômeno ou comportamento (MACHLINE, 1970, e WOLLER, 1996).

No final da Segunda Guerra Mundial, sob o patrocínio de von Neumann, Frankel e Metropolis começaram a fazer cálculos no primeiro computador eletrônico, o ENIAC. Pouco tempo depois de retornar de Los Alamos, Ulam participou de uma revisão dos resultados desses cálculos. No início, enquanto jogava paciência durante sua recuperação de uma cirurgia, Ulam tinha pensado em jogar centenas de jogos para estimar estatisticamente a probabilidade de um resultado positivo. Com ENIAC em mente, ele percebeu que a disponibilidade de computadores feitos para esse método estatístico era muito prático. John von Neumann imediatamente percebeu o significado deste *insight*, e em março de 1947, propôs a Robert Richtmyer, líder da divisão teórica, uma abordagem estatística para o problema da difusão de nêutrons em material fissionável. Como Ulam muitas vezes mencionava seu tio "que só ia para Monte Carlo" para jogar, Metropolis apelidou a abordagem estatística de "O método de Monte Carlo".

Assim, o método tem este nome devido ao famoso jogo de roleta dos cassinos de Monte Carlo, no Principado de Mônaco. Seu nome bem como o desenvolvimento sistemático do método, foi criado em 1944, quando o método foi usado como ferramenta de pesquisa para o desenvolvimento da bomba atômica. Porém, há alguns registros isolados de sua utilização em datas bem anteriores. Por exemplo: pela segunda metade do século XIX várias pessoas executaram experiências nas quais lançavam setas, de uma maneira aleatória, sobre uma tábua

onde havia um conjunto de linhas paralelas e deduziram o valor de π =3,14... observando o número de interseções entre as setas e linhas (PLLANA, 2002).

4.2 - Revisão Bibliográfica do Método de Monte Carlo em Dutos de Transporte

Abadie e Chamorro (2009) pesquisaram e avaliaram investimentos na área de gás natural, associando um processo estocástico para a demanda por gás natural e o preço da eletricidade, utilizando um banco de dados históricos e o mercado de eletricidade da Espanha.

Santos (2008) estudou um Sistema de Gestão de Logística de Transporte de Gás Natural por Gasodutos. Nesta abordagem foi proposto e fundamentado no Método de Monte Carlo, a incidência de falhas de equipamentos da malha de gasodutos de transporte e de restrições de oferta e demanda de gás natural. Neste trabalho foi criada uma base de dados dos resultados das simulações termo-hidráulicas, um modelo de simulação de Monte Carlo para avaliação da confiabilidade do sistema de transporte e um modelo de resposta econômica com simulação de Monte Carlo.

McCoy (2008) pesquisou e desenvolveu modelos de custo específico para estocagem e transporte de CO_2 em um contexto de Monte Carlo. Um modelo de engenharia econômica para transporte de CO_2 foi desenvolvido com esta proposta. O modelo incorpora uma análise probabilística de capacidade usada para quantificar a sensibilidade do transporte e de seu custo à variabilidade e incerteza dos parâmetros de entrada no modelo. Para a realização da análise probabilística feita pelo autor, foi utilizado o Método de Monte Carlo para variação dos parâmetros de simulação do carboduto.

Assim, para utilizar o Método Monte Carlo é necessário a geração de números, podendo ser aleatórios, conforme uma distribuição específica ou números determinados, entretanto, deve ser solicitado que a ordem de sorteio destes números seja aleatória.

Neste trabalho, o Método de Monte Carlo é utilizado para o sorteio das vazões demandadas pelo consumidor, pois se consideram que estas vazões: (i) variam conforme a evolução da demanda futura de fluido pelos sítios de destino; (ii) há evolução da oferta futura de fluido pelos sítios de despacho; (iii) pode haver uma

evolução de pressões mínimas de entrega; (iv) há fatores intangíveis ligados ao custo de construção e de manutenção da dutovia; etc.

Para encontrar a vazão de escoamento em duto, utiliza-se a Equação 2.24. Esta equação é função de parâmetros como a pressão, temperatura, diâmetro e extensão do duto, logo, a Equação 2.24 é não-linear.

Neste trabalho, para encontrar os diâmetros dos dutos, utiliza-se a Equação 2.24, variando-se as vazões de um duto, e como a esta equação é não-linear, então, pode-se adotar o Método de Monte Carlo para encontrar os valores dos diâmetros destes dutos a partir de uma equação não-linear, e na utilização do Método de Monte Carlo, os diâmetros calculados pela ferramenta são nominais.

5. METODOLOGIA

A metodologia proposta é baseada na utilização conjunta do Método de Monte Carlo com o simulador comercial de dutovias Pipeline Studio, operando em modo de simulação em regime estacionário. Este simulador foi escolhido por sua ampla utilização internacional nas transportadoras de gasodutos e oleodutos, e nas universidades.

A Figura 5.1 apresenta um fluxograma simplificado da ferramenta computacional gerada nesta Dissertação. O serviço de transporte é inicialmente especificado pela união das suas duas classes de premissas:

(1) Premissas Determinísticas: topografia da linha, comprimento, rugosidade e material do duto, distribuições de temperatura externa e de coeficientes de troca térmica, pressão de despacho, pressão mínima de chegada, composição do fluido, modelo termodinâmico, fatores de preços unitários e de custos anualizados de diâmetros comerciais, primeiro quadrado da Figura 5.1;

(2) Premissas Estocásticas ou Aleatórias: Distribuição de Probabilidades do quadro de demandas solicitadas do fluido (por exemplo, Função Densidade (FD) de Probabilidade Normal com média e desvio padrão especificados).

Após a determinação das Premissas Determinísticas do duto, calcula-se a capacidade máxima de transporte de cada duto (Figura 5.1). Esta capacidade máxima é determinada principalmente em função das pressões de recebimento e de entrega, da extensão e do diâmetro do duto.

Obtendo-se um quadro com as capacidades máximas do duto prossegue-se com as Premissas Estocásticas (Figura 5.1).

O cumprimento de um dado serviço estocástico significa o cumprimento das premissas determinísticas (1) (especialmente obter pressão de chegada acima da mínima especificada) e do valor sorteado pela ferramenta para a vazão estocástica – demandada – pertencente ao quadro imposto pelas premissas determinísticas e do quadro de capacidades máximas (2).

Repetindo-se o procedimento de geração de vários serviços estocásticos (sorteios) configura-se a análise de Monte Carlo deste trabalho. O objetivo é buscar a determinação – por sucessivas amostragens via sorteios da vazão do serviço cuja

FD é dada – de algumas distribuições de probabilidade (sob a forma de histogramas e estatísticas básicas como média amostral e desvio padrão amostral) capazes de sustentar decisões do projetista com base em margens probabilísticas de sucesso satisfatórias, isto é, probabilidades suficientemente baixas de que o projeto não atenda à solicitação (Figura 5.1).

Cabe mencionar que projetar o duto com 100% de probabilidade de atendimento do quadro estocástico de demandas é virtualmente impossível, pois as demandas futuras são conhecidas apenas probabilisticamente. Neste sentido, o tomador de decisão deverá estipular uma probabilidade satisfatória do projeto do duto atender à solicitação futura de tráfego de fluido (podendo ser 70%, 80% ou 90% de probabilidade de sucesso, etc). Naturalmente, a mera escolha da probabilidade de sucesso em patamares elevados desprovidos de sensibilidade (i.e. 98%, 99%, 99.9%) trará crescimentos explosivos do investimento e do custo anualizado da dutovia, pois acarretarão diâmetros desproporcionalmente grandes e maquinário de compressão abusivo.

Na ferramenta, o Microsoft Excel faz o sorteio das vazões e a correspondência do menor diâmetro de transporte, as capacidades máximas de transporte já foram calculadas pelo *software* Pipeline Studio® e inseridas na programação do Microsoft Excel.

Para permitir a tomada de decisão do projetista, as seguintes distribuições de probabilidade deverão ser construídas numericamente via Análise de Monte Carlo:

(1) Distribuição de diâmetros comerciais da linha capazes de cumprir o serviço;
(2) Distribuição de investimentos (U$ dólares) necessários capazes de cumprir o serviço; e
(3) Distribuição de custos anualizados (U$ dólares por ano) capazes de atender a premissas do serviço de transporte em questão.

A partir das distribuições citadas, seleciona-se o Diâmetro (e respectivos investimento e custo anualizado) capazes de atender ao serviço com probabilidade conhecida (último quadrado do Fluxograma da Figura 5.1).

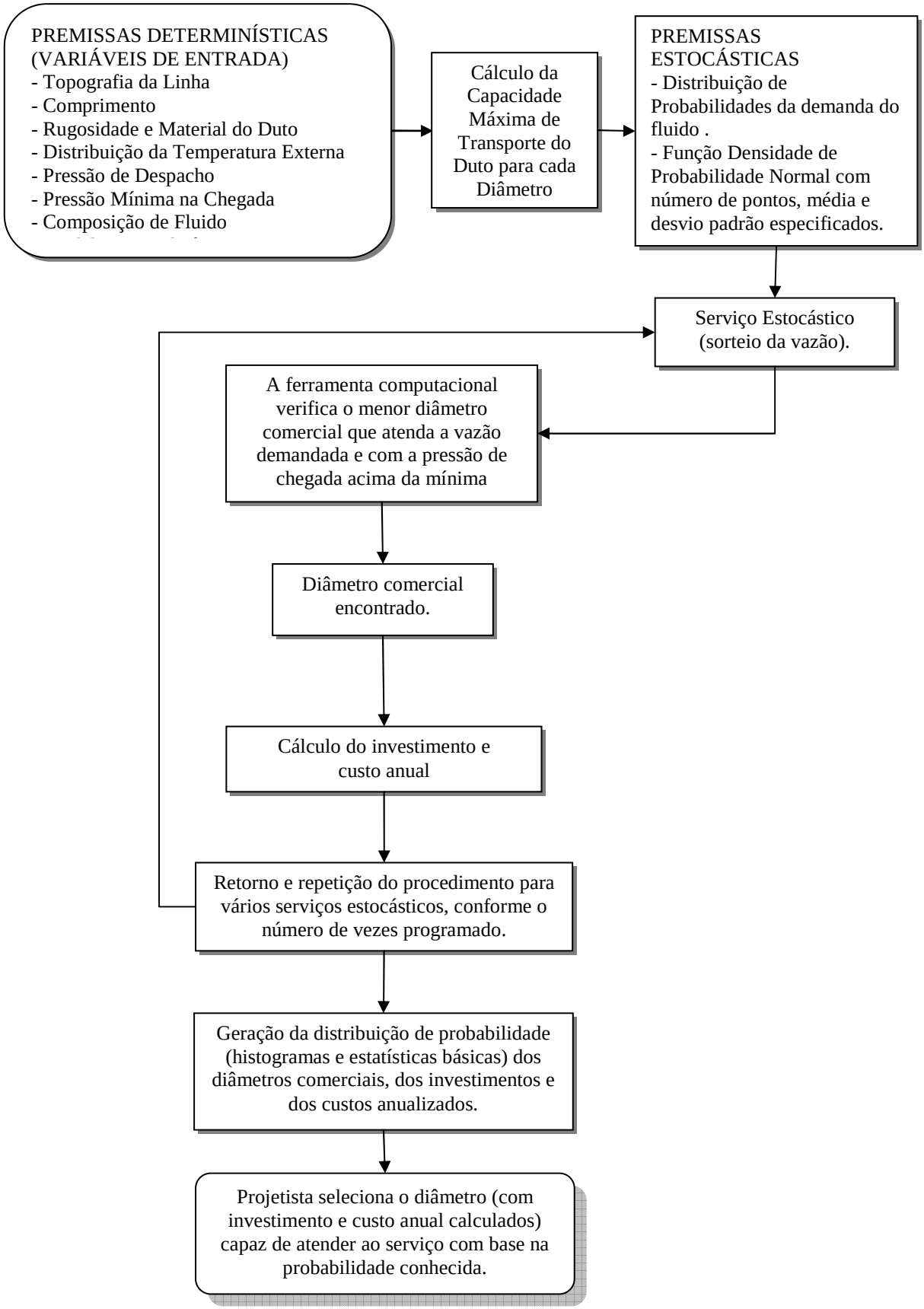

Figura 5.1 - Fluxograma Simplificado da Ferramenta Computacional desta Dissertação

Tabela 5.1 – Diâmetros Comerciais Utilizado em Projeto de Gasodutos (Fonte: ABNT)

Diâmetro (polegadas)	
Nominal	Externo
4	4,500
6	6,625
8	8,625
10	10,750
12	12,750
14	14
16	16
18	18
20	20
22	22
24	24

Nesta Dissertação foram estudados três casos, sendo dois deles no contexto de gasodutos e um no de carbodutos. As Premissas Determinísticas e Estocásticas foram determinadas para cada caso. Nas simulações de escoamento, as informações determinísticas foram mantidas constantes e somente o Diâmetro Nominal do duto foi alterado, conforme os diâmetros comerciais. A Tabela 5.1 apresenta os diâmetros comerciais utilizados nesta Dissertação (Norma ABNT 15280-1:2009 – Dutos terrestres Parte 1: Projeto).

Para o cálculo da vazão máxima, de acordo com cada diâmetro comercial é configurado o Pipeline Studio para que a pressão de recebimento seja sempre igual a um valor fixo, isto é possível ao considerar-se que este gás seja sempre comprimido por uma estação de compressão do carregador. No Ponto de Entrega é configurado que a pressão de entrega seja sempre a pressão mínima. Nesse caso, considera-se que há um consumidor que não opera suas instalações com pressões menores do que a determinada, ou no caso do carboduto, a formação de fase líquida de gás carbônico.

5.1 Cálculo do Investimento e Custo Anual dos Dutos

Para o cálculo do investimento, utilizou-se a equação 5.1 baseada nos cálculos utilizados pelo trabalho de McCoy (2008). Os cálculos determinados em seu trabalho considerou o transporte de CO_2, e neste caso pode ser aproximado para os cálculos dos gasodutos, já que envolve os mesmos tipos de materiais, manutenção, construção e uso da faixa. Segundo McCoy (2008), o investimento total é a soma dos investimentos de manutenção, de construção, de uso da faixa de dutos e outros investimentos.

$$I_n^{duto} = I_m^{duto} + I_L^{duto} + I_R^{duto} + I_{mis}^{duto} \quad (5.1)$$

Onde:

$I_n^{duto} = investimento\ \ total\ \ do\ projeto \qquad US\$$

$I_m^{duto} = investimento\ de\ manutenção \qquad US\$$

$I_L^{duto} = investimento\ da\ construção \qquad US\$$

$I_{mis}^{duto} = outros\ \ investimentos \qquad US\$$

Para cada investimento, empregou-se a equação 5.2, esta equação é a mesma utilizada por McCoy (2008). Para cada constante, foram utilizadas os maiores valores calculados neste mesmo trabalho, isto permitiu uma aproximação das condições mais críticas para investimentos em gasodutos e carbodutos, consequentemente, o caso mais caro de investimento.

O cálculo final do investimento (manutenção, trabalho, faixa de dutos e outros) será a soma de constantes determinadas por McCoy (2008). A equação é composta por termos associados à extensão do duto, ao diâmetro do duto e às constantes relacionadas à manutenção, trabalho, faixa de dutos e outros. De acordo com McCoy (2008) cada constante relaciona-se à uma determinada região dos Estados Unidos, podendo ser relevos montanhosos, planícies ou planaltos.

$$I_n^{duto} = A_0 + A_1 + A_6 \ln L^{duto} + A_7 \ln D_{NPS}^{duto} \quad (5.2)$$

Onde:

$I_X^{duto} = investimento\ \ relacionado\ \ ao\, material, trabalho,\ faixa, ou\ outros$ $US\$$

$A_0, A_1, A_6, A_7 = constantes\ estimadas$

$L^{duto} = extensão\ do\ \ duto$ km

$D_{NPS}^{duto} = diâmetro\ nominal$ in

A Tabela 5.2 apresenta os valores das constantes consideradas para cada componente de custo, materiais, trabalho, faixa de dutos e outros.

Tabela 5.2 – Estimativa dos Parâmetros para o Modelo de Custo do Gasoduto (McCoy, 2008)

Coeficiente Estimado	Componente			
	Materiais	**Trabalho**	**Faixa de Dutos**	**Outros Custos**
A_0	3,112	4,487	3,950	4,390
A_1	-	0,075	-	0,145
A_6	0,901	0,820	1,049	0,783
A_7	1,590	0,940	0,403	0,791

O modelo de custo do gasoduto foi calculado a partir da equação 5.3.

$$Cat = \left[\frac{I}{\sum_{n=1}^{N} \frac{1}{(1+r)^n}} \right] + C_{O\&M} \qquad (5.3)$$

Onde:

$Cat = custo\ \ anualizado$ $US\$ / ano$

$I = investimento\ de\ instalação$ $US\$$

$C_{O\&M} = custo\ de\ operação\ e\ manutenção$ $US\$ / ano$

$r = taxa\ de\ atratividade$ $\%$

Na equação 5.3, o custo operacional anual foi fixado com base nos estudos de Bock *et al* (2003), com o valor de U$ 3.100 por ano por km de extensão, para o aço carbono, independente do diâmetro do duto. Considerou-se a taxa de atratividade do investimento de 6%, pois trata-se de um empreendimento de infraestrutura e o período de retorno em 10 anos.

Assim, para cada serviço estocástico, foi encontrado o diâmetro, o custo e o investimento. Após os 10.000 pontos calculados foram obtidos histogramas e realizados cálculos da Média Amostral, da Variância Amostral e do Desvio-Padrão Amostral, conforme equações 5.4, 5.5 e 5.6.

$$\bar{X} = \frac{1}{N}\sum_{i}^{N} X_i \tag{5.4}$$

Onde:

$\bar{X} = média\ \ amostral$
$N = quantidade\ de\ dados$
$X_i = valor\ medido$

$$S_x^2 = \frac{1}{N-1}\sum_{i}^{N} (X_i - \bar{X})^2 \tag{5.5}$$

Onde:

$S_x^2 = variancia\ \ amostral$
$N = quantidade\ de\ dados$
$X_i = valor\ medido$

$$S_x = \sqrt{S_x^2} \tag{5.6}$$

Onde:

$S_x = desvio - padrão\ \ amostral$

Desta forma, com base na distribuição de probabilidade obtida, é possível para o projetista a seleção do diâmetro capaz de atender ao serviço com uma probabilidade conhecida.

Para exemplificar foram configurados dois gasodutos e um carboduto no simulador. Através desta metodologia, deseja-se apresentar a possibilidade de uso da ferramenta para futuros projetos de gasodutos e carbodutos.

5.2 Gasoduto I

O primeiro caso configurado corresponde a um gasoduto com 475 km de extensão, com um ponto de recepção e um ponto de entrega. Considerando-se uma elevação ao longo do duto de 700 metros e temperatura do solo de 20 ^{o}C. Tais

parâmetros são compatíveis com um possível caso de transporte de gás natural entre duas cidades como Rio de Janeiro e São Paulo.

O material do duto é o API 5LX70, a rugosidade considerada para o duto é de 0,0018 polegadas, e para o cálculo da espessura, utilizou-se a fórmula de Barlow (Eq. 5.4), adotada pela ANSI B-31.8.

A Norma ASME/ANSI B-31.8 estabelece classes de locação para o gasoduto em função da densidade populacional do trecho atravessado, neste caso, considerou-se classe de locação 1. Nesta classe, num raio de 1 milha possui 10 ou menos construções para ocupação humana. Estas áreas podem ser terrenos baldios, desertos, montanhas, pastos, campos agrícolas e zonas escassamente povoadas.

$$e = \frac{PxD}{2xSxFxExT} + C \qquad (5.4)$$

Onde:

$e =$ espessura do duto, in
$P =$ máxima pressão de admissível, psig
$D =$ diâmetro externo, in
$C =$ sobrespessura de corrosão, in
$S =$ tensão de escoamento, psi
$F =$ fator de projeto, *adimensional*
$E =$ fator de junta, *adimensional*
$T =$ fator de temperatura, *adimensional*

No Gasoduto 1, para uma pressão máxima ($P_{máx.}$) de 100 kgf/cm², a máxima pressão admissível foi 1,1 vez a $P_{máx.}$, ou seja, 1422,33 psig. Considerando classe de locação igual a 1, o fator de projeto foi de 0,72. O diâmetro considerado para espessura foi o de 26 polegadas e para os outros diâmetros menores considerou-se a mesma espessura. Não foi considerada a sobre-espessura de corrosão (no caso zero), a tensão de escoamento para o material considerado foi de 70.000 psi, o fator de junta do duto (E) igual a 1 (unitário para todos os tubos cujas normas de fabricação são aceitas pela Norma ASME/ANSI B-31.8) e o fator de temperatura (T) do duto igual a 1 (utilizado este fator para temperatura de projeto de até 120^{o}C).

Assim, utilizando-se a equação 5.4 encontra-se a espessura de 0,3668”, e consultando-se a NBR 12712/2002, a espessura mínima foi de 0,3750”. Para todos

os demais diâmetros menores que 26” considerou-se a mesma espessura de 0,3750”.

No ponto de recepção, o gás natural recebido possui a composição de 90% de metano, 5% de etano, 2% de propano, 1% de isobutano, 1% de gás carbônico e 1% de nitrogênio. A temperatura do gás é de 20 ^{o}C e a pressão absoluta neste ponto é de 100 kgf/cm². No ponto de entrega, a qualidade do gás é a mesma do recebimento e a pressão de chegada deverá ser superior que 50,0 kgf/cm².

O gasoduto estudado é retilíneo, com uma diferença de cota de 700 m ao longo do duto, sendo cota zero no recebimento e 700 m na entrega. A Figura 5.2 apresenta um esboço da elevação do duto conforme a sua extensão.

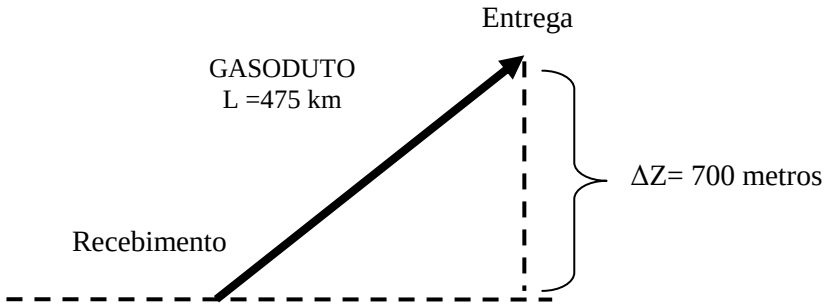

Figura 5.2 – Gasoduto I

As simulações de escoamento no duto foram realizadas considerando-se as pressões de recepção e entrega, os diâmetros comerciais, iniciando com 6 e até 26 polegadas. Para cada diâmetro foi calculado o escoamento máximo do duto.

A equação de estado selecionada foi a BWRS, para cálculo do fator de atrito a equação de Colebrook/White, e para cálculo da viscosidade a equação generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington. O coeficiente geral de transferência de calor no solo é de 0,97 kcal. h^{-1} . m^{-2} . $^{o}C^{-1}$.

O quadro estocástico de vazão foi gerado pelo Microsoft Excel é formado por 10.000 pontos, com Função de Densidade de Probabilidade Normal, com vazão média de 3.000.000 m³/d e desvio padrão de 1.000.000 m³/d.

A vazão estimada de 3 milhões de m³/d foi determinada supondo-se que no Ponto de Entrega do duto, há uma usina termelétrica que opera seguindo um despacho térmico definido pelo Operador do Sistema Elétrico Nacional.

5.3 Gasoduto II

O segundo caso estudado corresponde a um gasoduto com 600 km de extensão, com um ponto de recebimento e um ponto de entrega, considerando-se um declive ao longo do duto de 350 m. Para a temperatura do solo foi considerada 20 ^{o}C.

Neste caso, deseja-se estudar um transporte de gás natural entre duas cidades com distâncias superiores a Rio de Janeiro e São Paulo, diferenças de elevação menores que 700 m e pressão de operação acima de 100 kgf/cm².

Considerou-se a classe de locação 1 e o material do duto é o API 5LX70. A rugosidade para o duto é de 0,0009 polegadas. Em comparação com o primeiro caso, a rugosidade é menor, pois agora supõe-se existência de revestimento interno do duto para redução de atrito. Para o cálculo da espessura, utilizou-se a fórmula de Barlow (Eq. 5.4), adotada pela ANSI B-31.8.

Neste gasoduto, a pressão máxima é de 120 kgf/cm², a máxima pressão admissível é 1,1 vez a $P_{máx}$, ou seja, 1877,48 psig. Considerando-se classe 1, o fator de projeto será de 0,72. O diâmetro considerado para espessura foi o de 26 polegadas e para os outros diâmetros menores considerou-se a mesma espessura. Não há sobre-espessura de corrosão, a tensão de escoamento para o material considerado foi de 70.000 psi , e os fatores de junta do duto (E) e temperatura do duto (T) iguais a 1.

Conforme equação 5.4, a espessura encontrada no projeto será de 0,4842 polegadas, e consultando-se a NBR 12712/2002, a espessura mínima será de 0,500 polegadas. Da mesma forma, para os diâmetros menores, foi considerada a espessura de 0, 500 polegadas.

No ponto de recepção, o gás natural recebido possui a composição de 90% de metano, 5% de etano, 2% de propano, 1% de isobutano, 1% de gás carbônico e 1% de nitrogênio. A temperatura do gás é de 25 ^{o}C e a pressão absoluta neste ponto é de 120 kgf/cm². No ponto de entrega, a qualidade do gás é a mesma da recepção e a pressão de chegada deverá ser superior a 60,0 kgf/cm².

O gasoduto estudado é retilíneo, com uma diferença de cota de 350m ao longo do duto, sendo cota zero na entrega e 350 m no recebimento. A Figura 5.3 apresenta um esboço do gasoduto com a sua elevação conforme a sua extensão.

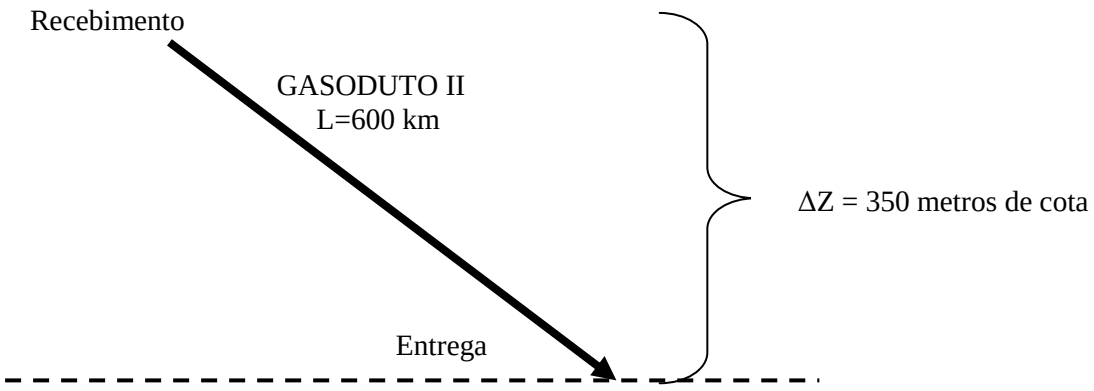

Figura 5.3 – Gasoduto II

As simulações de escoamento no duto foram realizadas considerando-se as pressões de recepção e entrega, e diâmetros comerciais, iniciando com 6 até 26 polegadas. Para cada diâmetro foi calculado o escoamento máximo do duto.

A equação de estado selecionada foi a BWRS com cálculo do fator de atrito pela equação de Colebrook/White, e para cálculo da viscosidade, a equação generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington. O coeficiente geral de transferência de calor no solo é de 0,97 kcal. $h^{-1}.m^{-2}.ºC^{-1}$.

O quadro estocástico de vazão foi gerado pelo Microsoft Excel e é formado por 10.000 pontos, com Função de Densidade de Probabilidade Normal, com vazão média de 4.000.000 m³/d e desvio padrão de 1.000.000 m³/d.

A vazão estimada de 4 milhões de m³/d foi determinada supondo-se que no Ponto de Entrega do duto, há uma área metropolitana que consome diferentes vazões de gás ao longo dos dias.

5.4 Carboduto

No terceiro caso, deseja-se estudar um transporte de gás carbônico entre uma cidade com grandes emissões atmosféricas até um reservatório de petróleo *offshore* passando por uma unidade estacionária de produção. O reservatório será utilizado para injeção do gás carbônico. Para isso, o carboduto estudado possui 501,5 km de extensão, com um ponto de recepção e um ponto de entrega, um

declive de 700 m ao longo dos 500 km do duto, e no poço de injeção, uma linha vertical de 1.500m de extensão.

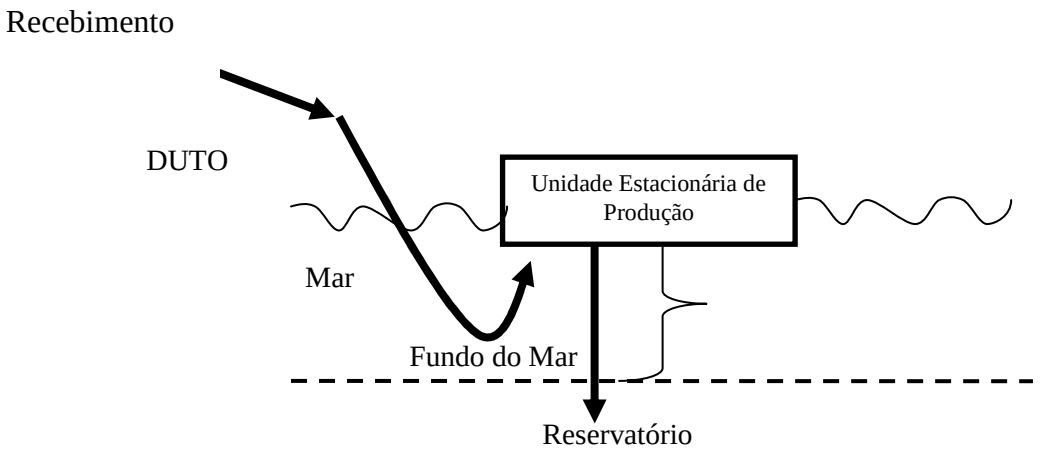

Figura 5.4 – Sistema de Produção e Exploração de Petróleo

A Figura 5.4 apresenta um esboço de um sistema de produção e exploração de petróleo no mar. Para injeção de gás em um reservatório, um duto terrestre chega até o nível do mar, e em seguida percorre um trecho marítimo até a unidade estacionária de produção, desta unidade, saem diversos dutos de 4 polegadas até os reservatórios de petróleo.

No caso estudado, o duto com o trecho marítimo não tem uma subida do fundo do mar até a unidade estacionária, então, considera-se que o carboduto sai de uma metrópole com uma altitude 600 m acima do nível do mar, entra em um trecho marítimo com um desnível de 100 m e segue até uma Estação Submarina de Injeção. A Figura 5.5 apresenta o esboço do traçado do carboduto.

Para simplificar as simulações, considerou-se para todo o traçado a temperatura externa igual a 20 ºC, isto é, desde o trecho terrestre, passando pela região marítima até a unidade estacionária de produção.

Para a espessura de carbodutos, não há ainda estudos conclusivos para o valor da espessura do duto, neste caso, foi considerado a espessura de 0,500 polegadas. O material do duto é o API 5LX70 e a rugosidade do duto é de 0,0018 polegadas.

No ponto de recepção, o gás possui a composição de 100% de gás carbônico. A temperatura é de 20^{o}C e a pressão absoluta neste ponto é de 120,0 kgf/cm^{2}. Na unidade de produção, a pressão de chegada considerada foi maior que

100 kgf/cm², e no poço, devido às condições de pressão do reservatório, não poderá ser menor que 150 kgf/cm^2.

O estudo do duto foi dividido em duas partes, (i) duto de injeção no poço, linha vertical com 1,5 km, e (ii) duto com extensão de 500 km e declive de 700 m. No projeto, não haverá recompressão do gás na unidade estacionária de produção, e o gás irá para o reservatório com o próprio ganho de pressão gravitacional ao longo de sua extensão.

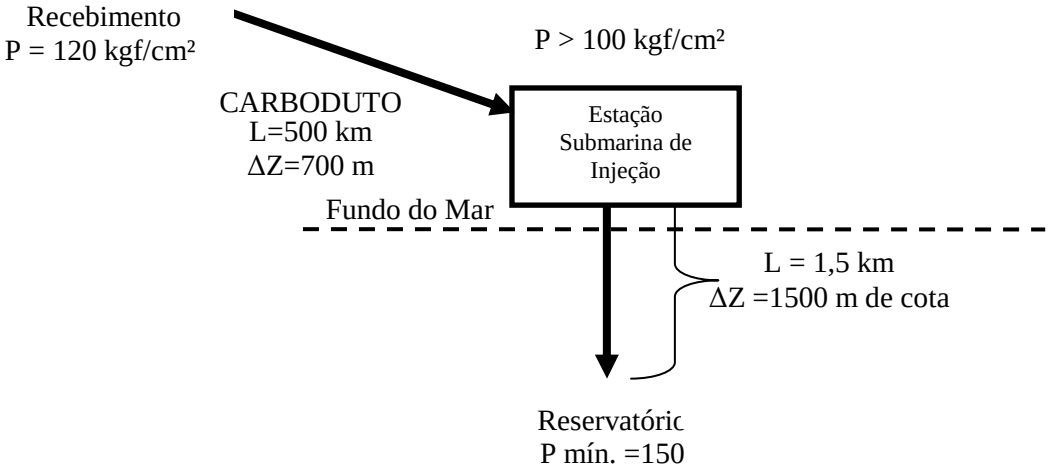

Figura 5.5 - Carboduto

Com isso, foram configurados dois modelos no Pipeline Studio. No primeiro, o duto de injeção, realizou-se simulações no duto para dois diâmetros, um de 4 e outro de 6 polegadas. O diâmetro de 4 polegadas é usualmente utilizado em unidades para injeção de gás natural em poços de petróleo. Simulou-se na entrada do duto com 100 kgf/cm² de pressão e em seguida, estimaram-se vazões para este trecho, e a cada vazão simulada, registrava-se a pressão de saída do duto. A vazão máxima ideal foi aquela em que a pressão no reservatório não fosse inferior a 150 kgf/cm².

No segundo modelo, configurou-se no ponto de recepção a pressão de 120,0 kgf/cm² e no ponto de entrega, que nesse caso será a unidade estacionária de produção, em 100,0 kgf/cm². As simulações de escoamento no duto foram realizadas considerando-se as pressões de recebimento e despacho, e diâmetros comerciais, iniciando com 6 até 26 polegadas. Para cada diâmetro calculou-se o escoamento máximo do duto.

A equação de estado selecionada foi a BWRS, para cálculo do fator de atrito a equação de Colebrook/White, e para cálculo da viscosidade a equação

generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington. O coeficiente geral de transferência de calor no solo é de 0,97 kcal . $h^{-1}.m^{-2}.ºC^{-1}$.

O quadro estocástico de vazão foi gerado pelo Microsoft Excel e é formado por 10.000 pontos, com Função de Densidade de Probabilidade Normal, com vazão média de 2.000.000 m^3/d e desvio padrão de 1.000.000 m^3/d.

A vazão estimada de 2 milhões de m^3/d foi determinada supondo-se que há várias indústrias produzindo gás carbônico antropogênico e em alguns dias umas estariam paradas, diminuindo a vazão de injeção, e em outros dias todas estariam operando produzindo o máximo da vazão de injeção de gás carbônico.

Para transportar o CO_2 antropogênico é necessário o desenvolvimento de tecnologias para remoção e armazenamento de gás carbônico, assim a proposta deste caso está na possibilidade da utilização futura dos carbodutos, isto é, quando as altas emissões de gás carbônico forem extremamente controladas pelas indústrias.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir apresentam-se os resultados e as discussões para os três casos estudados, iniciando com o Gasoduto I, em seguida o Gasoduto II e no final para o Carboduto.

6.1 Gasoduto I

Para o primeiro caso, foram configuradas no Pipeline Studio as informações descritas no Capítulo 5 e selecionado a Média Molar dos componentes do gás, apresentados no item 5.1.

Foram selecionados: (i) Equação de Estado BWRS; (ii) Equação de Colebrook para o cálculo do fator de atrito; e (iii) Equação Generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington para cálculo da viscosidade. O coeficiente global de transferência de calor no solo é de 0,97 kcal $.h^{-1}.m^{-2}.^{o}C^{-1}$.

Após a configuração do duto no software e seleção das equações, foram realizadas as diferentes simulações do duto, para cada diâmetro comercial.

A Figura 6.1 apresenta o resultado da simulação do software Pipeline Studio para o diâmetro de 24 polegadas. Nesta mesma Figura, o recebimento do gás está representado por uma linha vertical vermelha. No quadro à esquerda encontram-se informações como a pressão de recebimento (100 kgf/cm²) e a vazão simulada (8.615,77 mil m³/d) para o diâmetro de 24 polegadas.

No quadro à direita, estão as informações da entrega. No bloco de dados aparece a pressão de entrega (fixada em 50,0 kgf/cm²) a vazão de entrega máxima (8.615,77 mil m³/d), a densidade relativa (43,39) , a massa específica do gás (0,6258 kg/m³) e a temperatura de entrega (14,18^{o}C).

No quadro à esquerda, estão as informações do recebimento do gás, no caso, a pressão de recebimento (100 kgf/cm²) e a vazão de recebimento (8.615,77 mil m³/d). As linhas verticais à direita e à esquerda representam respectivamente um ponto de recebimento (*supply*) e um ponto de entrega (*delivery*).

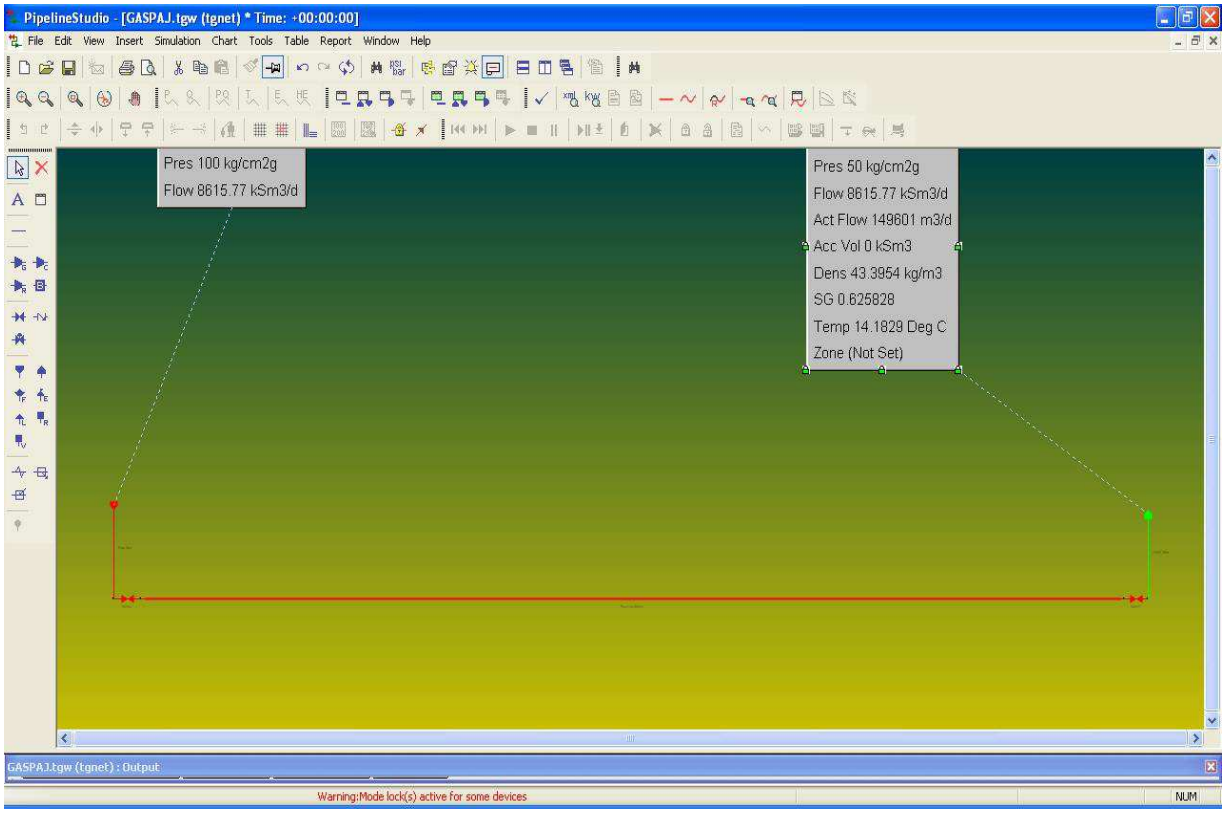

Figura 6.1 – Configuração do Gasoduto I no Pipeline Studio

O cálculo do escoamento máximo do duto (vazão máxima de transporte) será feito com a pressão de entrada de 100 kgf/cm² e a pressão de entrega no valor mínimo possível (50 kgf/cm²) para cada diâmetro comercial disponível. Desta forma, como a vazão é aproximadamente proporcional à raiz quadrada da diferença entre as pressões de entrada e saída do duto, se for utilizada a máxima pressão de entrada com a mínima pressão de entrega, tem-se o máximo da vazão de transporte do duto para um dado diâmetro. Para o cálculo da vazão máxima no software foram fixadas as condições de pressão de entrada e de saída do duto e foi empregada a equação para o cálculo de escoamento, no caso a Equação de Bernoulli/Colebrook.

Na Tabela 6.1 são apresentados os valores máximos de vazão calculados pelo software para os Diâmetros Nominais determinados.

Tabela 6.1 – Vazão Máxima de Transporte no Gasoduto I

Diâmetro	Vazão Máxima (mil m³/d)
6”	230,397
8”	489,152
10”	876,559
12”	1411,35
14”	2110,80
16”	2991,14
18”	4067,60
20”	5354,72
22”	6866,37
24”	8615,77

Não foi calculada a máxima vazão para diâmetro de 26 polegadas porque não houve valores sorteados pelo Microsoft Excel que estivessem acima de 8 milhões m³/d. A Figura 6.2 apresenta o histograma das 10.000 vazões sorteadas conforme a Função Densidade Probabilidade Normal. A média amostral das vazões sorteadas foi de 3.007.731 m³/d, a Variância Amostral de 1.006.061 (m³/d)² e o Desvio-Padrão Amostral de 1.003 m³/d.

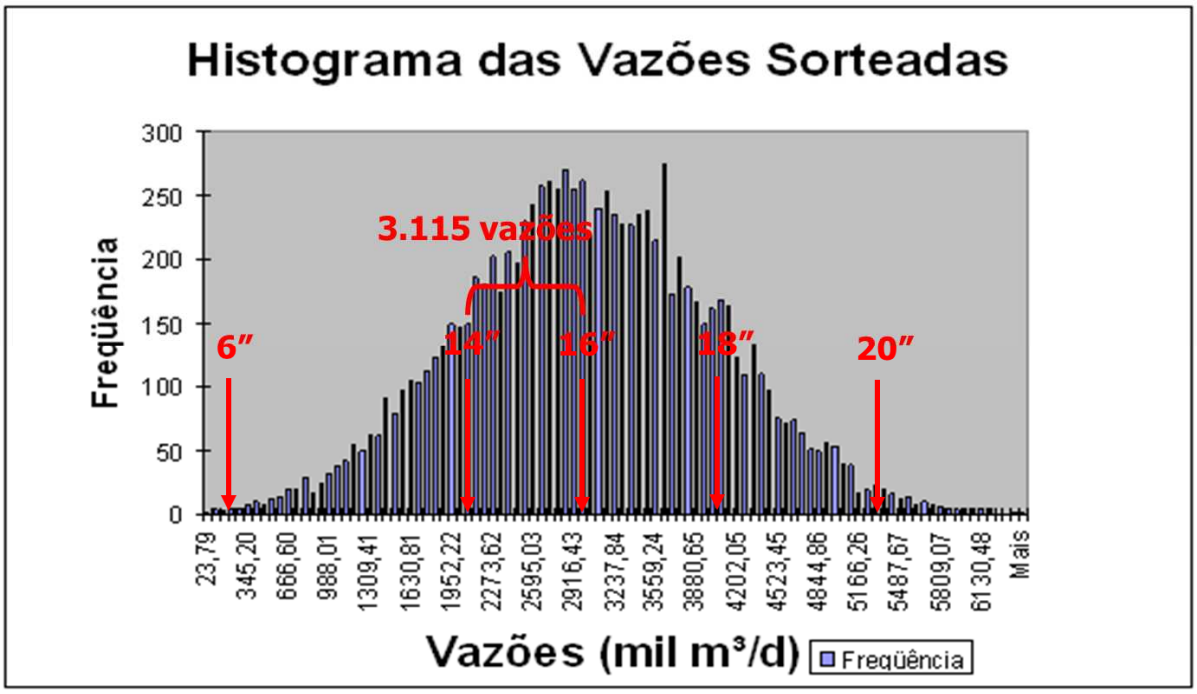

Figura 6.2 – Histograma das Vazões Sorteadas – Gasoduto I

Com os valores gerados, o Microsoft Excel fez a correspondência da vazão demandada com o menor diâmetro comercial capaz de atender o serviço, de acordo com a pressão de chegada estabelecida. Assim, foram correspondidos 10.000 diâmetros comerciais. A Figura 6.3 apresenta o histograma com os Diâmetros Nominais encontrados para o Gasoduto I.

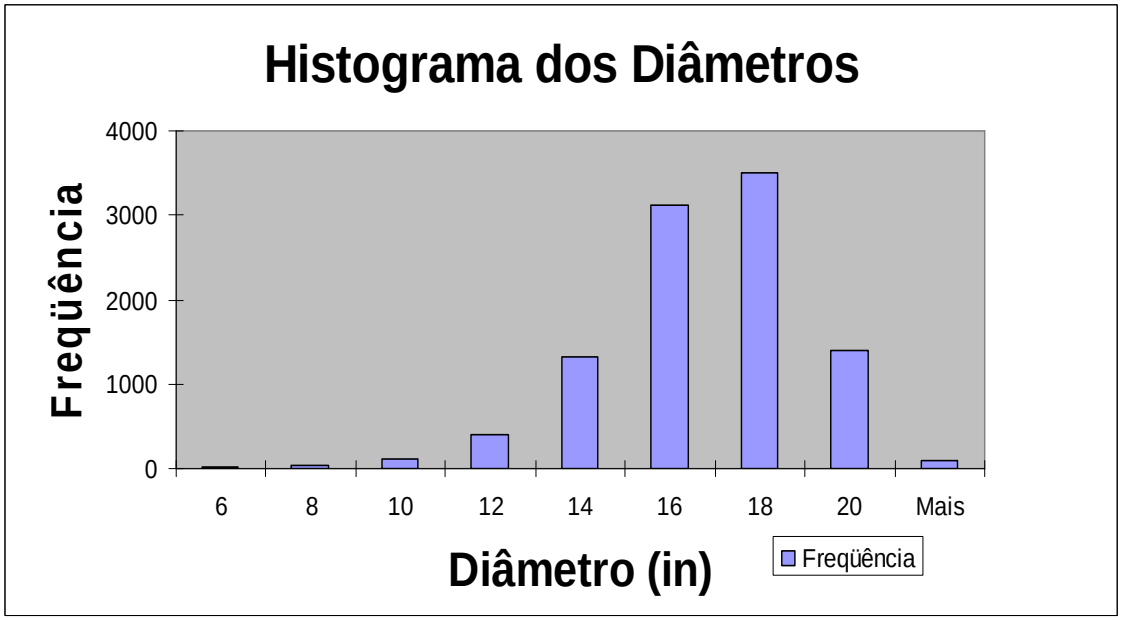

Figura 6.3 – Histograma dos Diâmetros Nominais – Gasoduto I

Neste Histograma, a Média Amostral dos diâmetros foi de 16,79 in, a Variância Amostral de 5,26 in² e o Desvio-Padrão Amostral de 2,29 in.

Para cada Diâmetro Nominal há um número de vazões viáveis correspondentes. A frequência das vazões será o número de vazões viáveis correspondentes para cada Diâmetro Nominal. Por exemplo, uma vazão de 2 milhões de m³/d não pode ser atendida pelo diâmetro de 12", porque este diâmetro só transporta até 1.411.350 m³/d de gás natural, então o próximo Diâmetro Nominal é o de 14". Neste caso, qualquer vazão até 2.110.800 m³/d poderá ser atendida por este diâmetro. Não é possível selecionar diâmetros entre 12" e 14", pois não são construídos dutos, nem equipamentos entre este intervalo de diâmetro. Logo, através da frequência relativa acumulada é possível predizer a probabilidade de sucesso para cada diâmetro escolhido pelo projetista.

Na Tabela 6.2, pode-se inferir que para um diâmetro de 6 polegadas, 11 vazões são atendidas, então, para um projeto do Gasoduto 1 com 6 polegadas, a probabilidade de sucesso é de apenas 0,11%; isto é, apenas 0,11% dos casos

sorteados foram atendidos por este diâmetro. Para o diâmetro de 16 polegadas, 3.115 serviços de vazões são atendidos. Acumulando-se estas vazões com as vazões que são atendidas pelos diâmetros menores, a frequência acumulada é de 5.005 vazões. Nesse caso, a probabilidade de sucesso no atendimento do serviço por um duto de 16” é de 50,05%. A escolha de um diâmetro maior, por exemplo de 18 polegadas, aumentará a probabilidade de sucesso no atendimento do serviço para 85,06%.

Ressalta-se que a escolha da vazão média e do desvio-padrão foram determinados considerando-se que há uma termelétrica utilizando este gás, e este transporte está associado às incertezas das vazões ao longo do tempo de operação do duto como evolução da demanda futura de fluido; evolução da oferta futura de fluido pelos sítios de despacho; evolução do custo futuro da energia elétrica; ou fatores intangíveis ligados ao custo de construção e de manutenção da dutovia.

Tabela 6.2 – Freqüência Acumulada dos Diâmetros do Gasoduto I

Diâmetro (pol.)	Freqüência	Freqüência Acumulada	Porcentagem (%)
6	11	11	0,11
8	31	42	0,42
10	121	163	1,63
12	456	619	6,19
14	1427	2046	20,46
16	3234	5280	52,8
18	3467	8747	87,47
20	1185	9932	99,32
Mais	68	10000	100

Desta forma, para um projeto de gasodutos em que, inicialmente, há vazões inferiores à vazão projetada e, após alguns anos de operação do duto há aumentos de vazões acima da projetada (causados, principalmente, pela economia e desenvolvimento dos consumidores na área servida pelo duto) é recomendável a seleção de um diâmetro com probabilidade de atendimento do serviço acima de 50%.

Pode-se fazer uma aproximação do gráfico da Figura 6.3 considerando que os valores encontrados para os diâmetros nominais obedecem a uma Distribuição Normal, pois neste gráfico os diâmetros nominais formam uma curva semelhante a uma Gaussiana. Embora não haja relação linear entre diâmetro e vazão em escoamento compressível em dutos, costuma-se aproximar a distribuição de respostas (diâmetros) no Método de Monte Carlo como Normal porque foi utilizada Distribuição Normal de Entradas (*Inputs*) no sorteio das vazões. Então, a aproximação da Distribuição Normal de Diâmetros Viáveis foi definida com os valores calculados do Desvio Padrão Amostral e da Média Amostral dos Diâmetros Nominais que atendem o serviço.

Portanto, analisando-se o Histograma, é possível inferir as probabilidades de sucesso do caso estudado através da Distribuição Normal dos Diâmetros. Nesse caso, para uma probabilidade de sucesso de 50%, o diâmetro será o de 16,79 polegadas, mas como este diâmetro não é comercial, o projetista poderá escolher o diâmetro de 18 polegadas e, consequentemente, terá uma probabilidade de sucesso igual a 69,84%. Caso seja selecionado o diâmetro de 20 polegadas, a probabilidade de sucesso do projeto aumentará para 91,92%.

No entanto, sabe-se que, através das equações de custo e investimento, quanto maior o diâmetro do duto, maior o custo e o investimento do empreendimento. Assim, complementando a metodologia apresentada, foram elaborados dois histogramas de resultados econômicos gerados pela Análise de Monte Carlo: (i) Histograma de Investimentos da Dutovia; e (ii) Histograma de Custos Anualizados da Dutovia.

A Figura 6.4 apresenta o Histograma de Investimentos do duto para os diferentes diâmetros. Cada barra do gráfico corresponde a um diâmetro do gasoduto. A primeira barra corresponde ao diâmetro de 6 polegadas e a última barra ao de 22 polegadas. No eixo das abscissas estão os valores do investimento para cada diâmetro e no eixo das ordenadas são apresentadas as frequências das vazões correspondentes para cada diâmetro.

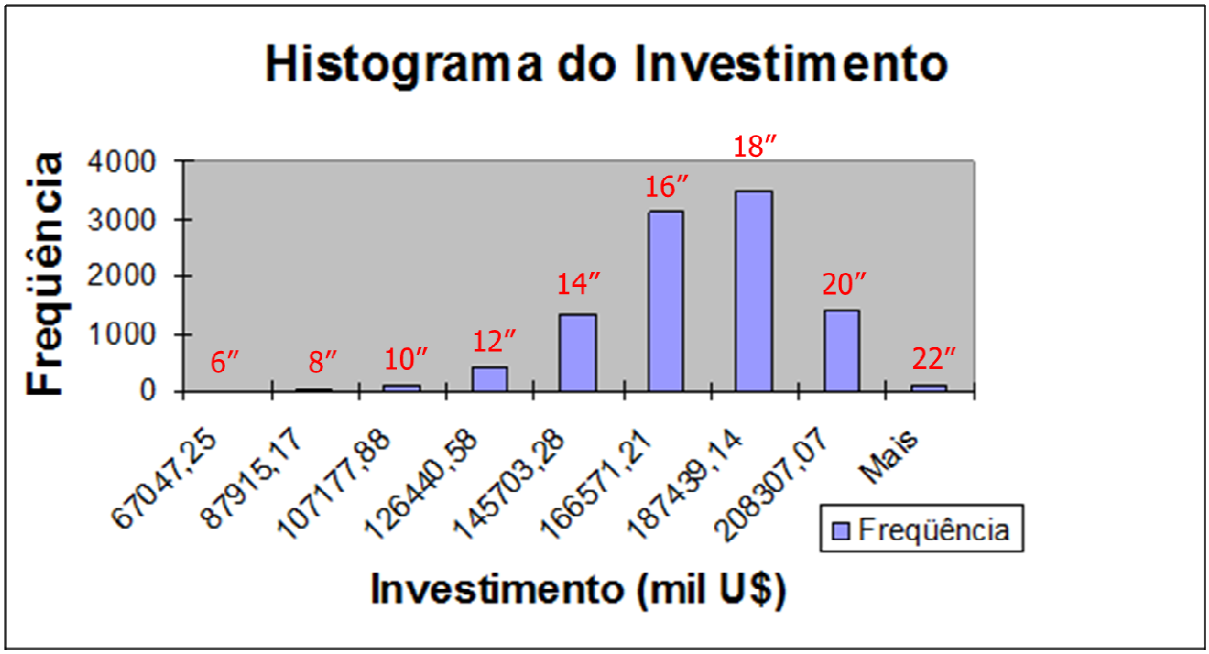

Figura 6.4 – Histograma do Investimento – Gasoduto I

A Figura 6.4 apresenta o Histograma do Investimento. Neste caso, a Média Amostral dos investimentos foi de U$ 173.862.412, Variância Amostral de 5,39 x 10^{14} (dólares)² e Desvio-Padrão Amostral de U$ 23.219.492.

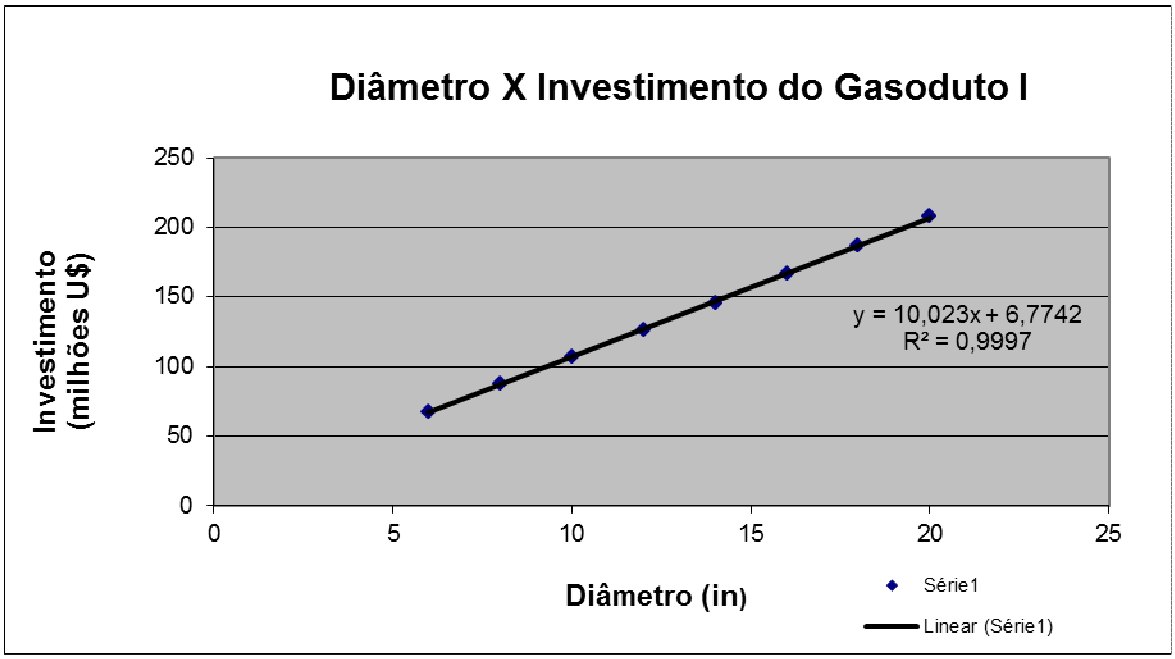

Figura 6.5 – Comparativo do Diâmetro pelo Investimento do Gasoduto I

Na Figura 6.5 é possível observar que para uma probabilidade de sucesso de 50,05%, o diâmetro correspondente será de 16 polegadas, com um investimento de 166,571 milhões de dólares. Um aumento na probabilidade de sucesso, por

exemplo, 85,06% (diâmetro de 18 polegadas), corresponderá a um investimento de 187,439 milhões de dólares. Em suma, a escolha pelo Diâmetro Nominal de 18" frente ao de 16" aumentará a probabilidade de sucesso do projeto em 35% e o valor de investimento do projeto em apenas 21 milhões de dólares.

Conforme apresentado na Metodologia, foi elaborado o Histograma do Custo Anualizado (Figura 6.6), assim como no Histograma do Investimento (Figura 6.4), cada barra do gráfico corresponde a um diâmetro do gasoduto. No eixo das abscissas estão os valores do Custo Anualizado para cada diâmetro e no das ordenadas são apresentadas as frequências das vazões correspondentes para cada diâmetro.

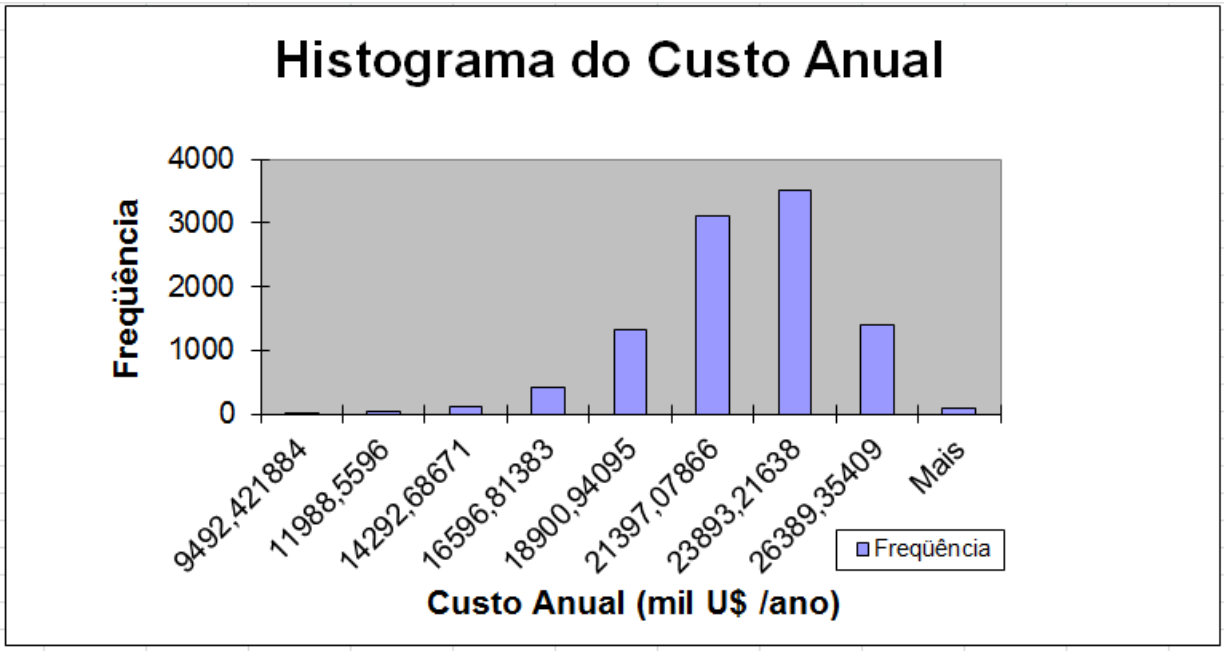

Figura 6.6 – Histograma do Custo Anualizado (mil US$/ano) – Gasoduto I

A Média Amostral do Custo Anualizado foi de 22.269.222 dólares/ano, Variância Amostral de 7,71 x 10^{12} (dólares/ano)^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2.777.422 dólares/ano.

Para o Diâmetro Nominal de 16 polegadas, o valor do Custo Anual será de 21,397 milhões de dólares/ano, em comparação com o diâmetro de 18 polegadas, o valor do Custo Anual aumenta para 23,893 milhões de dólares/ano. Portanto, o aumento no diâmetro do gasoduto implica em um aumento de 2,5 milhões de dólares/ano e um aumento na probabilidade de sucesso para 85,09%.

Neste trabalho, o processo estocástico é representado somente pela vazão, porém, para uma melhor utilização do Método de Monte Carlo, adotou-se a variação

dos valores do custo operacional. Então, de acordo com a Equação 5.3, para o termo relacionado ao Custo de Operação & Manutenção consideraram-se os valores de 2.500 dólares/ano por km de extensão, 3.100 dólares/ano por km de extensão e 3.700 dólares/ano por km de extensão. Em seguida, foi recalculado o Custo Anual.

As variações do custo operacional anual podem sofrer influências de incertezas ao longo do tempo, como diminuição ou aumento do custo da mão de obra, variações nos equipamentos sobressalentes, ou a fatores intangíveis ligados ao custo de manutenção.

A Figura 6.7 apresenta o Histograma do Custo Anualizado do Gasoduto I com as variações do Custo de Operação & Manutenção.

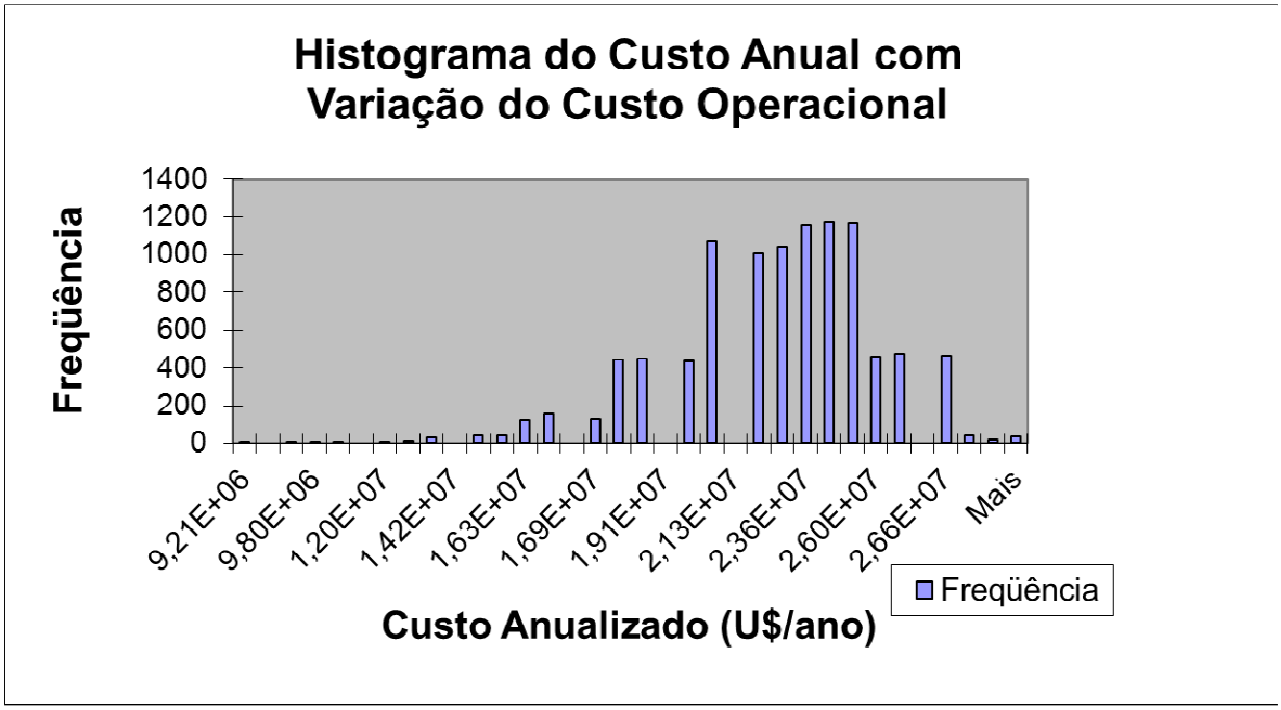

Figura 6.7 – Histograma do Custo Anualizado com as Variações do Custo de Operação & Manutenção (mil US$/ano) – Gasoduto I

A Média Amostral do Custo Anualizado foi de 22.269.222 dólares/ano, Variância Amostral de 7,76 x 10^{12} (dólares/ano)^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2.785.616 dólares/ano. Em relação ao Custo Anual calculado sem as variações do custo operacional, a Média Amostral será igual, pois foi utilizada a mesma frequência para os três valores, entretanto a Variância Amostral e o Desvio-Padrão são diferentes, porque neste momento, foram calculados estes parâmetros considerando as variações do Custo de O&M.

Assim, de acordo com a Figura 6.7, para uma probabilidade de 30%, o Custo Anual será de 21.070.057 dólares/ano, caso deseja-se uma probabilidade de sucesso de 85%, o Custo Anual será de 24.035.716 dólares/ano. Portanto, a escolha de um diâmetro de 18”, representa uma probabilidade de 87%, e um Custo Anual de aproximadamente de 22 milhões dólares/ano.

Segundo Mohitpour *et al* (2005), a confiabilidade é a medida da probabilidade de um dado sistema atender seu propósito ou função desejada, ao longo de um período designado. Conforme Santos (2008), a adoção da confiabilidade na indústria de transporte por dutos, tanto em valores, como em termos percentuais, estabelece o nível de confiança do duto para transportar o fluido desejado, por um período determinado de tempo, desde uma fonte de suprimento até o mercado consumidor.

A confiabilidade, por vezes, é também definida como uma medida de atendimento a parâmetros técnicos e econômicos determinados. Isso se relaciona diretamente com a definição do nível do risco que o Transportador estaria disposto a assumir, de acordo com seu perfil de risco, podendo ser avesso, indiferente ou propenso ao risco.

Portanto, através da Metodologia Proposta neste Trabalho, o projetista dispõe de instrumentos para decidir, com base estatística, qual o diâmetro do duto, os valores de investimento e custo anualizado, bem como a probabilidade de sucesso para atendimento do serviço.

6.2 Gasoduto II

No segundo caso analisado, foram configuradas no Pipeline Studio as informações descritas no Capítulo 5 (120 kgf/cm² no ponto de recepção, 60 kgf/cm² no ponto de entrega, distância de 600 km e elevação de 350 metros), e selecionado a Média Molar dos componentes do gás, apresentados no item 5.1.

Foram selecionados: (i) Equação de Estado BWRS; (ii) Equação de Colebrook para o cálculo do fator de atrito; e (iii) Equação Generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington para cálculo da viscosidade. O coeficiente global de transferência de calor no solo é de 0,97 kcal / h.m².ºC .

Assim como no Gasoduto I, foram realizadas as diferentes simulações do duto para cada diâmetro comercial.

A Figura 6.8 apresenta o resultado da simulação do software Pipeline Studio para o diâmetro de 24 polegadas. Nesta mesma Figura, o recebimento do gás está representado por uma linha vertical vermelha. No quadro à esquerda, estão as informações como a pressão de recebimento (120 kgf/cm²) e a vazão simulada (10.854,2 mil m³/d) para o diâmetro de 24 polegadas.

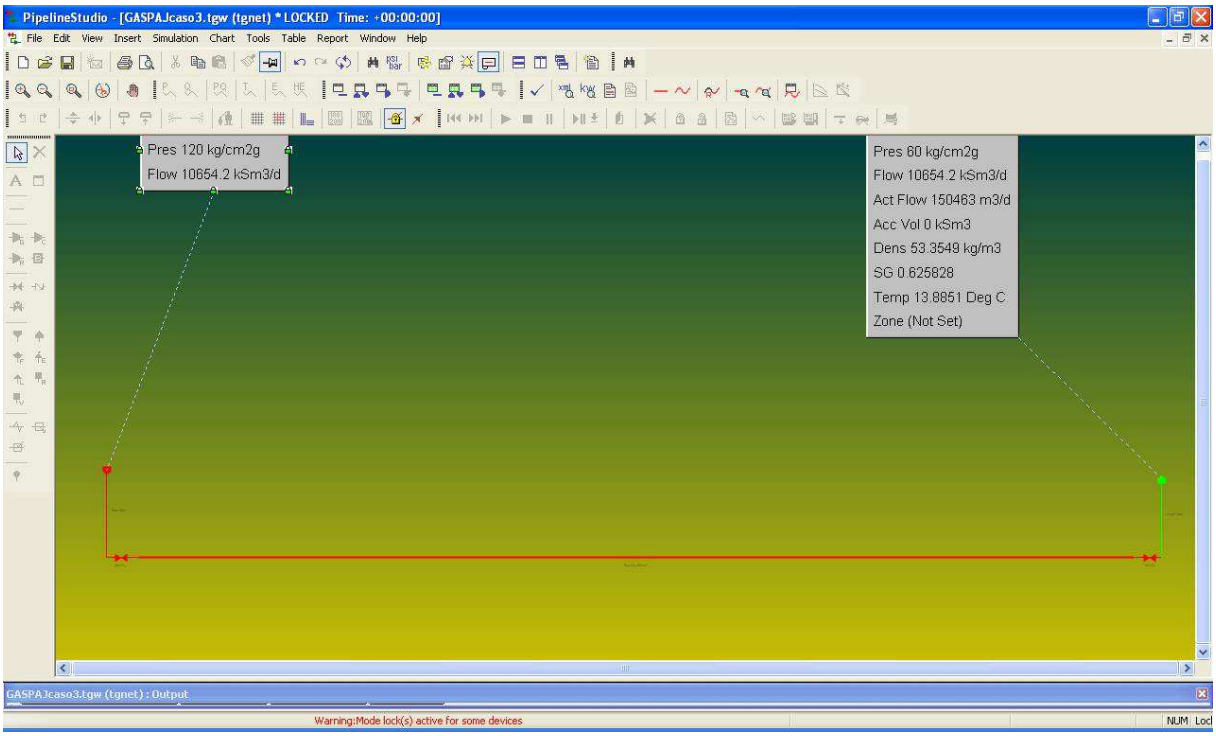

Figura 6.8 – Configuração do Gasoduto II no Pipeline Studio

No quadro à direita, estão as informações da entrega. No bloco de dados aparece a pressão de entrega, fixada em 60,0 kgf/cm², a vazão de entrega máxima (10.854,2 mil m³/d), a densidade relativa (53,35), a massa específica do gás (0,6258 kg/m³) e a temperatura de entrega (13,88 ^{o}C).

Após a configuração do duto no sistema, iniciaram-se as simulações considerando constante a pressão máxima de recepção, e na entrega, a pressão mínima do consumidor. Desta maneira, foi possível calcular o escoamento máximo para cada diâmetro.

Para o cálculo da vazão máxima no software foram fixadas as condições de pressão de entrada e de saída do duto e foi empregada a equação para o cálculo de escoamento, no caso a Equação de Bernoulli/Colebrook. Na Tabela 6.3 são apresentados os valores máximos de vazão calculados pelo software para os Diâmetros Nominais determinados.

Tabela 6.3 – Vazão Máxima de Transporte no Gasoduto II

Diâmetro	Vazão Máxima (mil m³/d)
6”	286,97
8”	608,77
10”	1090,08
12”	1753,78
14”	2620,91
16”	3711,04
18”	5042,49
20”	6632,63
22”	8497,95
24”	10654,20

Pela mesma razão anterior, não foi simulado o escoamento para 26 polegadas, porque não houve valores sorteados pelo Microsoft Excel que estivessem acima de 10 milhões m³/d.

Para exemplificar o estudo do escoamento máximo de um duto, foram comparados os escoamentos máximos com os Diâmetros Nominais do primeiro e do segundo caso (Figura 6.9). No segundo caso, mesmo com uma pequena diferença das rugosidades dos dutos, a escolha de uma extensão maior e uma maior diferença das pressões de operações, fez com que a vazão de escoamento máximo do duto aumentasse. Em alguns projetos, para uma mesma vazão é viável ao projetista aumentar o perfil de pressão em troca de um diâmetro menor, já que o diâmetro é um dos parâmetros para o cálculo do investimento, porém o aumento do perfil de pressão implica em projetar estações de compressão com maior capacidade para atendimento da pressão inicial e consequentemente aumento dos custos de projeto.

Após a simulação das vazões máximas de escoamento, prosseguiu-se com o sorteio dos valores das vazões de transporte do duto. A Figura 6.10 apresenta o histograma das vazões sorteadas. Neste gráfico tem-se a Distribuição Normal da vazão. No caso, a Média Amostral das vazões sorteadas foi de 4.006.676 m³/d, Variância Amostral de 1.012.405 $(m^3/d)^2$ e Desvio-Padrão Amostral de 1.006 m³/d.

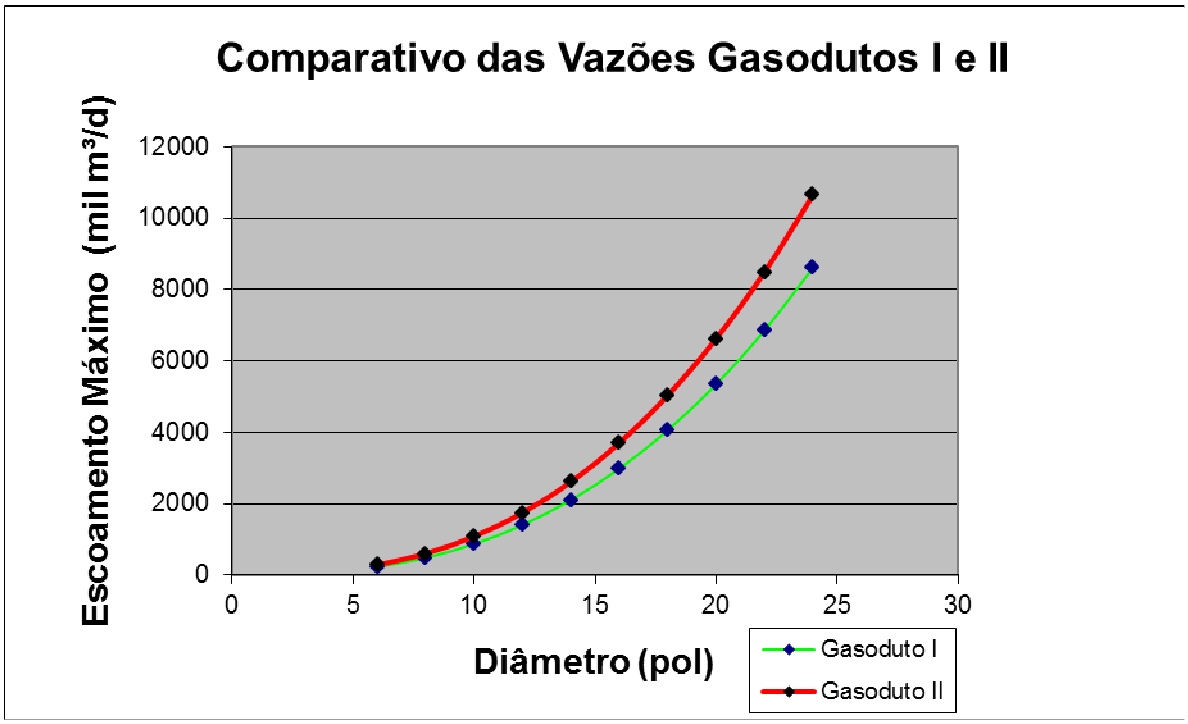

Figura 6.9 – Comparativo das Vazões para o Gasoduto I e Gasoduto II

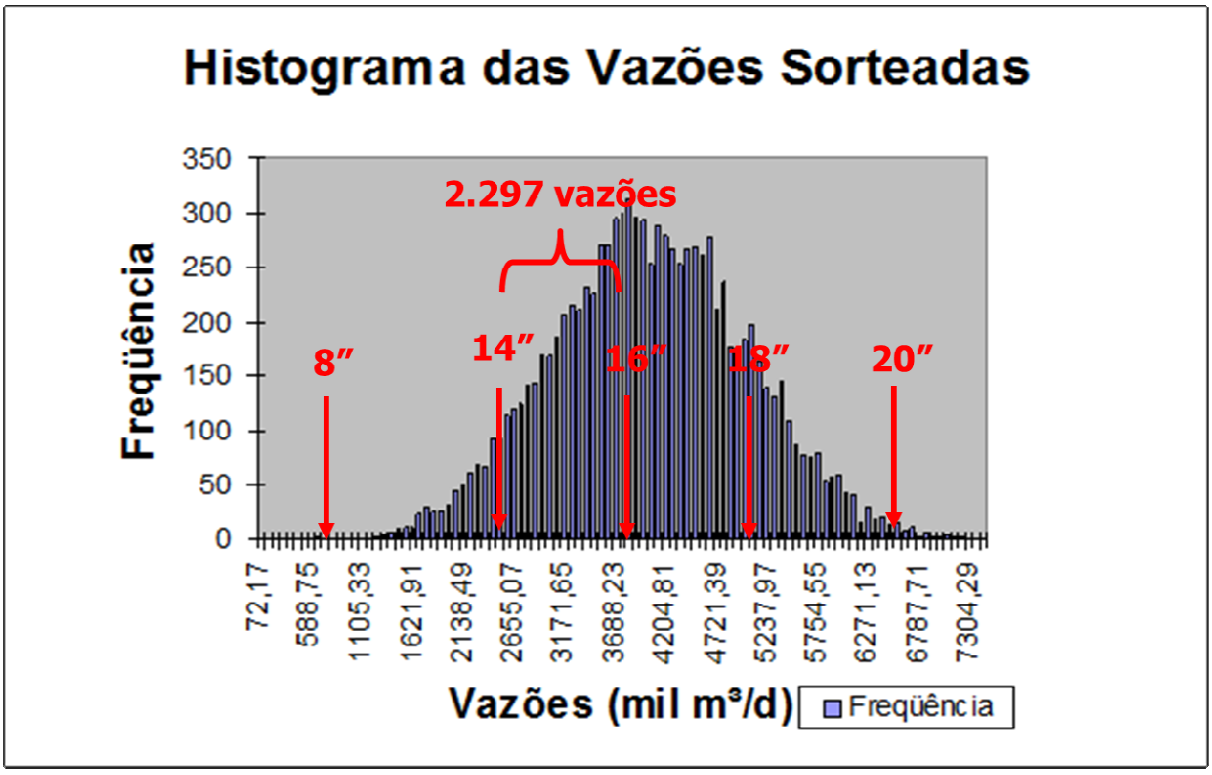

Figura 6.10 – Histograma das Vazões Sorteadas – Gasoduto II

Com os valores gerados, o Microsoft Excel fez a correspondência da vazão demandada com o menor diâmetro comercial viável, de acordo com a pressão de chegada estabelecida. Assim, foram correspondidos os menores diâmetros comerciais viáveis às 10.000 vazões de sorteio.

A Figura 6.11 apresenta o Histograma dos Diâmetros correspondidos. Na abscissa aparecem os vários Diâmetros Nominais, e na ordenada a freqüência das vazões atendidas para cada Diâmetro Nominal.

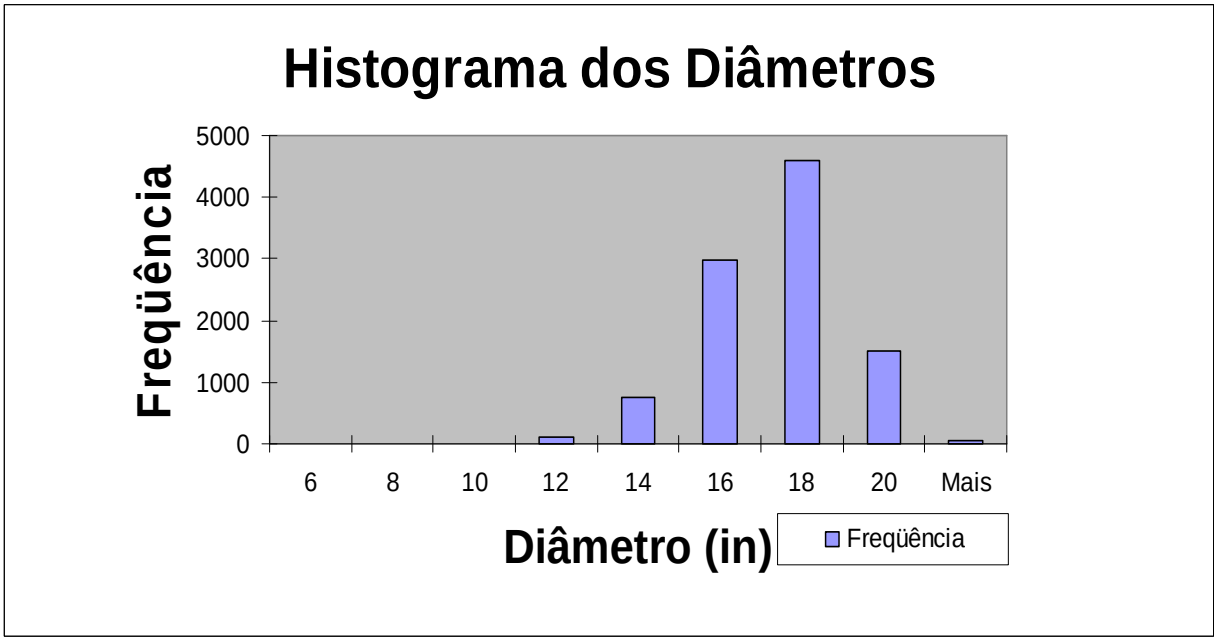

Figura 6.11 – Histograma dos Diâmetros Nominais – Gasoduto II

Neste Histograma, a Média Amostral dos diâmetros foi de 17,35 in, a Variância Amostral de 3,13 in² e o Desvio-Padrão Amostral de 1,77 in.

Assim como no item 6.1, é possível inferir as probabilidades de sucesso de atendimento das demandas da dutovia. Na Tabela 6.4, para um diâmetro de 6 polegadas, 2 vazões são atendidas, então, para um projeto de um gasoduto de 6 polegadas, a probabilidade de sucesso é de 0,02%. Já para o diâmetro de 16 polegadas, 2.997 vazões são atendidas por este diâmetro. Acumulando-se estas vazões com as vazões atendidas pelos diâmetros menores, a freqüência acumulada é de 3.863 vazões. Nesse caso, a probabilidade de sucesso é de 38,63%, e o risco de insucesso do projeto é de 62,27%.

Tabela 6.4 – Freqüência Acumulada dos Diâmetros do Gasoduto II

Diâmetro (pol.)	Freqüência	Freqüência Acumulada	Porcentagem (%)
6	2	2	0,02
8,	5	7	0,07
10	9	16	0,16
12	95	111	1,11
14	755	866	8,66
16	2997	3863	38,63
18	4585	8448	84,48
20	1507	9955	99,55
Mais	45	10000	100

Para atender uma probabilidade acima de 50%, o menor Diâmetro Nominal é o de 18 polegadas. Este diâmetro atende a 4.585 vazões, e acumulando com as vazões dos diâmetros menores, a frequência acumulada aumentará para 8.448 vazões com probabilidade de sucesso no atendimento do serviço de 84,48%.

Considera-se o Histograma dos Diâmetros (Figura 6.11) como uma Distribuição Normal para encontrar as probabilidades de sucesso de vários diâmetros: Para uma probabilidade de 50%, o diâmetro será o de 17,35 polegadas, mas como este diâmetro não é comercial, o projetista poderá escolher o diâmetro de 18 polegadas e, consequentemente, terá uma probabilidade de sucesso igual a 64,06%. Caso seja projetado o diâmetro de 20 polegadas, a probabilidade de sucesso do projeto aumentará para 93,19%.

Assim como no Gasoduto I e no Gasoduto II o investimento do empreendimento é influenciado principalmente em função do diâmetro e da extensão do duto.

A Figura 6.12 apresenta um gráfico com o valor do investimento para cada diâmetro, iniciando o primeiro bloco com 6 polegadas, e o último bloco com 22 polegadas.

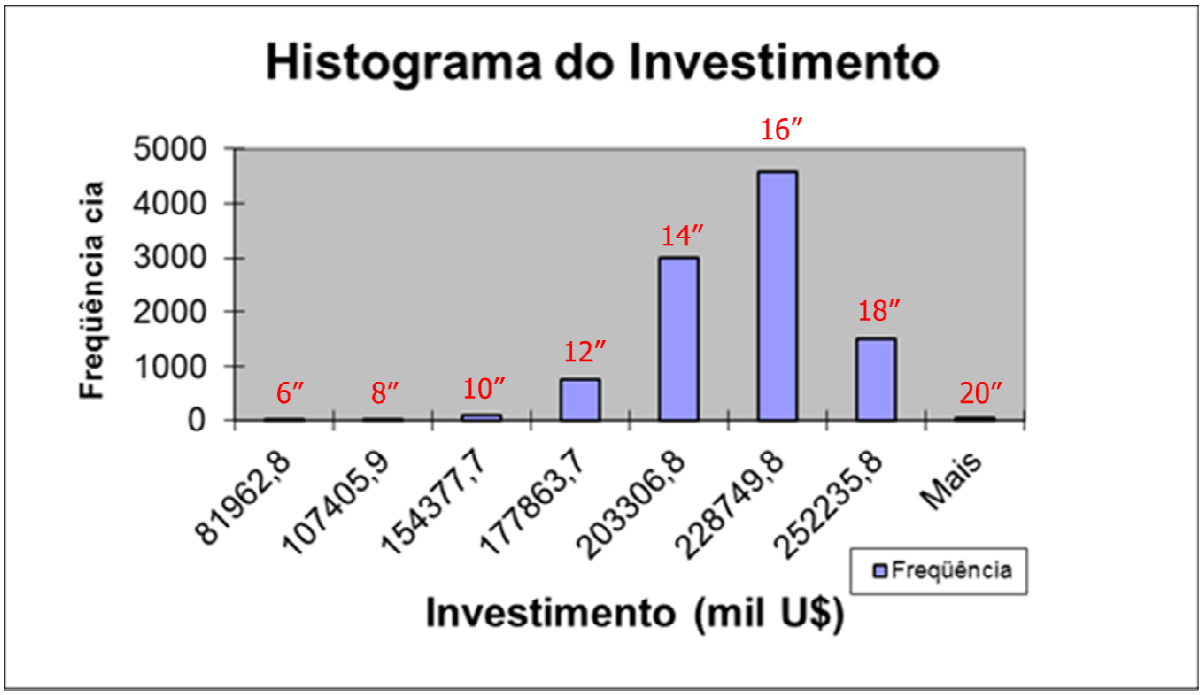

Figura 6.12 – Histograma do Investimento – Gasoduto II

A Figura 6.12 apresenta o Histograma do Investimento. Neste caso, a Média Amostral dos Investimentos foi de U$ 219.055.475, Variância Amostral de 4,82 x 10^{14} (dólares) ² e Desvio-Padrão Amostral de U$ 21.965.364.

Conforme a Figura 6.12, para o diâmetro de maior freqüência, o diâmetro de 18 polegadas, o Investimento na construção do gasoduto é de 228, 749 milhões de dólares, e em comparação com o diâmetro de maior probabilidade de sucesso, o diâmetro de 20 polegadas, o valor é de 252, 235 milhões de dólares.

Da mesma forma, analisando o gráfico do Investimento da Figura 6.13 é possível fazer uma comparação entre os diâmetros de 18 e 20 polegadas, a opção por um diâmetro maior, sem alterar a extensão, aumentará o valor em 23,486 milhões de dólares, isto significa que para um projetista a opção por um diâmetro de maior confiabilidade, resulta num aumento do investimento em aproximadamente 20 milhões de dólares.

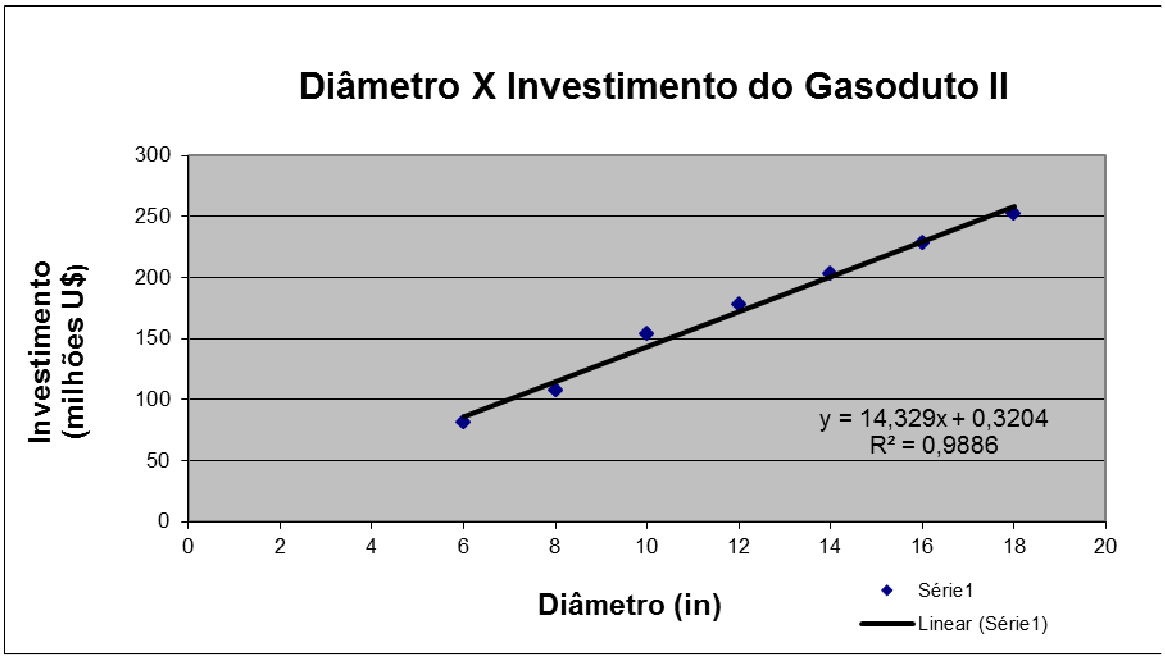

Figura 6.13 – Comparativo do Diâmetro pelo Investimento do Gasoduto I

Conforme apresentado na Metodologia, foi elaborado o Histograma do Custo Anual (Figura 6.14), assim como no Histograma do Investimento (Figura 6.12), cada barra do gráfico corresponde a um diâmetro do gasoduto. No eixo das abscissas estão os valores do Custo Anual para cada diâmetro e no das ordenadas são apresentadas as frequências das vazões correspondentes para cada diâmetro.

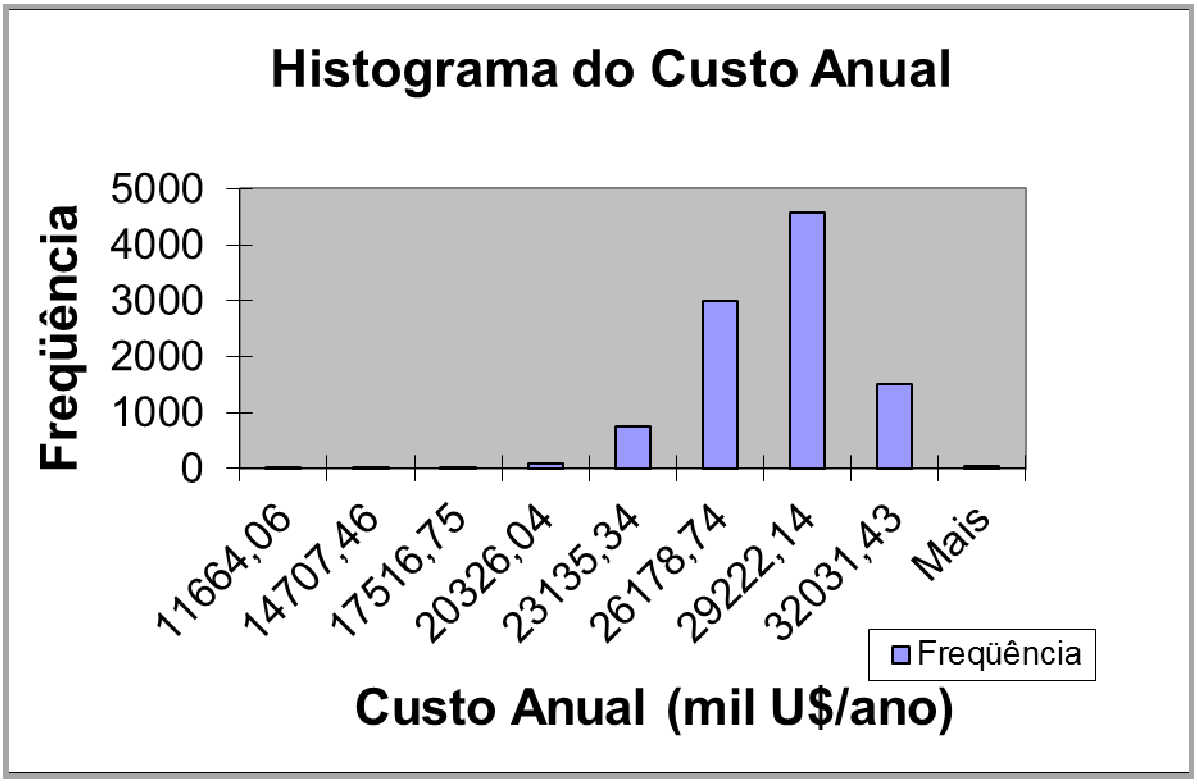

Figura 6.14 – Histograma do Custo Anualizado (mil U$/ano) – Gasoduto II

A Média Amostral do Custo Anualizado foi de 28.062.535 dólares/ano, Variância Amostral de 6,90 x 10^{12} (dólares/ano)^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2.627.408 dólares/ano.

Para o Diâmetro Nominal de 16 polegadas, o valor do Custo Anualizado será de 26,178 milhões de dólares/ano, em comparação com o diâmetro de 18 polegadas, o valor do Custo Anualizado aumentará para 29,222 milhões de dólares/ano. Um aumento de 2 polegadas no diâmetro do gasoduto implica em um aumento de 3,0 milhões de dólares/ano e um aumento na probabilidade de sucesso no atendimento do serviço para 85,09%.

Assim como no primeiro caso, o processo estocástico é representado somente pela vazão, novamente, para uma melhor utilização do Método de Monte Carlo, adotou-se a variação dos valores do custo operacional. Portanto, de acordo com a Equação 5.3, para o termo relacionado ao Custo de Operação & Manutenção foram considerados os valores de 2.500 dólares/ano por km de extensão, 3.100 dólares/ano por km de extensão e 3.700 dólares/ano por km de extensão. Em seguida, foi recalculado o Custo Anual.

A Figura 6.15 apresenta o Histograma do Custo Anualizado do Gasoduto II com as variações do Custo de Operação & Manutenção.

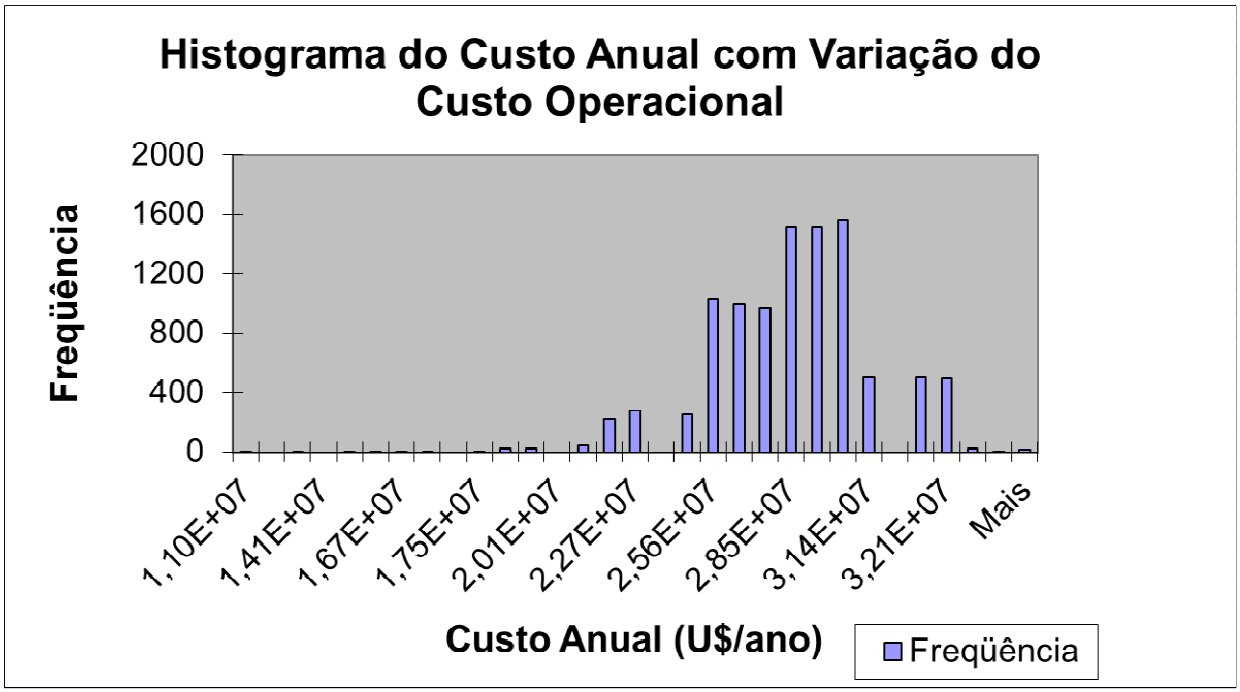

Figura 6.15 – Histograma do Custo Anualizado (mil U$/ano) com as Variações do Custo de Operação & Manutenção – Gasoduto II

A Média Amostral do Custo Anualizado foi de 27.675.035 dólares/ano, Variância Amostral de 6,95 x 10^{12} (dólares/ano)^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2.637.050 dólares/ano. Da mesma forma que o primeiro caso, em relação ao Custo Anual calculado e o Custo Anual sem as variações do custo operacional, a Média Amostral será igual, pois foi utilizada a mesma frequência para os três valores, entretanto a Variância Amostral e o Desvio-Padrão são diferentes, porque neste momento, foram calculados estes parâmetros considerando as variações do Custo de O&M.

Com isso, de acordo com a Figura 6.15, para uma probabilidade de 38%, o Custo Anual será de 26.099.444 dólares/ano, caso deseja-se uma probabilidade de sucesso de 84%, o Custo Anual será de 28.977.137 dólares/ano. Portanto, a escolha de um diâmetro de 18", representa uma probabilidade de 84%, e um Custo Anual de aproximadamente de 26 milhões dólares/ano.

6.3 Carboduto

Assim como nos demais casos, foram configuradas no Pipeline Studio as informações descritas no Capítulo 5, tanto para o primeiro, quanto para o segundo modelo.

Foram selecionados: (i) Equação de Estado BWRS; (ii) Equação de Colebrook para o cálculo do fator de atrito; e (iii) Equação Generalizada de Lee, Starling, Dolan, Erlington para cálculo da viscosidade. O coeficiente global de transferência de calor no solo é de 0,97 kcal / h.m².ºC .

Na primeira parte do carboduto, o duto de injeção, foi configurado o modelo conforme descrito no item 5.3.

Para o diâmetro de 4 polegadas, foi configurada a pressão de injeção (100,0 kgf/cm²), e estimadas as vazões de escoamento. Após as simulações, obtiveram-se as pressões no final do duto, que neste caso é o reservatório. As informações estão apresentadas na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Pressões no Poço Conforme Vazão de Injeção no Duto de 4 pol.

Vazão Estimada (mil m³/d)	Pressão Final (kgf/cm²)
2.000	190,61
2.500	166,58
2.700	153,40
2.800	149,45

De acordo com a tabela, para uma garantia de pressão acima de 150,0 kgf/cm², a vazão de escoamento máximo de um duto de 4 polegadas é de 2,8 milhões m³/d. O aumento da vazão provocará um aumento na perda de carga e consequentemente uma redução na pressão de saída do duto.

A Figura 6.16 apresenta a imagem do software após a simulação, com a pressão e a vazão de entrada, e a pressão e a vazão de saída do duto.

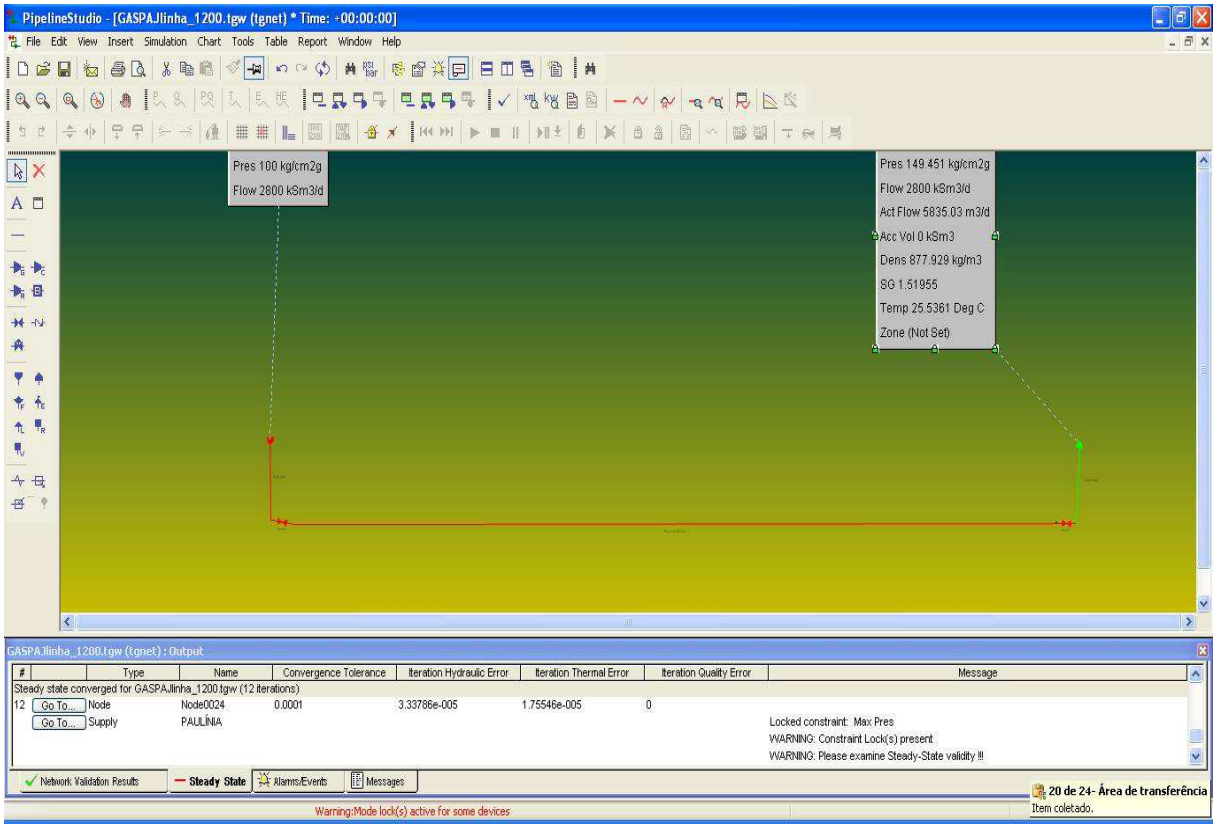

Figura 6.16 – Configuração do Carboduto de 4 pol. no Pipeline Studio

A mesma simulação foi executada alterando-se o diâmetro de 4” para 6”. Foram estimadas as vazões e anotadas as pressões no final da linha (Tabela 6.6). De acordo com a Tabela 6.6, para uma garantia de pressão acima de 150,0 kgf/cm², a vazão de escoamento máximo de um duto de 6” é de 8.100 mil m³/d.

Tabela 6.6 – Pressões no Poço Conforme Vazão de Injeção no Duto de 6 pol.

Vazão Estimada (mil m³/d)	Pressão Final (kgf/cm²)
2.000	228,98
3.000	222,37
4.000	213,35
6.000	187,91
8.000	152,04
8.100	149,95
8.200	147,83

A Figura 6.17 apresenta a imagem do software após a simulação do carboduto de 6”. Nesta figura apresenta-se a pressão e vazão de entrada e na saída, a pressão e a vazão do duto.

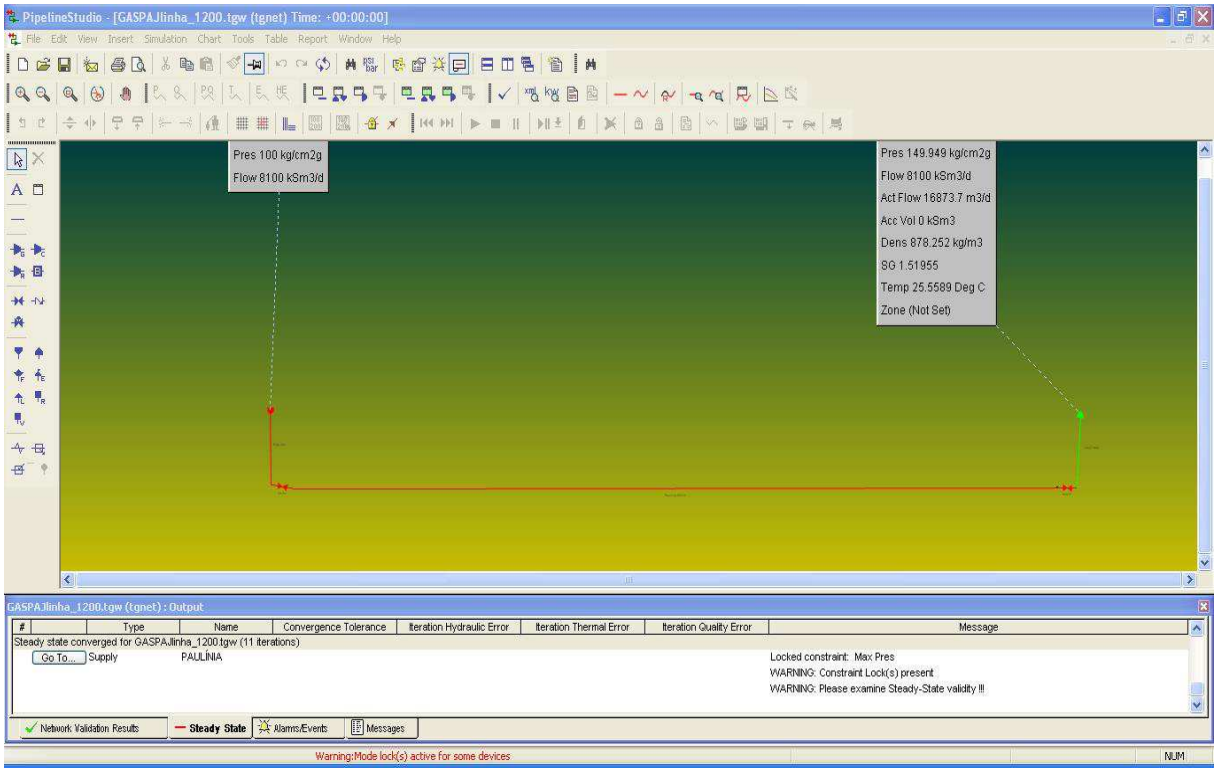

Figura 6.17 – Configuração do Carboduto de 6 pol. no Pipeline Studio

Assim, com as duas vazões máximas de injeção, prosseguiu-se com a segunda parte do caso.

Após a configuração do duto no software e seleção das equações, foram realizadas as diferentes simulações do duto para cada diâmetro comercial. A Figura 6.18 apresenta o resultado da simulação do software Pipeline Studio para o diâmetro de 24 polegadas. Nesta mesma Figura, o recebimento do gás está representado por uma linha vertical vermelha. No quadro a esquerda, o bloco apresenta informações como a pressão de recebimento (120 kgf/cm²) e a vazão simulada (14.664,7 mil m³/d) para o diâmetro de 24 polegadas.

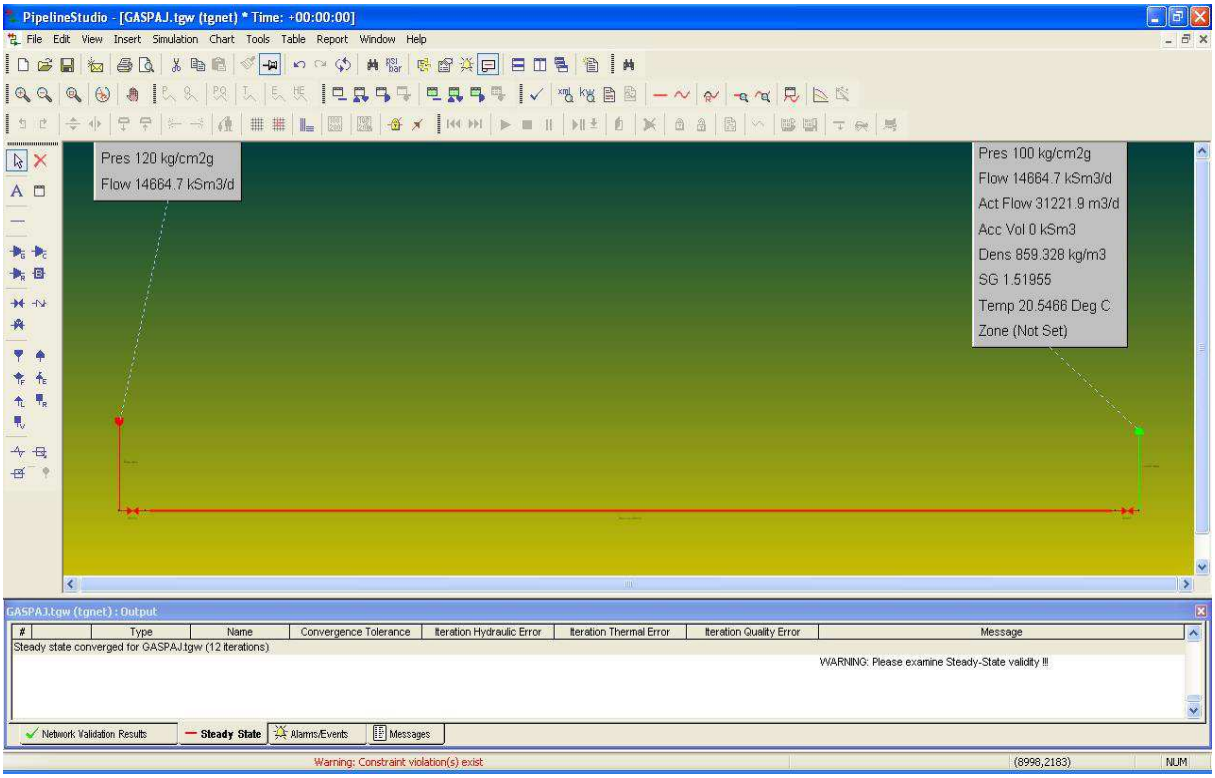

Figura 6.18 – Configuração do Carboduto no Pipeline Studio

No quadro a direita, estão as informações da entrega. No bloco de dados aparece a pressão de entrega, fixada em 100,0 kgf/cm², a vazão de entrega máxima, 14.664,7 mil m³/d, a densidade relativa, 859,33, a massa específica do gás, 1,52 kg/m³ e a temperatura de entrega, 20,55 ^{o}C.

Após a configuração do duto no sistema, iniciaram-se as simulações para escoamento máximo de transporte, para isso, foi considerada a pressão máxima de

recepção constante e igual a 120 kgf/cm², e a chegada na unidade estacionária de produção em 100,0kgf/cm². A Tabela 6.7 apresenta os escoamentos máximos do duto conforme o Diâmetro Nominal.

Tabela 6.7 – Vazão Máxima de Transporte no Carboduto

Diâmetro	Vazão Máxima (mil m³/d)
4”	121,63
6”	363,57
8”	787,36
10”	1.430,65
12”	2.327,47
14”	3.509,17
16”	5.005,09
18”	6.842,88
20”	9.048,84
22”	11.648,1
24”	14.664,7

Pela mesma razão dos Gasodutos, não foi simulado o escoamento para 26 polegadas, pois não houve valores sorteados pelo Microsoft Excel acima de 14 milhões m³/d.

Após a simulação, prosseguiu-se com o sorteio das diversas vazões de transporte conforme o Capítulo 5. A Figura 6.19 apresenta o Histograma das Vazões Sorteadas. A Média Amostral das vazões foi de 2.012.847 m³/d, Variância Amostral de 958.976 (m³/d)² e Desvio-Padrão Amostral de 979 m³/d.

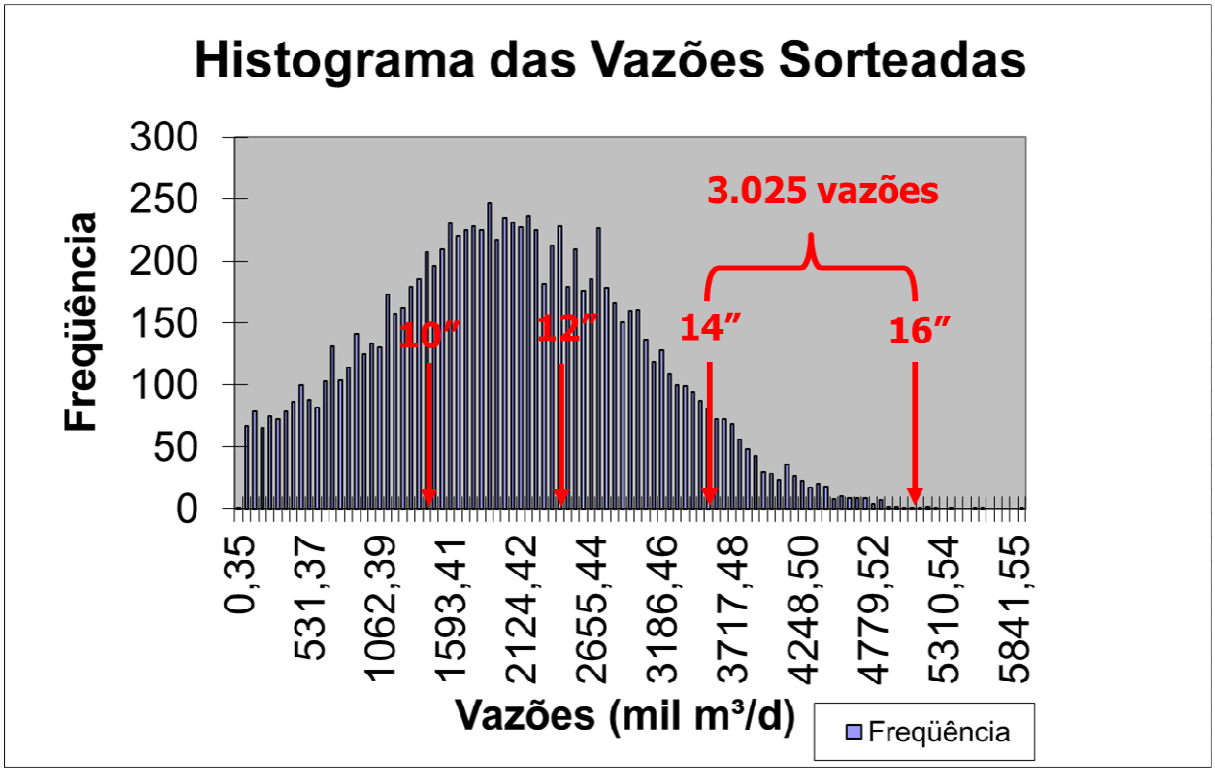

Figura 6.19 – Histograma das Vazões Sorteadas - Carboduto

Com os valores gerados, o *software* em Microsoft Excel fez a correspondência da vazão demandada com o menor diâmetro comercial viável de acordo com a pressão de chegada estabelecida. Assim foram correspondidas 10.000 vazões. A Figura 6.20 apresenta o Histograma dos Diâmetros Viáveis correspondidos. Na abscissa aparecem os vários Diâmetros Nominais, e na ordenada a frequência das vazões para cada Diâmetro Nominal. O Diâmetro Médio Amostral do carboduto é 11,98 in, com Variância Amostral de 5,81 in^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2,41 in.

A maioria dos dutos utilizados para injeção de gás natural nas unidades estacionárias de produção são dutos de 4". Para injeção de CO_2 nos poços é possível a utilização deste diâmetro, mas não seria viável a construção do carboduto de 4" desde a indústria até a unidade. Portanto, o diâmetro do duto será maior que o de injeção, e consequentemente, é possível distribuir a vazão de gás carbônico transportado em diversos dutos de injeção.

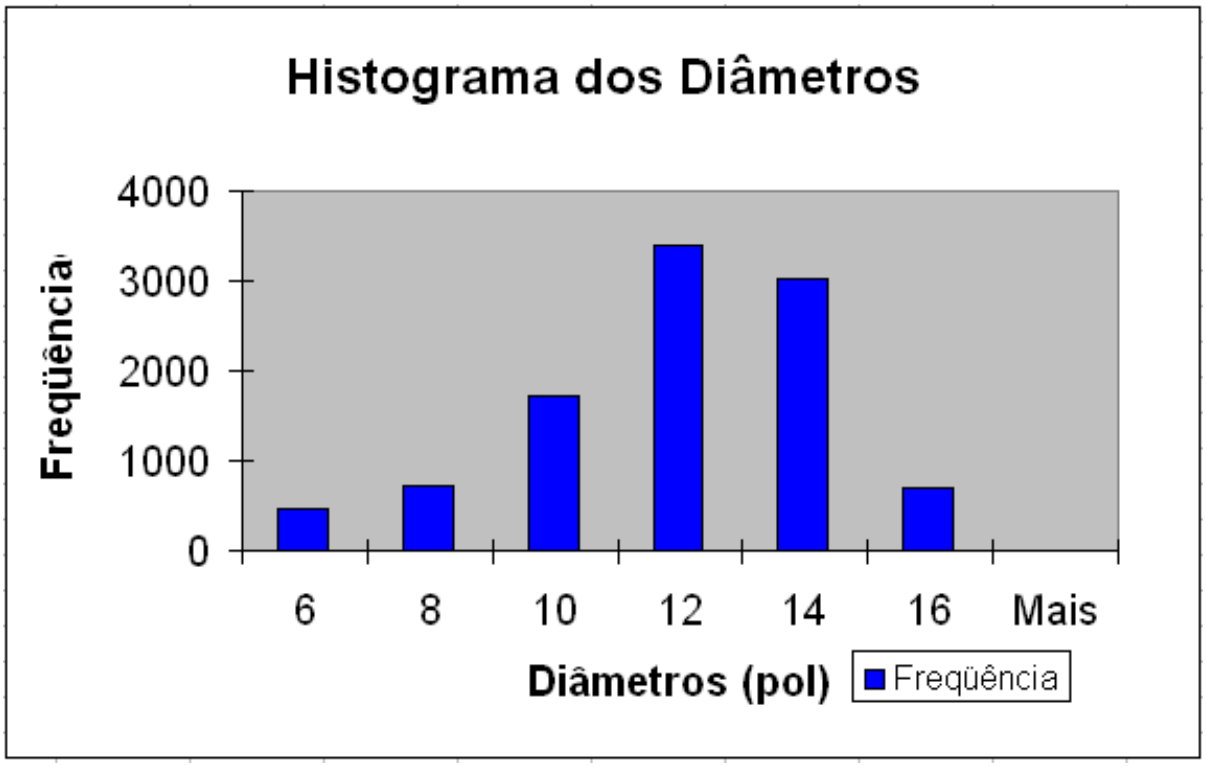

Figura 6.20 – Histograma dos Diâmetros Nominais - Carboduto

De acordo com a Tabela 6.8, para o diâmetro de 6”, 459 vazões são atendidas. Nesse caso, a probabilidade de sucesso de atendimento do serviço é de 4,59%. Para os demais diâmetros, quanto maior o diâmetro, maior a probabilidade de sucesso, ou seja, maior confiabilidade de transporte do duto. Para um carboduto de 12”, 6.278 vazões são atendidas, correspondendo a 62,78% de probabilidade de sucesso. Se o projetista escolher um carboduto de 14”, a probabilidade de sucesso será de 93,03%. Outra possibilidade de cálculo das probabilidades é se considerar o Histograma dos Diâmetros (Figura 6.20) obedecendo a uma Distribuição Normal. Então, para uma probabilidade de 50%, o diâmetro será de 11,98”, ou aproximadamente o Diâmetro Nominal de 12”. Caso seja projetado o diâmetro de 14”, a probabilidade de sucesso do projeto aumentará para 79,67%.

Tabela 6.8 – Freqüência Acumulada dos Diâmetros do Carboduto

Diâmetro (pol.)	Freqüência	Freqüência Acumulada	Porcentagem (%)
6	459	459	4,59
8	712	1171	11,71
10	1710	2881	28,81
12	3397	6278	62,78
14	3025	9303	93,03
16	688	9991	99,91
Mais	9	10000	100

Segundo McCoy (2008), o investimento de um carboduto será semelhante ao de um gasoduto de mesma capacidade. A Figura 6.21 apresenta o histograma com investimentos do Carboduto, iniciando o primeiro bloco com 6", e o último bloco com 18". A Média Amostral dos Investimentos é de 131,676 milhões de dólares, Variância Amostral de 6,21 x 10^{14} dólares^2 e Desvio-Padrão Amostral de 24.930.777 dólares.

De acordo com o gráfico da Figura 6.22, para o Diâmetro Nominal de 12", o investimento é de 132 milhões de dólares, já para o Diâmetro Nominal de 14" o investimento é de 153 milhões de dólares. O aumento de apenas 2" no diâmetro do carboduto, possibilita maior probabilidade de sucesso do empreendimento, entretanto eleva o investimento em 21 milhões de dólares.

Conforme apresentado na Metodologia, foi elaborado o Histograma do Custo Anualizado (Figura 6.23), assim como o Histograma do Investimento (Figura 6.21). Cada barra do gráfico corresponde a um diâmetro do duto. No eixo das abscissas estão os valores do Custo Anual para cada diâmetro e nas ordenadas é apresentada a frequência das vazões correspondentes para cada diâmetro.

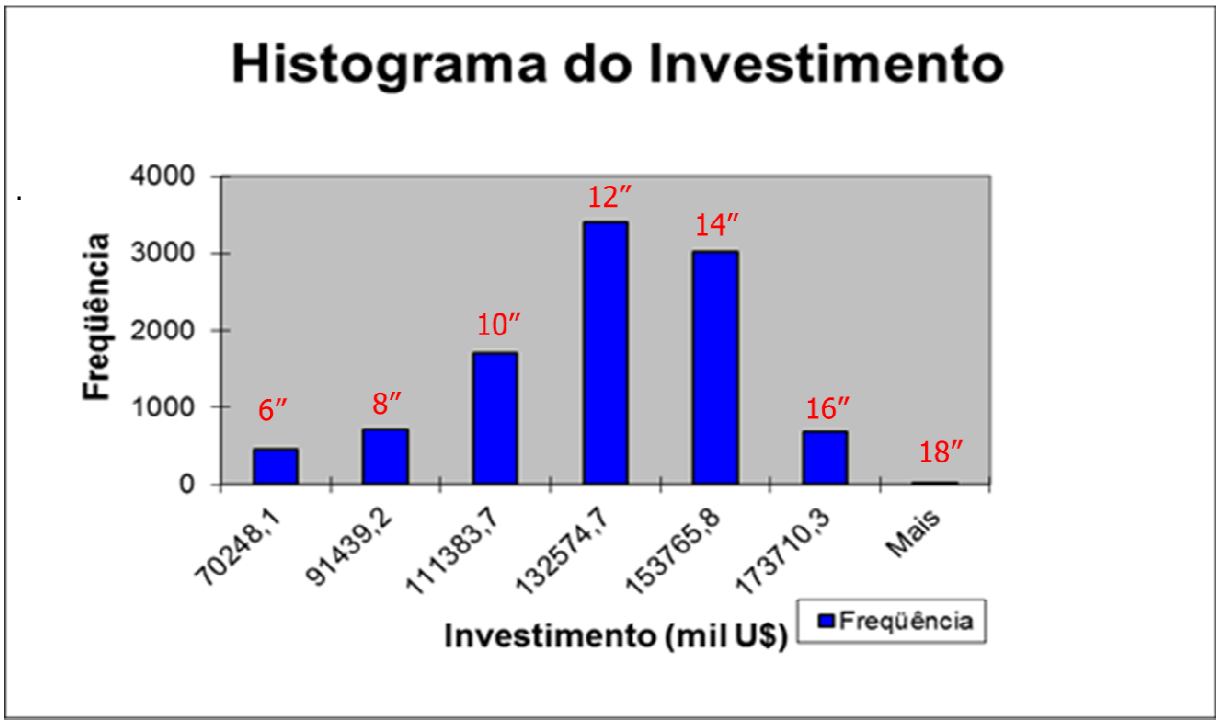

Figura 6.21 – Histograma do Investimento - Carboduto

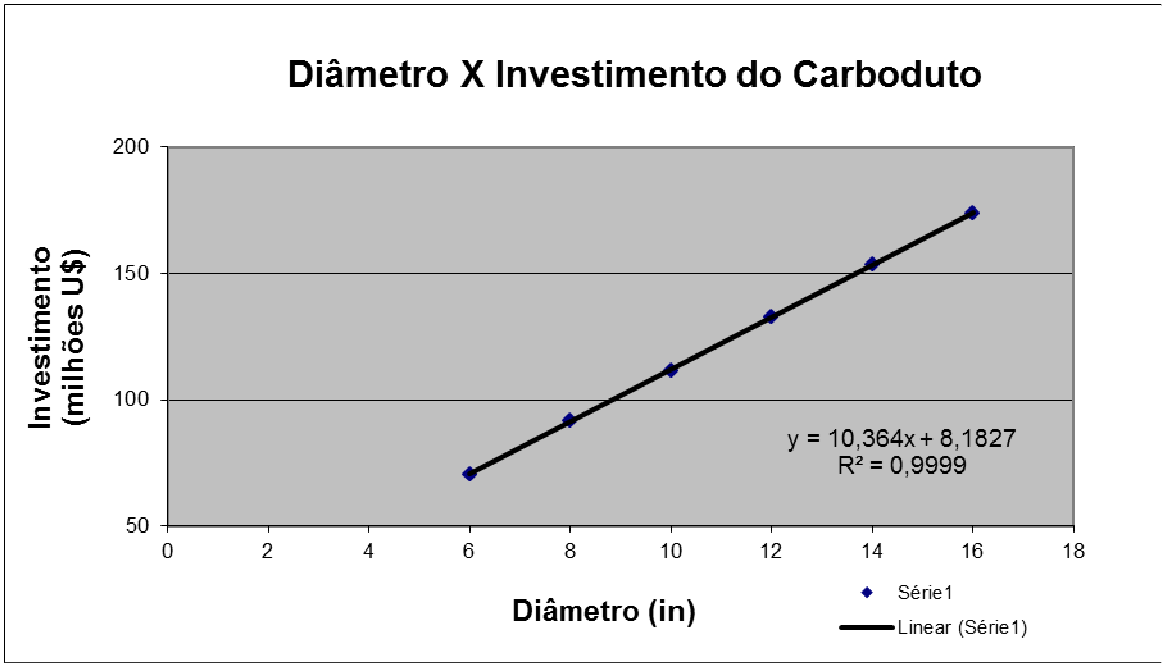

Figura 6.22 – Comparativo do Diâmetro pelo Investimento do Carboduto

A Média Amostral do Custo Anual é de 17.223.093 dólares/ano, Variância Amostral de 8,89 x 10^{12} (dólares/ano)^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2.982.119 dólares/ano.

De acordo com o Histograma, quanto maior o diâmetro, maior o Custo Anual. Por exemplo, para um carboduto de 14”, o custo anual é de 19,865 milhões de dólares/ano, e para um diâmetro de 16”, o custo é de 22,251 milhões de dólares/ano. Assim, o aumento da confiabilidade, eleva o Custo Anual em mais de 2 milhões de dólares/ano.

As condições de projeto de um gasoduto são semelhantes às condições de projeto de um carboduto. Numa possibilidade de aproveitamento de um antigo gasoduto, o projetista pode obter as informações de projeto deste gasoduto, e utilizar o Método de Monte Carlo para saber qual a probabilidade de sucesso, quais os Investimentos e Custos Anualizados.

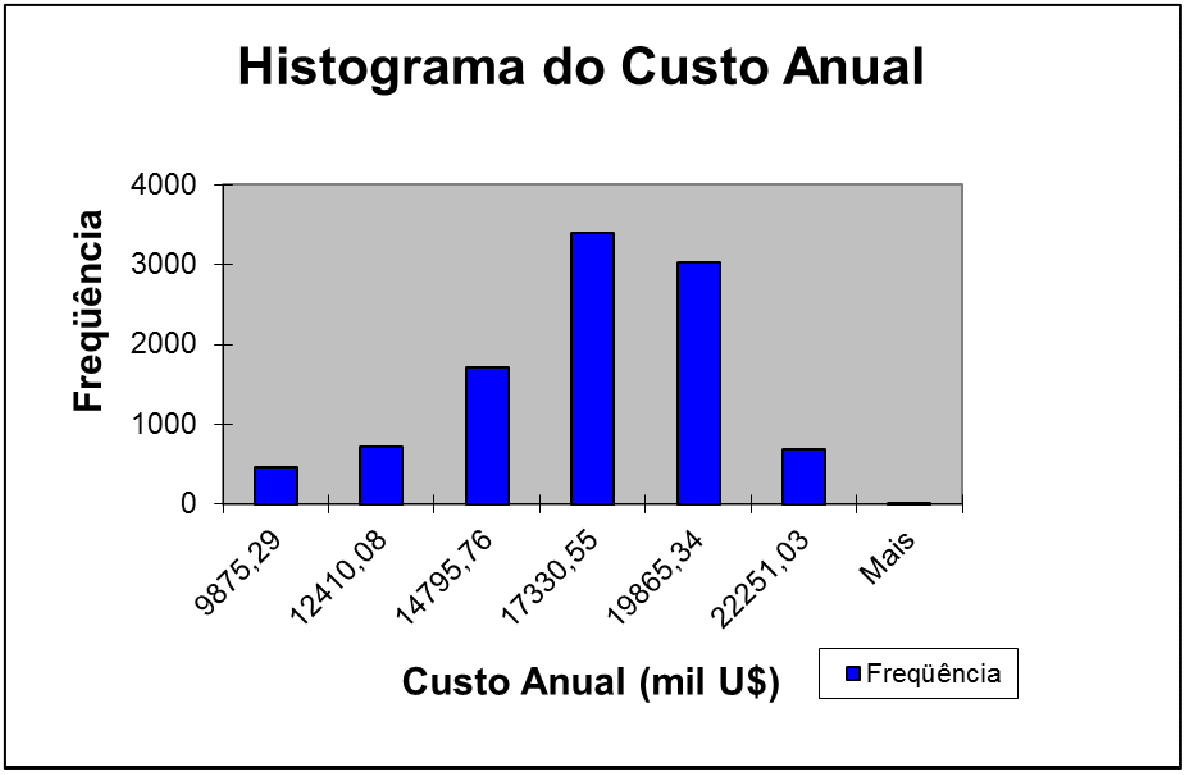

Figura 6.23 – Histograma do Custo Anualizado (mil U$/ano) - Carboduto

Conforme a Metodologia, o processo estocástico é representado somente pela vazão, para uma melhor utilização do Método de Monte Carlo, adotou-se a variação dos valores do custo operacional para os carbodutos. Assim, de acordo com a Equação 5.3, para o termo relacionado ao Custo de Operação & Manutenção foram considerados os valores de 2.500 dólares/ano por km de extensão, 3.100

dólares/ano por km de extensão e 3.700 dólares/ano por km de extensão. Em seguida, foi recalculado o Custo Anual.

A Figura 6.24 apresenta o Histograma do Custo Anualizado do Carboduto com as variações do Custo de Operação & Manutenção.

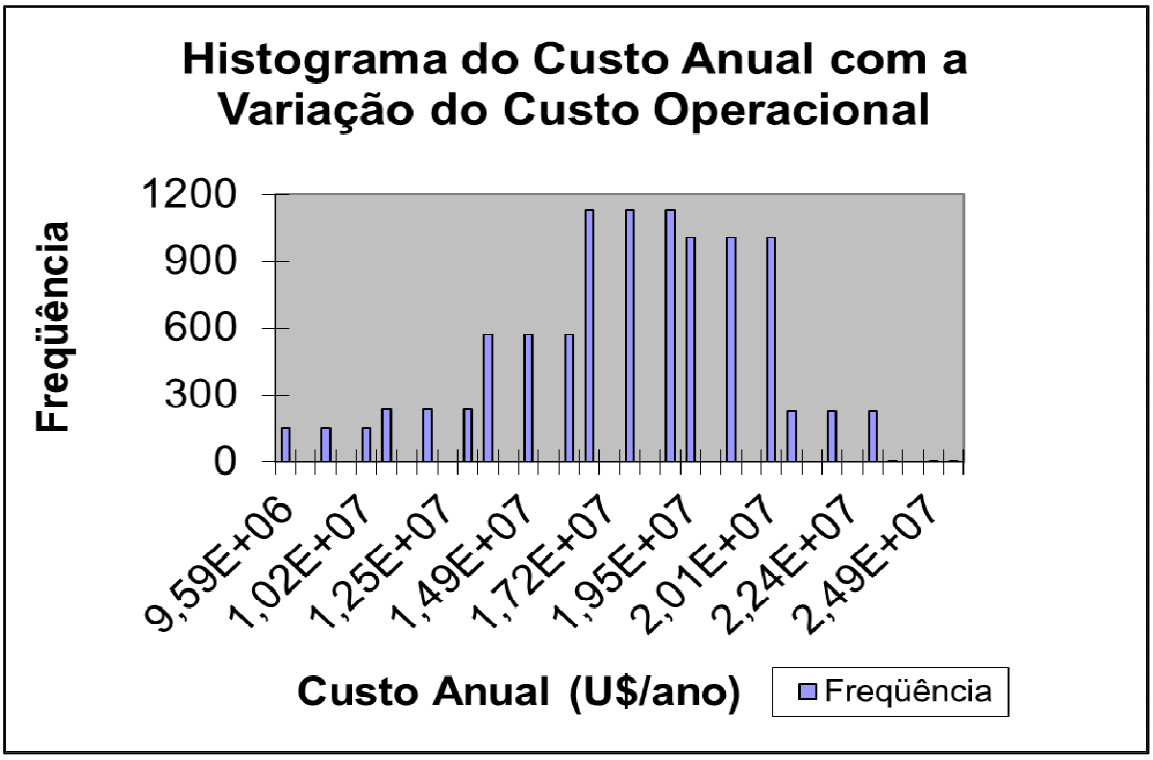

Figura 6.24 – Histograma do Custo Anualizado (mil U$/ano) com as Variações do Custo de Operação & Manutenção - Carboduto

A Média Amostral do Custo Anualizado foi de 17.223.093 dólares/ano, Variância Amostral de 8,95 x 10^{12} (dólares/ano)^2 e Desvio-Padrão Amostral de 2.991.185 dólares/ano. Da mesma forma que o primeiro caso, em relação ao Custo Anual calculado e o Custo Anual sem as variações do custo operacional, a Média Amostral será igual, pois foi utilizada a mesma frequência para os três valores, entretanto a Variância Amostral e o Desvio-Padrão são diferentes, porque neste momento, foram calculados estes parâmetros considerando as variações do Custo de O&M.

De acordo com a Figura 6.24, para uma probabilidade de 28,81%, o Custo Anual será de 15.163.284 dólares/ano, caso deseja-se uma probabilidade de sucesso de 83%, o Custo Anual será de 19.807.442 dólares/ano. Logo, a escolha de

um diâmetro de 14”, representa uma probabilidade de 93%, e um Custo Anual de aproximadamente de 20 milhões dólares/ano.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Estudos de longo prazo da Empresa de Pesquisa Energética (2010) indicam forte crescimento da demanda de energia nas próximas décadas e que o gás natural representará 16% da matriz energética em 2030. Para contribuir com este desenvolvimento serão necessários investimentos na área de transportes de combustíveis, principalmente de gasodutos.

A crescente produção de CO_2 e o aumento do efeito estufa promoveram ações governamentais para a redução das emissões de CO_2. Nesse sentido, projetos para construção de carbodutos e a utilização do CO_2 para a produção de petróleo (EOR) atenderiam à diminuição destas emissões e conduziriam a um maior aproveitamento dos poços de petróleo, sendo possível em alguns casos reduzir o volume de gás natural injetado nos poços.

Partindo-se de um quadro estocástico de demandas do fluido, desenvolveu-se neste trabalho uma metodologia computacional capaz de gerar parâmetros, tais como diâmetro de duto, investimento, e custo anualizado, que são de grande auxílio na tomada de decisão por parte de projetistas para a construção de gasodutos e carbodutos.

De acordo com a Metodologia, para um gasoduto de 475 km de extensão com uma vazão média de 3 milhões m³/d e desvio padrão de 1 milhão m³/d, um diâmetro de 18” corresponde a uma probabilidade de sucesso do empreendimento de 85,06%. O Investimento neste caso será de 187.439.140 dólares com Custo Anual de 23,893 milhões de dólares/ano.

Para um outro gasoduto com 600 km de extensão e uma vazão média de 4 milhões m³/d com desvio padrão de 1 milhão m³/d, um diâmetro 18” corresponde a probabilidade de sucesso de 84,48%, com Investimento de 228.749.800 dólares e Custo Anual de 29, 222 milhões de dólares/ano.

Assim como nos gasodutos, foi possível utilizar a metodologia para carbodutos, neste caso, um carboduto de 500 km de extensão e 2 milhões de m³/d de gás carbônico com desvio padrão de 1 milhão de m³/d, resultou para um diâmetro comercial de 14” uma probabilidade de sucesso de 93,03%, com um Investimento de 153.765.800 dólares e Custo Anual de 19,865 milhões de dólares/ano.

A utilização do software de simulação Pipeline Studio mostrou-se bastante satisfatória, pois possibilitou com rapidez o cálculo do escoamento máximo dos dutos para diversos diâmetros, utilizando uma equação de escoamento robusta como a Equação de Bernoulli/Colebrook.

Dessa forma, foi possível também apresentar o escoamento máximo para dois gasodutos com diferentes extensões, diferentes diâmetros nominais e condições de recepção e entrega, permitindo a um projetista decidir entre um alto perfil de pressão ou um diâmetro nominal maior.

A combinação do simulador de gasodutos Pipeline Studio com o Método de Monte Carlo para projeto de gasodutos e carbodutos mostrou-se bastante interessante, uma vez que possibilitou determinar estatisticamente na fase inicial de um empreendimento a probabilidade de sucesso do transporte. Esta Metodologia permitiria em alguns projetos de gasodutos, reduzir o valor do investimento onde se prevê na fase inicial a construção de estações de recompressão intermediárias.

Outra possibilidade de utilização da Metodologia é simulação em ponto de recepção de diversas variáveis de entrada, com diferentes pressões de recepção e pressões de entrega, promovendo melhores resultados de dimensionamento do duto.

O presente trabalho também vai ao encontro da descrição de Santos (2008), quando o autor cita a importância da simulação na fase de projeto de um gasoduto. Sem esta análise, o empreendedor corre o risco de super-dimensionar o sistema de transporte e, conseqüentemente, expor-se a investimentos excessivos, ou seja, não previstos no projeto original, pois haveria extensa capacidade de transporte para atender a perfis de demanda baixos, com consequências na redução da taxa de retorno do projeto. Por outro lado, sub-dimensionamentos trarão insuficiência no atendimento do mercado consumidor e necessidade de ampliações da malha de gasodutos.

Por fim, verificou-se que é viável para um projetista utilizar o Método de Monte Carlo para projeto de carbodutos e, nos locais onde há extensas malhas dutoviárias, como na Europa e nos EUA, é possível utilizar antigos gasodutos em substituição aos novos.

Os resultados obtidos durante a presente dissertação indicam a possibilidade de ampliação de seu escopo em trabalhos futuros. Assim, sugere-se:

1) Utilizar essa Metodologia para projeto de gasodutos e carbodutos com mais de um ponto de recepção e mais de um ponto de entrega, estudando as variações dos diâmetros dos dutos;

2) Pesquisar a possibilidade de utilização da Metodologia para projetos alcooldutos, haja vista que em 2030 o uso de derivados da cana-de-açúcar representará 18% da matriz energética brasileira (BEN, 2010);

3) Utilizar condições de transportes além dos limites de configuração do software *Pipeline Studio*, como pressões de recebimento ou pressões de entrega acima de 243 kgf/cm² e /ou diferentes perfis de temperatura ao longo do duto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 - ABADIE, L.M.; CHAMORRO, J.M.; Monte Carlo valuation of natural gas investments; **Review of Financial Economics**, edição 18, 2009, p.10–22

2 - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15280-1** Dutos Terrestres - Projeto. Rio de Janeiro, 2009. 5p.

3 - AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ANSI B-31.8** Gas Transmission and Distribution Piping Systems. USA, 2011.

4 - AZEVEDO NETTO, (1998) J.M.; FERNANDEZ, M. F.; ARAÚJO, R.; ITO, A. E.; **Manual de Hidráulica**, 8ª Edição, Edigard Blüncher, São Paulo, 1998.

5 - **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2010**: Ano base 2009, Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2010, 276p.

6 – BAPTISTA, R.M.; **Simulação Transiente de Gasodutos: Fundamentação Teórica e Estudo de Casos com Pipeline Studio TGNET**; PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2002.

7 - BENEDICT M., WEBB G., RUBIN L., **An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and their Mixtures**, Journal of Chemical Physics, Volume 8, abril, 1940, p 334-345.

8 - BOCK, B., *et al*., **Economic Evaluation of CO2 Storage and Sink Enhancement Options**. 2003, TVA Public Power Institute: Muscle Shoals, AL.

9 - BOSCO, F.; **Transportando Inovação**, Revista Petroequimica, edição 318, disponível em http://www.petroequimica.com.br/edicoes/ed_318/img/3.jpg, acessado em 17/06/2011.

10 - BRASIL. Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 1997.

11 - BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução 16/2008.** Brasília, DF, 2008.

12 - CARDOSO, B.; VIANA, C.; Dutos por terra adentro e mar afora; **Revista TN** Petróleo, edição 67, 2009, p.57.

13 - DINO R., PETROBRAS, **1º Congresso Brasileiro de CO_2 na Indústria do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**, 19 de abril de 2011, Rio de Janeiro;

14 – FOX, R.W.; McDONALD, A.T.; **Introdução à Mecânica dos Fluidos**, Ed. Guanabara Dois, 2001.

15 - GONZALEZ, M.; EAKIN, B. E. e LEE, A. L.; **Viscosity of Natural Gases**. American Petroleum Institute, New York, N.Y., 1970.

16 - JUNQUEIRA, K. C. e PAMPLONA, E. O. **Utilização da Simulação de Monte Carlo em Estudo de Viabilidade Econômica para a Instalação de um Conjunto de bebeneficiamento de Café na Cocarive**. XXII Encontro Nacional de engenharia de Produção, outubro de 2002, Curitiba, PR

17 - KATZ, D.L.; **Handbook of Natural Gas Engineering**; MCGRAW-HILL SERIES IN CHEMICAL ENGINEERING; New York : MCGRAW-HILL BOOK, C1959.

18 - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2010) – "**Key technologies for reducing global CO_2 emissions under the BLUE Map scenario.** Energy Technology Perspectives 2010" International Energy Agency, IEA. Disponível em < http://www.iea.org/techno/etp/etp10/English.pdf > Acessado em outubro de 2011;

19 - MACHLINE, C., MOTTA, I. S., SCHOEPS, W., WEIL, K. E. **Manual de Administração da Produção**; Vol. II. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas,1970. p.507-511

20 – MENON, E.S.; **Gas Pipeline Hydraulics**; Taylor & Francis; Flórida, U.S.A., 2005, p.407.

21 - MC COY, S. T.; **The Economics of CO2 Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs**; Thesis of Doctor of Philosophy in Engineering & Public Policy; Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, April, 2008

22 - MOHITPOUR, M.; GOLSHAN, H.; MURRAY, A.; **Pipeline Design & Construction: A Practical Approach**; 3ªedição, New York, ASME, 2007.

23 - MOHITPOUR, M.; SZABE, J.; VAN HARDVELD, T.; **Pipeline operation & maintenance: a practical approach**; New York, ASME, 2005.

24 - NAJIBI, H.; CHAPOY, A.; TOHIDI, B.; **Methane/natural gas storage and delivered capacity for activated carbons in dry and wet conditions**; Fuel, número 87, 2008, p.7-13.

25 - PETROBRAS (2009) – **Injeção de CO2 em Campo Terrestre: Teste para o pré-sal** - Petrobras - Disponível em: <http://fatosedados.blogspetrobras.com.br/2009/10/02/injecao-de-co2-em-campo-terrestre-teste-para-o-pre-sal/> Acessado em junho de 2011;

26 – PIPELINE STUDIO 3.2.0.6 – **Gas and Liquid Pipeline Simulation - Pipeline Studio Help Topics** – Houston, USA, 2009.

27 - PLLANA, S.; **History of Monte Carlo Method**, 2002, Disponível em <http://web.student.tuwien.ac.at/~e9527412/> Acessado em Junho 2011.

28 - RACKLEY S.A. (2010), **Carbon Capture and Storage**, 1ªEdição, EUA, Elsevier, 2010;

29 - SANTOS, S. P.; **Sistema de gestão de logística de transporte de gás natural por gasodutos**; Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

30 - SAREM, A.M., **Z-Factor Equation Developed for Use in Digital Computers**, The Oil and Gas Journal, 1961.

31 - SHELL PIPELINE COMPANY, **Informações sobre o carboduto Cortez Pipeline**. Disponível em < www.willbros.com >. Acessado em agosto de 2011.

32 - STARLING, KENNETH E., Thermo Data Refined for LPG**, Hydrocarbon Processing**, maio, 1972, p129-132.

33 - TOLMASQUIM, M. T.; GUERREIRO, A.; GORINI, R.; **Matriz Energética Brasileira: Uma Prospectiv**a; CEBRAP, número 79, São Paulo, novembro de 2007

34 - VAZ, C.E.M.; MAIA, J.L.P.; SANTOS, W.G.; **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**; Blucher, 1ª.Edição, São Paulo, 2008, p341

35 - WOLLER, J. **The Basics of Monte Carlo Simulations***, 1996,* Physical Chemistry Lab, Spring: University of Nebraska – Lincoln, 1996. Disponível em < http://www.du.ac.ir/yz/contents/MCNP/SAH%20Feghhi/07.pdf> Acessado em 08/06/2011.