



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO – UFES
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO – CEUNES
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

PEDRO HENRIQUE VIDAL AGUIAR

**ANÁLISE DO *OVERREADING* DOS SISTEMAS DE
MEDIÇÃO DE VAZÃO DE GÁS NATURAL ÚMIDO COM
PLACA DE ORIFÍCIO**

SÃO MATEUS – ES

OUTUBRO/2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO – UFES
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO – CEUNES
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

PEDRO HENRIQUE VIDAL AGUIAR

**ANÁLISE DO *OVERREADING* DOS SISTEMAS DE
MEDIÇÃO DE VAZÃO DE GÁS NATURAL ÚMIDO COM
PLACA DE ORIFÍCIO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do Grau de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Oldrich Joel Romero.

Coorientadora: Prof. Dra. Taisa Shimosakai de Lira.

SÃO MATEUS – ES

OUTUBRO/2022

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

A282a Aguiar, Pedro Henrique Vidal, 1993-
ANÁLISE DO OVERREADING DOS SISTEMAS DE
MEDIÇÃO DE VAZÃO DE GÁS NATURAL ÚMIDO COM
PLACA DE ORIFÍCIO / Pedro Henrique Vidal Aguiar. - 2022.
133 f. : il.

Orientador: Oldrich Joel Romero.

Coorientadora: Taísa Shimosakai de Lira.

Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Universitário Norte do Espírito Santo.

1. Medidores de fluxo. 2. Gás natural. 3. Petróleo e gás - Royalties. 4. Petróleo. I. Romero, Oldrich Joel. II. Lira, Taísa Shimosakai de. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Universitário Norte do Espírito Santo. IV. Título.

CDU: 620.9

PEDRO HENRIQUE VIDAL AGUIAR

**ANÁLISE DO OVERREADING DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE
VAZÃO DE GÁS NATURAL ÚMIDO COM PLACA DE ORIFÍCIO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Energia.

Aprovada em 27 de outubro de 2022.

COMISSÃO EXAMINADORA


OLDRICH JOEL
ROMERO
GUZMAN:05331052770

Digitally signed by OLDRICH
JOEL ROMERO
GUZMAN:05331052770
Date: 2022.11.01 10:13:35 -03'00'

Prof. Dr. Oldrich Joel Romero
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Prof^a. Dr^a. Taisa Shimosakai de Lira
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientadora



Prof. Dr. Fabio de Assis Ressel Pereira
Universidade Federal do Espírito Santo



Dr. Julian David Hunt
International Institute for Applied
System Analysis

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, minha família, amigos e à minha companheira. Ao meu orientador Dr. Oldrich Joel Romero e coorientadora Dra. Taisa Shimosakai de Lira por compartilharem seus conhecimentos e contribuírem para o aperfeiçoamento deste trabalho e à Universidade Federal do Espírito Santo – UFES.

RESUMO

Na etapa de Exploração e Produção da indústria de petróleo, os sistemas de medição de vazão de gás natural devem operar com temperatura superior à temperatura do ponto de orvalho ou, caso contrário, o gás natural condensará dentro dos gasodutos e, além de causar maior corrosão e desgaste em tubulações e equipamentos, pode causar a medição de vazão a maior. Este fenômeno de sobre leitura (*overreading*), tem impacto direto na produção totalizada de gás da unidade de produção e, conseqüentemente, na distribuição dos *royalties*. As equações mais empregadas para estimar o *overreading* utilizam o parâmetro Lockhart-Martinelli. No entanto, para o monitoramento em tempo real, a utilização deste parâmetro torna-se complexa, pois requer o conhecimento das vazões mássicas de líquido e gás e suas respectivas densidades relativas, sendo que tais parâmetros são difíceis de se determinar quando ocorrem em conjunto com o gás e para pequenas quantidades de líquido. Assim, o objetivo do presente trabalho é analisar sistemas de medição tipo placa de orifício escoando gás natural úmido através das correlações de Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982) e *Separated Flow Model* (1982) e no desenvolvimento de equações de *overreading* baseadas na pressão e temperatura do sistema de medição. Para isso, dados reais de pressão, temperatura, composição molar de dez sistemas de medição de gás natural foram simulados no *software* DWSIM® 8.0.4 – *Chemical Process Simulator* para construção das curvas de orvalho e definição de propriedades das frações de gás e líquido e posteriormente analisado no *software* SigmaPlot® 14.5, utilizado para se determinar os gráficos de superfície e de contorno, assim como as equações de *overreading* em função da pressão e temperatura. Os resultados obtidos mostram que as quatro correlações escolhidas neste trabalho aumentam linearmente com o incremento do parâmetro de Lockhart-Martinelli e da fração volumétrica de líquido e diminuem linearmente com o decréscimo do título e da fração volumétrica de gás e que o *overreading* aumenta com a redução da temperatura e com o aumento da pressão, sendo o modelo de Chisholm (1977) que apresenta os maiores valores e o *Separated Flow Model* (1982) os menores valores de *overreading*.

Palavras-Chave: Ponto de orvalho, gás úmido, *overreading*, placa de orifício, medição de vazão, Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982), *Separated Flow Model* (1982).

ABSTRACT

In the Exploration and Production stage of the oil industry, the natural gas flow measurement systems must operate with a temperature higher than the dew point temperature or, otherwise, the natural gas will condense inside the gas pipelines and, in addition to causing increased corrosion and wear in piping and equipment, it can cause the flow measurement to be oversized. This phenomenon of overreading has a direct impact on the total gas production and, consequently, on the distribution of royalties. The most employed equations to estimate overreading use the Lockhart-Martinelli parameter. However, for real-time monitoring, the use of this parameter becomes complex, as it requires knowledge of the mass flows of liquid and gas and their respective relative densities, and such parameters are difficult to determine when they occur together with the gas and for small amounts of liquid. Thus, the objective of the present work is to analyze orifice plate-type measurement systems flowing wet natural gas through the correlations of Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982) and Separated Flow Model (1982) and in the development of overreading equations based on the pressure and temperature of the measurement system. For this, real data of pressure, temperature, molar composition of ten measuring systems of natural gas were simulated in the software DWSIM® 8.0.4 – Chemical Process Simulator for construction of the dew curves and definition of properties of the gas and liquid fractions and later analyzed in SigmaPlot® 14.5 software, used to determine surface and contour plots, as well as overreading equations as a function of pressure and temperature. The results obtained show that the four correlations chosen in this work increase linearly with the increment of the Lockhart-Martinelli parameter and the liquid volume fraction and decrease linearly with the decrement of the quality and gas volume fraction and that the overreading increases with the reduction of the temperature and with the increase of the pressure, being the Chisholm's model (1977) which presents the highest values and the Separated Flow Model (1982) the lowest values of overreading.

Keywords: Dew point, wet gas, overreading, orifice plate, flow measurement, Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982), Separated Flow Model (1982).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – a) Matriz Energética Mundial em 2018. b) Consumo energético mundial de gás natural 1990-2018 em Mtoe.....	18
Figura 2 – Cadeia de Gás Natural no Brasil.....	20
Figura 3 – Sistema de produção e processamento típico de uma unidade de produção.	21
Figura 4 – Sistema típico de separação de produção trifásico.....	22
Figura 5 – Quantidade de pontos de medição no Brasil na E&P.....	24
Figura 6 – Tecnologias das medições de vazão de gás natural no E&P do Brasil....	27
Figura 7 – Modelo de medidor tipo turbina.....	28
Figura 8 – Medidor de vazão do tipo turbina.....	28
Figura 9 – Modelo de medidor de vazão do tipo ultrassônico.....	29
Figura 10 – Medidor de vazão do tipo ultrassônico.....	29
Figura 11 – Modelo de design de um medidor tipo coriolis.....	30
Figura 12 – Medidor tipo coriolis.....	30
Figura 13 – Esquemático simplificado do medidor tipo placa de orifício.....	31
Figura 14 – Medidor tipo placa de orifício instalado entre flanges.....	31
Figura 15 – Representação completa do sistema de medição de gás natural por placa de orifício.....	32
Figura 16 – Diagrama de fase típico de gás natural com destaque para curva de ponto de orvalho.....	33
Figura 17 – Fluxo de gás úmido e multifásico mostrado como um subconjunto de um fluxo bifásico.....	41

Figura 18 – Esquemático de padrão de escoamento horizontal da mistura gás-líquido	43
Figura 19 – Mapa de fluxo de Mandhane para escoamento horizontal.....	45
Figura 20 – Mapa de fluxo de Taitel e Dukler para escoamento horizontal.....	46
Figura 21 – Mapa de fluxo de Ghajar para escoamento horizontal em diferentes inclinações –.....	48
Figura 22 – Mapa de fluxo horizontal da Shell Exploration and Production.	49
Figura 23 – Mapa de fluxo horizontal da API-Mandhane.	49
Figura 24 – Fenômeno de acúmulo de líquido durante medição de gás úmido com placa de orifício.	50
Figura 25 – Diferencial de pressão versus tempo numa placa de orifício numa transição de gás seco para gás úmido.....	51
Figura 26 – Sequência metodológica.....	55
Figura 27 – Frações volumétricas dos componentes do gás natural de alguns campos do Brasil.....	56
Figura 28 – Exemplo de arquivo XML de um dia para um ponto de medição de gás – parte 1.....	57
Figura 29 – Exemplo de arquivo XML de um dia para um ponto de medição de gás – parte 2.....	58
Figura 30 – Variações de temperatura do MS-1 e a temperatura ambiente do local	64
Figura 31 – Variação de pressão do MS-1.....	67
Figura 32 – Variação da densidade do gás de três sistemas de medição ao longo de seis anos.....	70
Figura 33 – Curva de orvalho do MS-A.....	72

Figura 34 – Curva de orvalho do MS-B.....	72
Figura 35 – Curva de orvalho do MS-C.....	73
Figura 36 – Curva de orvalho do MS-D.....	73
Figura 37 – Curva de orvalho do MS-E.....	74
Figura 38 – Mapa de padrão de fluxo de Shell aplicado nos sistemas de medição em análise.....	75
Figura 39 – Curva de orvalho do MS-F.....	76
Figura 40 – Equações lineares do <i>overreading</i> em função do <i>XLM</i> , <i>x</i> , <i>GVF</i> e <i>LVF</i> para a MS-F.....	77
Figura 41 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-F – menor densidade.....	79
Figura 42 – Curva de orvalho do MS-G.....	81
Figura 43 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-G – maior densidade	83
Figura 44 – Curva de orvalho do MS-H.....	85
Figura 45 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-H – maior densidade	86
Figura 46 – Curva de orvalho do MS-I.....	88
Figura 47 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-I.....	89
Figura 48 – Equações lineares do <i>overreading</i> em função do <i>XLM</i> , <i>x</i> , <i>GVF</i> e <i>LVF</i> para a MS-G.....	118
Figura 49 – Equações lineares do <i>overreading</i> em função do <i>XLM</i> , <i>x</i> , <i>GVF</i> e <i>LVF</i> para a MS-H.....	119
Figura 50 – Equações lineares do <i>overreading</i> em função do <i>XLM</i> , <i>x</i> , <i>GVF</i> e <i>LVF</i> para a MS-I.....	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores das multas acumuladas aplicadas pela ANP por infrações aos requisitos do NFP até 2018.....	23
Tabela 2 – Correlações clássicas de vazão mássica de gás úmido existentes para determinar o <i>overreading</i> dos medidores de placa de orifício.....	54
Tabela 3 – Informações disponibilizadas pela ANP para cada sistema de medição para cada dia de produção.....	59
Tabela 4 – Composição molar do gás natural do MS-A.....	59
Tabela 5 – Dimensões e características do MS-A.....	60
Tabela 6 – Parâmetros gerados pelo DWSIM®.....	62
Tabela 7 – Parâmetros calculados no <i>software</i> Excel®.....	62
Tabela 8 – Coeficientes de correlação de Pearson e suas características.....	65
Tabela 9 – Ocorrências de ΔT no MS-1.....	66
Tabela 10 – Relação entre temperatura média e variação de temperatura (ΔT) para os sistemas de medição MS-1 a MS-10.....	66
Tabela 11 – Ocorrências de ΔP no MS-1.....	68
Tabela 12 – Relação entre a pressão de medição média e ΔP para todos os sistemas de medição.....	69
Tabela 13 – Variabilidade das densidades do gás dos sistemas de medição.....	70
Tabela 14 – Pontos de operação do MS-F.....	76
Tabela 15 – Comparação das correlações de estimativa do <i>overreading</i> para o MS-F – menor densidade.....	80
Tabela 16 – Pontos de operação do MS-G – maior densidade.....	82

Tabela 17 – Comparação das correlações de estimativa do <i>overreading</i> para o MS-G – maior densidade.....	84
Tabela 18 – Pontos de operação do MS-H – maior densidade	85
Tabela 19 – Comparação das correlações de estimativa do <i>overreading</i> para o MS-H – maior densidade.....	87
Tabela 20 – Pontos de operação do MS-H – maior densidade.....	88
Tabela 21 – Comparação das correlações de estimativa do <i>overreading</i> para o MS-I.	90
Tabela 22 – Composição molar do gás natural do MS-B – menor densidade e maior densidade.....	103
Tabela 23 – Dimensões e características do MS-B.....	103
Tabela 24 – Composição molar do gás natural do MS-C – menor densidade e maior densidade.....	104
Tabela 25 – Dimensões e características do MS-C.	104
Tabela 26 – Composição molar do gás natural do MS-D.....	105
Tabela 27 – Dimensões e características do MS-D.	105
Tabela 28 – Composição molar do gás natural do MS-E – menor densidade e maior densidade.....	106
Tabela 29 – Dimensões e características do MS-E.....	106
Tabela 30 – Composição molar do gás natural do MS-F – menor densidade e maior densidade.....	107
Tabela 31 – Dimensões e características do MS-F.....	107
Tabela 32 – Composição molar do gás natural do MS-G – menor densidade e maior densidade.....	108

Tabela 33 – Dimensões e características do MS-G.	108
Tabela 34 – Composição molar do gás natural do MS-H – menor densidade e maior densidade.....	109
Tabela 35 – Dimensões e características do MS-H	109
Tabela 36 – Composição molar do gás natural do MS-I.	110
Tabela 37 – Dimensões e características do MS-I.	110
Tabela 38 – Dados do Sistema de Medição F – menor densidade – parte 1.....	112
Tabela 39 – Dados do Sistema de Medição F – menor densidade – parte 2.....	112
Tabela 40 – Dados do Sistema de Medição G – menor densidade – parte 1.	113
Tabela 41 – Dados do Sistema de Medição G – menor densidade – parte 2.	113
Tabela 42 – Dados do Sistema de Medição G – maior densidade – parte 1.	114
Tabela 43 – Dados do Sistema de Medição G – maior densidade – parte 2.	114
Tabela 44 – Dados do Sistema de Medição H – menor densidade – parte 1.	115
Tabela 45 – Dados do Sistema de Medição H – menor densidade – parte 2.	115
Tabela 46 – Dados do Sistema de Medição H – maior densidade – parte 1.....	116
Tabela 47 – Dados do Sistema de Medição H – maior densidade – parte 2.....	116
Tabela 48 – Dados do Sistema de Medição I – menor densidade – parte 1.....	117
Tabela 49 – Dados do Sistema de Medição I – menor densidade – parte 2.....	117
Tabela 50 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de Murdock (1962).....	121
Tabela 51 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de Chisholm (1977).....	121

Tabela 52 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de Lin (1982)..	122
Tabela 53 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de <i>Separated Flow Model</i> (1982).....	122
Tabela 54 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de Murdock (1962).....	123
Tabela 55 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de Chisholm (1977).....	123
Tabela 56 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de Lin (1982)..	124
Tabela 57 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de <i>Separated Flow Model</i> (1982).....	124
Tabela 58 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de Murdock (1962).....	125
Tabela 59 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de Chisholm (1977).....	125
Tabela 60 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de Lin (1982)..	126
Tabela 61 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de <i>Separated Flow Model</i> (1982).....	126
Tabela 62 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de Murdock (1962).	127
Tabela 63 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de Chisholm (1977).....	127
Tabela 64 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de Lin (1982)..	128
Tabela 65 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de <i>Separated Flow Model</i> (1982).....	128

LISTA DE SIGLAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API – *American Petroleum Institute*

ASME – *American Society of Mechanical Engineers*

E&P – Exploração e Produção

EOS – *Equation of State* ou Equação de estado

GLP – Gás Liquefeito do Petróleo

GNL – Gás Natural Liquefeito

HCDP – *Hydrocarbon Dew Point* ou Curva de Ponto de Orvalho

ISO – *International Organization for Standardization*

MS – *Measuring Station* ou Estação de Medição

NFOGM – Norwegian Society for Oil and Gas Measurement

OP – *Operation Point* ou Ponto de operação do sistema de medição

PLC – *Programmable Logic Controller* ou Controlador Lógico Programável

PR – Equação de Estado de Peng-Robinson

RTM – Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural

SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition* ou Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados

SRK – Equação de Estado de Soave-Redlich-Kwong

UPGN – Unidades de Processamento de gás natural

LISTA DE SÍMBOLOS

P'	Pressão absoluta (Pa)
T'	Temperatura (K)
V_m	Volume molar (m^3/mol)
R	Constante universal dos gases ($\text{m}^3\cdot\text{Pa}/\text{K}\cdot\text{mol}$)
a	Parâmetro da força de atração ($\text{L}^2\cdot\text{atm}/\text{mol}^2$)
b	Parâmetro da força de repulsão (L/mol)
T_c	Temperatura crítica (K)
P_c	Pressão crítica (Pa)
ω	Fator acêntrico (adimensional)
α	Função para corrigir o termo de atração (adimensional)
T_r	Razão entre T' e T_c (adimensional)
f_ω	Função do fator acêntrico (adimensional)
Re	Número de Reynolds do fluido (adimensional)
ρ	Densidade do fluido (kg/m^3)
\bar{U}	Velocidade média do fluido (m/s)
D	Diâmetro da tubulação (m)
μ	Viscosidade dinâmica do fluido (Pa.s)
\dot{m}	Vazão mássica do fluido (kg/s)
π	Número de Pi (adimensional)
Re_{sg}	Número de Reynolds superficial do gás (adimensional)

ρ_g	Densidade do gás natural (kg/m ³)
\bar{U}_{sg}	Velocidade média superficial do gás natural (m/s)
μ_g	Viscosidade dinâmica do gás natural (Pa.s)
\dot{m}_g	Vazão mássica do gás natural (kg/s)
A	Área interna da tubulação (m ²)
XLM	Parâmetro de Lockhart-Martinelli (adimensional)
ρ_l	Densidade do líquido (kg/m ³)
\dot{m}_l	Vazão mássica do líquido (kg/s)
\dot{Q}_l	Vazão volumétrica do líquido (m ³ /s)
\dot{Q}_g	Vazão volumétrica do gás (m ³ /s)
Fr	Número de Froude do fluido (adimensional)
Fr_g	Número de Froude densimétrico do gás (adimensional)
Fr_l	Número de Froude densimétrico do líquido (adimensional)
g	Força da gravidade (m/s ²)
x	Título ou <i>steam quality/dryness fraction/gas mass fraction</i> (adimensional)
DR	Razão de densidades do gás e líquido (adimensional)
GVF	Fração de volume do gás (adimensional)
LVF	Fração de volume do líquido (adimensional)
\bar{U}_{sl}	Velocidade média superficial do líquido (m/s)
T_{Taitel}	Parâmetro do equacionamento de Taitel (adimensional)

K_{Taitel}	Parâmetro do equacionamento de Taitel (adimensional)
$\left(\frac{d_p}{d_z}\right)_l$	Perda de carga do líquido (Pa/m)
$\left(\frac{d_p}{d_z}\right)_g$	Perda de carga do gás (Pa/m)
G_g	Razão da vazão mássica do gás e área (kg/m ² s)
Re_l	Número de Reynolds do líquido (adimensional)
$\dot{m}_{g,ap}$	Vazão mássica total aparente (kg/s)
ΔP_{tp}	Diferencial de pressão bifásico ou <i>two-phase differential Pressure</i> (Pa)
Cd_{tp}	Coeficiente de descarga bifásico (adimensional)
ΔP_g	Diferencial de pressão monofásico do gás (Pa)
Cd	Coeficiente de descarga monofásico (adimensional)
β	Razão entre diâmetro da placa e trecho reto de medição (adimensional)
ε	Coeficiente de expansibilidade (adimensional)
A_t	Área da seção transversal mínima de um medidor de diferencial de pressão (m ²)
d	Diâmetro de referência da placa de orifício (m)
OR	Parâmetro de sobreleitura chamado de <i>overreading</i> (%)
C	Parâmetro de Chisholm (adimensional)
θ	Parâmetro de Lin (adimensional)
\dot{Q}_b	Vazão totalizada de gás nas condições de referência 20°C e 1 atm (Nm ³ /h)
μ_l	Viscosidade dinâmica do líquido (Pa.s)

Re_g	Reynolds do gás (adimensional)
f_g	Fator de Fricção do gás (adimensional)
f_l	Fator de Fricção do Líquido (adimensional)
ρ_{mix}	Densidade da mistura de gás úmido – gás e líquido (kg/ m ³)
ΔP	Varição de pressão do sistema de medição (bar)
ΔT	Varição de temperatura do sistema de medição (°C)
P	Pressão do sistema de medição (bar)
T	Temperatura do sistema de medição (°C)

SUMÁRIO

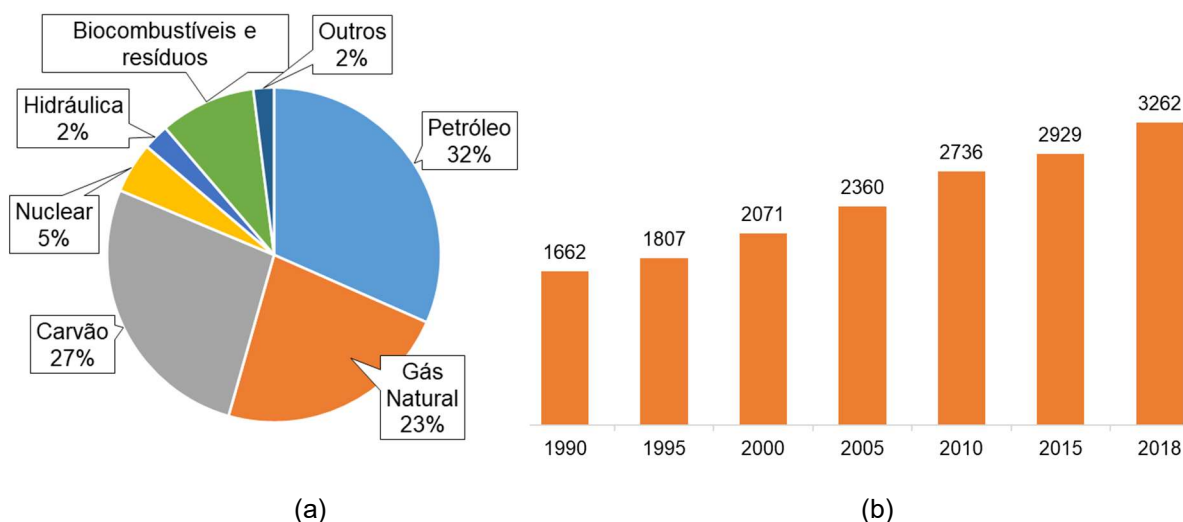
1.	INTRODUÇÃO	18
1.1.	Objetivos	25
2.	CONCEITOS TEÓRICOS.....	27
2.1.	Gás natural e sistemas de medição de vazão	27
2.2.	Estado do gás natural e diagrama de fases	33
2.3.	Equações de estado	34
2.4.	Parâmetros adimensionais para gás úmido	37
2.5.	Definições de fluxo bifásico, multifásico e gás úmido.....	40
2.6.	Mapas-padrão de escoamento gás-líquido horizontal	42
2.7.	Medição de gás úmido com placa de orifício	50
2.8.	Correlações de <i>overreading</i> de vazão	51
3.	METODOLOGIA	55
3.1.	Análise das composições volumétricas do gás natural de diversos campos do Brasil	55
3.2.	Determinação do peso molecular médio do gás natural.....	56
3.3.	Seleção de 10 sistemas de medição de gás natural	57
3.4.	Solicitação dos dados dos sistemas de medição de gás natural à ANP	57
3.5.	Análise de dados e estimativas de máximos e mínimos de pressão e temperatura	60
3.6.	Simulação no DWSIM® e processamento de dados	61
3.7.	Construção das curvas de superfície e de contorno e das equações no software SigmaPlot.....	63
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	64
4.1.	Análise das variáveis temperaturas, pressões e composições molares do gás natural.....	64
4.1.1.	Determinação das temperaturas mínimas e máximas.....	64

4.1.2. Determinação das pressões mínimas e máximas	67
4.1.3. Determinação das composições molares do gás mínimas e máximas ...	69
4.2. Construção do diagrama de fases e análise da formação de líquido	71
4.2.1. Sistemas sem formação de líquido – gás seco.....	71
4.2.2. Sistemas com formação de líquido – gás úmido.....	74
5. CONCLUSÕES.....	91
5.1. Dificuldades encontradas	94
5.2. Sugestões para trabalhos futuros.....	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
APÊNDICE A – DADOS FORNECIDOS PELA ANP	103
APÊNDICE B – RESULTADOS DETALHADOS DAS SIMULAÇÕES NO DWSIM®.....	111
APÊNDICE C – ANÁLISE DAS EQUAÇÕES LINEARES DO <i>OVERREADING</i> EM FUNÇÃO DO <i>XLM</i> , <i>x</i> , <i>GVF</i> E <i>LVF</i>	118
APÊNDICE D – PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DAS REGRESSÕES LINEARES REALIZADAS NO SIGMAPLOT®	121
ANEXO A – NORMAS CORRELATAS - GÁS NATURAL ÚMIDO	129

1. INTRODUÇÃO

No panorama energético mundial, o gás natural é a terceira maior fonte no fornecimento global de energia (23%), conforme Figura 1a, perdendo somente para o petróleo (32%) e carvão (27%). Segundo a ANP (2022a), no ranking global de maiores produtores de gás natural de 2019, os Estados Unidos ocupam o primeiro lugar, com 920,9 bilhões de m³ (23,1% do total mundial), seguido da Rússia, com 679 bilhões de m³ (17% do total mundial). O Brasil se situa na 31ª posição no ranking mundial de produtores de gás natural, com produção de 25,8 bilhões de m³ (0,6% do total mundial).

Figura 1 – a) Matriz Energética Mundial em 2018. b) Consumo energético mundial de gás natural 1990-2018 em Mtoe.



Fonte: Adaptado de IEA (2022).

Conforme Figura 1b, o consumo de gás natural tem crescido no mundo de forma considerável a cada ano e tais fatos refletem a grande dependência do mundo e do Brasil desta fonte energética.

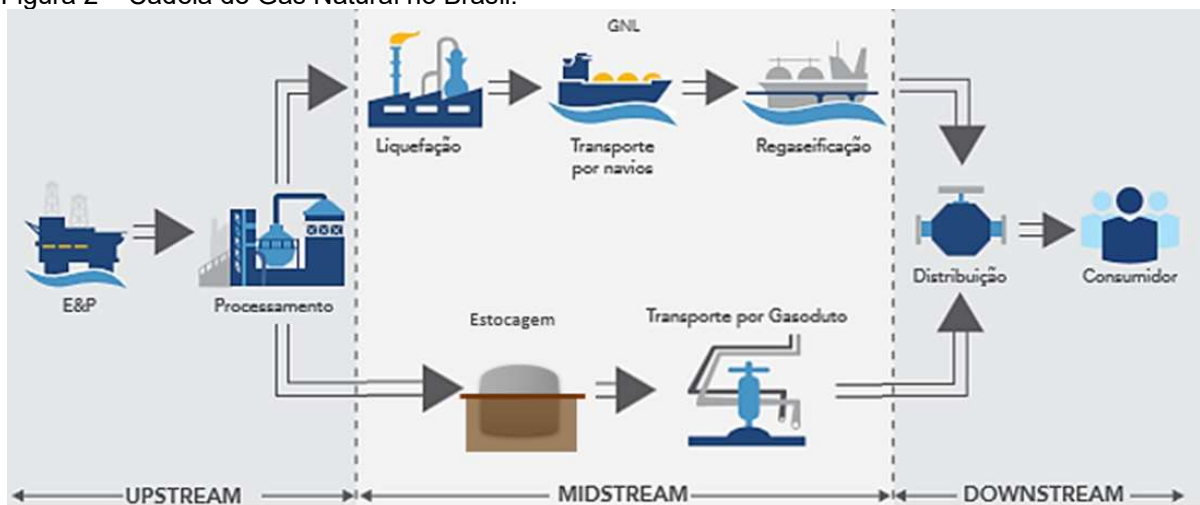
No Brasil e no mundo ocorre uma aceleração do aumento da demanda do gás natural, devido à preocupação ambiental, já que comparado a outros combustíveis fósseis, é considerado uma energia limpa. Na geração de energia e na área de transporte, o gás surge como forte concorrente à gasolina, diesel e outros. De forma indispensável o desenvolvimento de tecnologias de produção e transporte deste gás, campos marginais de produção de petróleo e gás vêm sendo desenvolvidos de forma segura e econômica para que esta demanda seja correspondida (DOS SANTOS et.al. 2002; BAIOCO et.al., 2007; ROSA, 2010).

No Brasil, a cadeia de gás natural está distribuída entre *upstream*, *midstream* e *downstream*, conforme a Figura 2. O *upstream* é composto por todas as atividades de Exploração e Produção (E&P), tanto em terra como em mar, e o processamento do gás. Esta fase de E&P, engloba as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção do gás natural. Na fase de processamento, tem-se o conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização. Nesta fase, o gás natural é condicionado para atender às especificações do sistema de transporte. Esse processamento é realizado nas Unidades de Processamento de gás natural (UPGNs) e consiste em separar o metano de outros elementos presentes no gás bruto, como gases mais pesados, entre eles o propano e o butano que juntos formam o Gás Liquefeito do Petróleo (GLP), e impurezas e contaminantes que podem ocasionar danos mecânicos à infraestrutura.

Já o *midstream* engloba as atividades de transporte e estocagem de gás natural, sendo esta etapa uma questão estratégica para a indústria e para a economia. Na liquefação, tem-se o conjunto de processos que visam converter gás natural do estado gasoso para o líquido de tal forma a viabilizar seu transporte utilizando navios. O transporte corresponde à movimentação nas unidades de processamento de gás natural (ou da fronteira, no caso de importação) até os pontos de entrega do gasoduto de transporte para a rede de distribuição. A regaseificação consiste no processo de transformação física do gás natural, do estado líquido para o estado gasoso e a estocagem é a fase do armazenamento de gás natural em reservatórios naturais ou artificiais.

Por último, o *downstream* corresponde às atividades de distribuição, envolvendo a movimentação do gás natural a partir dos pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição, e comercialização, que corresponde à atividade de compra e venda de gás natural (do produtor à concessionária de distribuição). A partir daí o gás pode ser entregue aos consumidores por tubulações das distribuidoras de gás canalizado ou a granel em cilindros criogênicos. O gás também pode ser distribuído por caminhões metaneiros de GNL após o seu carregamento em instalações nos terminais de regaseificação (SANTOS, 2019).

Figura 2 – Cadeia de Gás Natural no Brasil.



Fonte: Santos (2019).

No *upstream*, na fase de E&P, etapa na qual este trabalho está inserido, tão logo os fluidos são produzidos (petróleo, gás natural e água) pelas plataformas de produção de petróleo e gás natural *offshore* ou estação de produção de petróleo *onshore*, devem ocorrer as medições volumétricas de cada poço e do conjunto de poços. O objetivo dessa medição é contabilizar os volumes e determinar as participações governamentais do ponto de vista de distribuição de *royalties* entre o concessionário da instalação, os estados e municípios, a depender dos regimes, de partilha ou de concessão, firmados através de contratos entre a União e as empresas produtoras. No caso do petróleo, o *royalty* é cobrado das concessionárias de acordo com os volumes de hidrocarbonetos medidos nas instalações. É uma tabela de alíquotas sobre a receita líquida de cada campo de petróleo (terra ou mar), dependendo do volume de produção, do tempo de produção e, no caso da plataforma continental, da profundidade em que a extração ocorre (BRASIL, 2022).

Ainda no E&P, além das medições totais produzidas pela instalação, um dos desafios é realizar medições de petróleo, gás natural e água regulares de poços produtores de forma individualizada, ou seja, de cada poço. Tais medições também contribuem com a modelagem e o gerenciamento do reservatório, otimização da produção e a garantia de escoamento. Geralmente, essas medições são realizadas conforme prazos normativos, a cada quarenta e dois ou noventa dias ou, se necessário, com maior frequência, o que significa que os dados coletados (volumes, pressões, temperaturas, amostras dos fluidos) são apenas uma amostragem pontual do comportamento do poço e que pode não refletir todo o seu ciclo de produção até as próximas medições,

o que aumenta ainda mais a importância da qualidade dos volumes contabilizados.

A Figura 3 apresenta um fluxograma simplificado da produção de gás natural com várias possibilidades de localização dos sistemas de medição. Pode-se verificar que a medição de gás natural pode ser realizada pelas entradas da unidade de produção, ou seja, logo após os primeiros estágios de separação de alta, média ou baixa, quanto pelas saídas da unidade de produção, ou seja, na exportação ou reinjeção, após os sistemas de compressão.

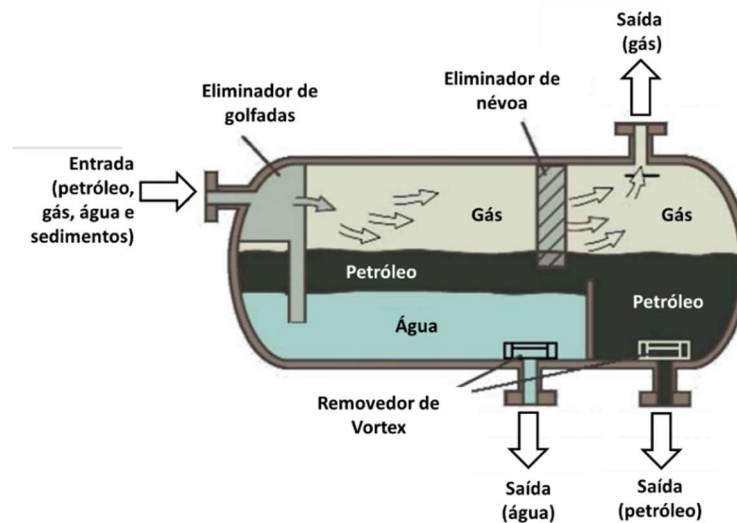
Figura 3 – Sistema de produção e processamento típico de uma unidade de produção.



Fonte: Adaptado de Santos (2013).

O separador de produção na Figura 3 pode ser visualizado na Figura 4. Este vaso de pressão, do tipo horizontal, ocorre a entrada simultânea de gás, petróleo e água, e ocorre a separação trifásica destes três fluidos através dos elementos internos do equipamento.

Figura 4 – Sistema típico de separação de produção trifásico.



Fonte: Adaptado de Devold (2013).

Normalmente este separador de produção não é suficiente para remover todas as frações líquidas do gás natural. Em algumas situações, após a saída do gás ocorre mais um estágio de separação com um vaso de menor dimensão, chamado *scrubber*, ou depurador de gás natural, mas mesmo este segundo estágio de separação não é suficiente para garantir a separação total das fases líquidas e gasosas.

Devido a importância das medições de petróleo, gás natural e água produzidos, cada país tem regulamentos técnicos que normatizam estes procedimentos e determinam as faixas de erros e incertezas aceitáveis para cada aplicabilidade dos sistemas de medição.

No Brasil cabe a ANP regular a atividade da indústria do petróleo e a distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível, no sentido de preservar o interesse nacional, estimular a livre concorrência e a apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade, pelos consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo. A ANP fiscaliza tais atividades no sentido da educação e orientação dos agentes do setor, bem como da prevenção e repressão de condutas violadoras da legislação pertinente, dos contratos e das autorizações (BRASIL, 1998).

Em sua estrutura, a ANP possui vários núcleos e superintendências, tais como:

- Coordenadoria de Conteúdo Local - CCL
- Núcleo de Fiscalização da Medição da Produção - NFP

- Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural – SCM
- Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP
- Superintendência de Exploração - SEP
- Superintendência de Participações Governamentais - SPG
- Superintendência de Refino, Processamento de Gás Natural e Produção de Biocombustíveis - SRP
- Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – SSM
- Superintendência de Dados Técnicos - SDT

O núcleo responsável por definir as diretrizes da atividade de medição de fluidos e fiscalizar os operadores de petróleo e gás natural é o NFP. Este núcleo definiu no ano de 2000 o primeiro RTM – Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural, substituído posteriormente pelas revisões de 2010 e a sua última em 2013, documento este que estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo, gás natural e água devem observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição. A Tabela 1 contém os valores das multas acumuladas aplicadas pela ANP por infrações dos operadores de petróleo operando no Brasil somente ao NFP, no período entre 2000 e 2018.

Tabela 1 – Valores das multas acumuladas aplicadas pela ANP por infrações aos requisitos do NFP até 2018

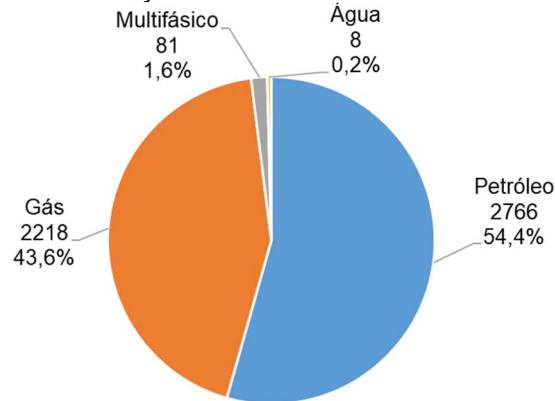
Razão social	Multa aplicada (R\$ milhões)
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	934,77
Shell Brasil Petróleo Ltda	19,29
OGX Petróleo e Gás S.A.	16,76
Devon Energy do Brasil Ltda.	9,75
Chevron Brasil Upstream Frade Ltda.	5,90
OGX	3,66
Dommo Energia S.A.	3,62
Hrt	2,24
Statoil	1,20
Outros	0,32

Fonte: ANP (2022b).

De acordo com a ANP (2022c), e conforme mostrado na Figura 5, somente na etapa de E&P do Brasil, existem 5073 sistemas de medição, dos quais 2218 são medidores

de gás natural. Os três sistemas mais utilizados para a medição de gás natural são apresentados na Figura 6 da próxima seção.

Figura 5 – Quantidade de pontos de medição no Brasil na E&P.



Fonte: Adaptado de ANP (2022c).

O RTM (2013) traz uma série de requisitos técnicos e metrológicos do sistema de medição e dentre eles exige dos operadores de petróleo do Brasil a ausência de líquidos nos sistemas de medição de gás natural. A seção 6 do referido documento, sobre os tipos de medição de fluido, item 6.4 Gás Natural em linha, referente ao projeto do sistema de medição, subitem 6.4.2, destaca que

“os sistemas de medição de gás natural devem ser projetados de forma que: c) Líquidos não passem pelos medidores ou se acumulem neste ou nos respectivos trechos retos”.

Na seção 7, referente a aplicabilidade do sistema de medição, item 7.1 Medição Fiscal, subitem 7.1.2, consta

“os pontos de medição fiscal a serem submetidos para aprovação da ANP devem estar localizados imediatamente após as instalações de separação utilizadas para especificar o BSW, estabilizar o petróleo e garantir a remoção de líquidos na corrente de gás natural”.

No subitem 7.1.8, informa que

“o gás natural medido pelo sistema de medição fiscal não deverá conter condensado, de forma a não prejudicar o correto funcionamento dos medidores”.

Para atendimento ao RTM (2013), as condições termodinâmicas do sistema de medição de gás natural devem ser monitoradas. Variações de composição molar,

pressão e temperatura devem ser adequadamente previstos e estudados para que as condições de medição na fase unicamente gasosa sejam preservadas. O envelope de fases do gás natural mostra que quando a temperatura do sistema de medição de gás natural é reduzida a valores iguais ou menores do que a temperatura de orvalho, líquidos são formados. A presença de uma segunda fase acarreta medições volumétricas incorretas, normalmente a maior, e formação de processos corrosivos nos elementos (tubulações, válvulas, equipamentos), aumentando os riscos quanto a segurança de processo, o que deve ser evitado.

Segundo Sadri (2019), os volumes de produção são normalmente determinados mediante medidores de vazão comerciais os quais inevitavelmente apresentam erros que são inerentes a tecnologia e ao modelo do equipamento, sendo limitados a erros estabelecidos pelas exigências normativas. No entanto, o problema é agravado pela presença de condensado de gás, pois há erros ainda maiores nas medições de gás quando da presença de pequenas frações de líquido. O foco de muitos pesquisadores e profissionais da indústria de petróleo e gás que lidam com este tema tem sido a investigação dos efeitos dos erros de medição de vazão, que grande parte das vezes é usada para determinar o valor financeiro do petróleo e gás e, nestes casos, a precisão das medições é extremamente importante.

Assim, faz-se necessário a adoção de acompanhamentos operacionais das variações de processo (vazão, temperatura, pressão e composição molar) e a tomada de ações para evitar a formação de líquidos nos sistemas de medição de gás natural ou, quando inevitável, indique a necessidade da remoção das frações líquidas formadas e envio de comunicações de falha de medição para a ANP, para a correção dos volumes medidos, conforme Resolução ANP N° 18 (2014).

1.1. Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é analisar sistemas de medição do tipo placa de orifício escoando gás natural úmido através das correlações de Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982) e *Separated Flow Model* (1982). Os objetivos específicos incluem:

- A) Comparar o comportamento das equações de *overreading* de Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982) e *Separated Flow Model* (1982);

- B) Analisar a as variações das equações de *overreading* em função dos parâmetros XLM , LVF , GVF e x ;
- C) Desenvolver gráficos de superfície e de contorno baseadas na pressão e temperatura do sistema de medição;
- D) Determinar equações de *overreading* baseadas na pressão e temperatura do sistema de medição.

2. CONCEITOS TEÓRICOS

2.1. Gás natural e sistemas de medição de vazão

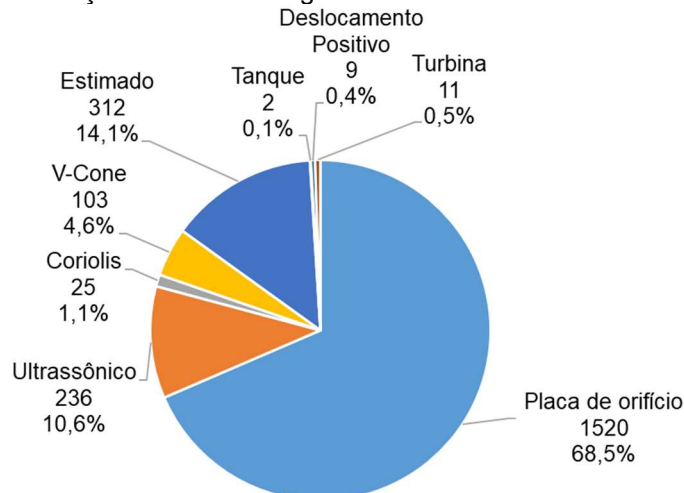
O gás natural é uma substância composta por hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso nas condições atmosféricas normais. É essencialmente formado pelos hidrocarbonetos metano (C_1H_4), com teores acima de 70%, seguida de etano (C_2H_6) e, em menores proporções, o propano (C_3H_8), usualmente com teores abaixo de 2% (ANP, 2022d).

O gás natural apresenta em sua composição componentes mais pesados (C_5+), além de nitrogênio, vapor d'água e alguns contaminantes (gás sulfídrico – H_2S e dióxido de carbono – CO_2). O gás é chamado de gás rico quando a soma das percentagens de todos os componentes mais pesados que o propano é maior que 7% (THOMAS, 2001).

Existem diversos tipos de tecnologias para a medição de fluidos de gás natural, sendo as mais comuns baseadas em diferencial de pressão, principalmente com placa de orifício. Isso porque este método apresenta um funcionamento simples, sua instalação e manutenção são baratas e a modificação para diferentes faixas de vazão são possibilitadas com a troca da placa de orifício por uma de diâmetro maior ou menor.

Na Figura 6, são destacadas as principais tecnologias de medição utilizadas na etapa de E&P e que devem atender ao RTM (2013), sendo 1520 medidores do tipo placa de orifício, correspondendo a 68,5% do total.

Figura 6 – Tecnologias das medições de vazão de gás natural no E&P do Brasil.

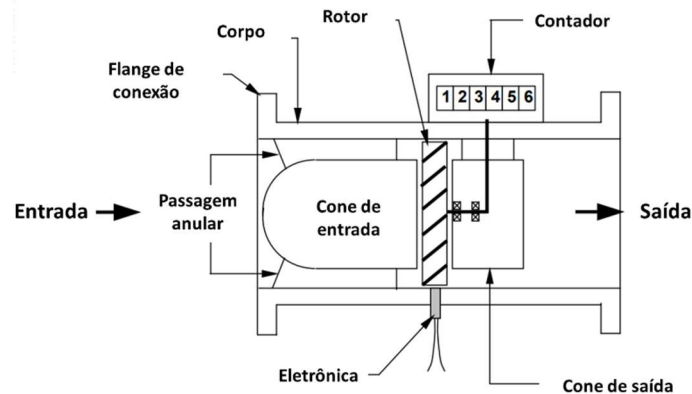


Fonte: Adaptado de ANP (2022c).

No E&P, também existem outras tecnologias de medição de gás natural, tais como ultrassônicos, deslocamento positivo e turbina, para medições com características específicas.

Referente aos medidores do tipo turbina, a *AGA Report* N° 7 (2006), informa que estes tipos de medidores (Figuras 7 e 8) são inferenciais, ou seja, medem o fluxo através da contagem das rotações de um rotor, com lâminas, que giram em proporção à velocidade do fluxo de gás. A partir da geometria e dimensões das pás e do canal de fluxo do rotor, para um determinado tamanho e modelo de turbina, o volume de gás pode ser inferido a partir da contagem do número de rotações do rotor. As rotações são transferidas para leitura digital ou sinais eletrônicos por alguma combinação de engrenagens mecânicas, pulsos eletrônicos ou óticos gerados, ou frequência.

Figura 7 – Modelo de medidor tipo turbina.



Fonte: Adaptado da AGA (2006).

Figura 8 – Medidor de vazão do tipo turbina.

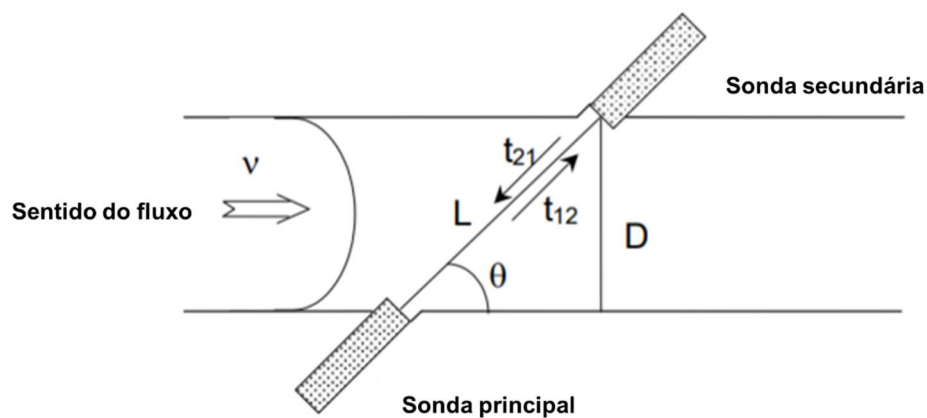


Fonte: Flowcon (2022).

Outra tecnologia muito utilizada, principalmente para sistemas de medição de *flare* ou queimadores de gás natural, é o medidor ultrassônico. De acordo com a *AGA Report*

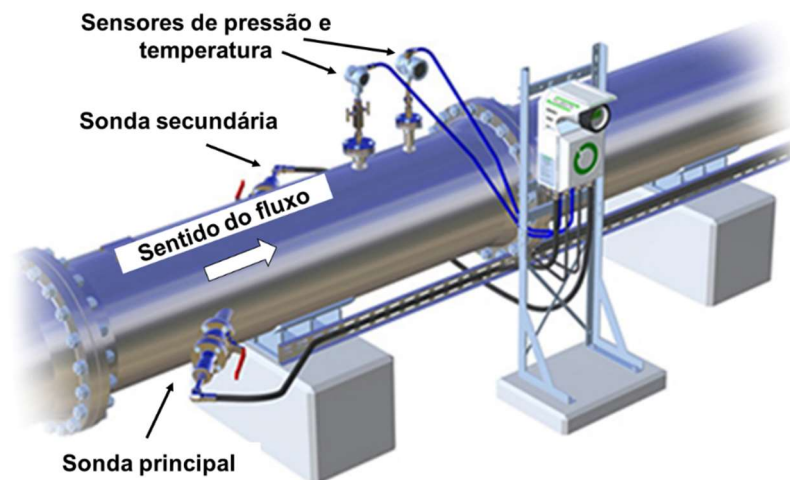
Nº 9 (2017), os medidores ultrassônicos são também medidores inferenciais que derivam a taxa de fluxo de gás medindo os tempos de trânsito de pulsos de som de alta frequência (Figuras 9 e 10). Os tempos de trânsito do pulso de som são medidos entre pares de transdutores. Os pulsos transmitidos ao longo do caminho acústico na direção do fluxo de gás têm uma velocidade média maior em relação aos pulsos transmitidos contra o fluxo de gás. A diferença nos tempos de trânsito do pulso de som está relacionada à velocidade média do fluxo de gás ao longo desse caminho acústico específico.

Figura 9 – Modelo de medidor de vazão do tipo ultrassônico.



Fonte: Adaptado de Fluenta (2022).

Figura 10 – Medidor de vazão do tipo ultrassônico

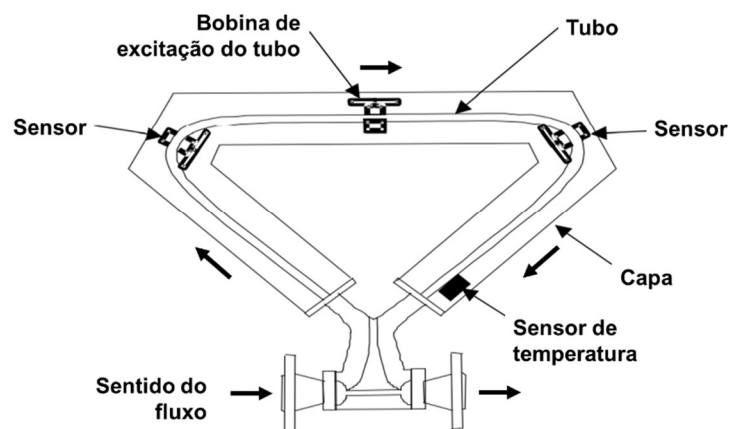


Fonte: Adaptado de Able (2022).

Os medidores coriolis medem a taxa de fluxo de massa registrando o deslocamento do tubo resultante do efeito Coriolis (Figuras 11 e 12). Estes medidores operam com base no princípio da força de flexão conhecida como “força de Coriolis” (em

homenagem ao matemático francês Gustave-Gaspard de Coriolis). Quando uma partícula de fluido dentro de um corpo em rotação se move em uma direção ou para longe de um centro de rotação, essa partícula gera uma força inercial (conhecida como “força de Coriolis”) que atua no corpo. No caso de um medidor de fluxo Coriolis, o corpo é um tubo através do qual o fluido flui. Os medidores Coriolis criam um movimento de rotação ao vibrar o tubo, ou tubos, através dos quais o fluido escoa. A força inercial resultante é proporcional à taxa de fluxo de massa (AGA Report N° 11, 2013).

Figura 11 – Modelo de design de um medidor tipo coriolis.



Fonte: Adaptado da AGA (2013).

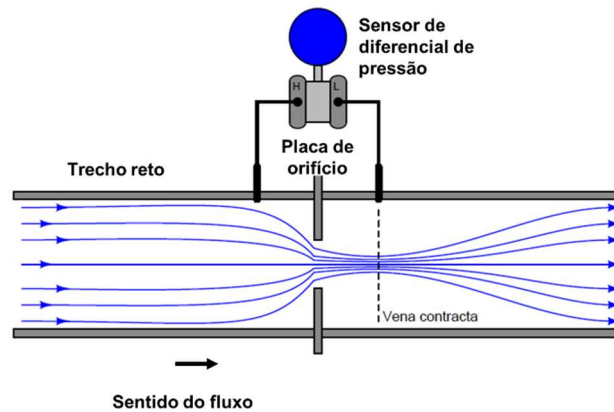
Figura 12 – Medidor tipo coriolis.



Fonte: Integ (2022).

Quanto aos medidores do tipo placa de orifício, foco deste trabalho, segundo a AGA (2000), fisicamente possuem uma placa fina com uma abertura (furo), geralmente concêntrica e circular, e um trecho reto de medição característico (Figuras 13 e 14). Durante o escoamento, esta configuração provoca um diferencial de pressão proporcional a vazão do fluido.

Figura 13 – Esquemático simplificado do medidor tipo placa de orifício.



Fonte: Adaptado de *Instrumentation Tools* (2022).

Figura 14 – Medidor tipo placa de orifício instalado entre flanges.



Fonte: Solartron (2022).

O sistema de medição de gás natural tipo placa orifício possui os seguintes componentes principais:

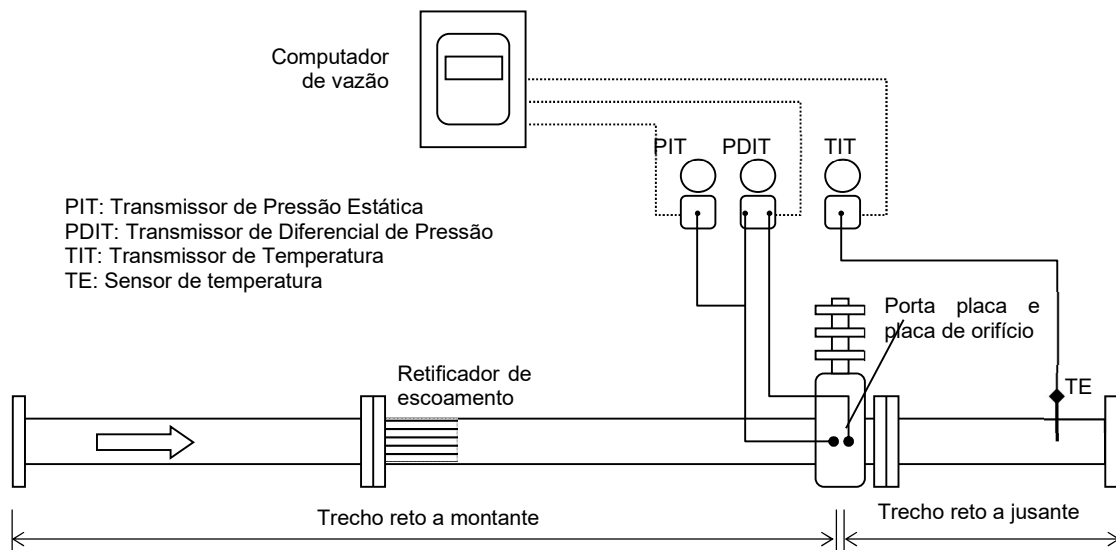
- a) Placa de orifício: elemento primário utilizado para medição de fluxos de fluidos, através da geração do diferencial de pressão. As placas de orifício normalmente estão alojadas entre flanges na tubulação ou em dispositivos especiais que permitem sua instalação e remoção sem paralisar o processo, chamados de porta-placas;
- b) Instrumentos para medição de temperatura, pressão e diferencial de pressão: instrumentos secundários para a medição do diferencial de pressão gerado pela placa e para correção dos volumes de gás natural para a condição padrão (pressão estática e temperatura).
- c) Sistema de amostragem de fluidos para análise físico-química: Cromatógrafo automático (que determina a composição molar do gás natural) ou sistema de amostragem manual (para determinação da composição molar em cromatógrafo de

bancada de laboratório), normalmente próximos ao sistema de medição, anteriores ou posteriores ao trecho reto de medição;

d) Computador de vazão: dispositivo eletrônico, capaz de receber sinal de um medidor de vazão e demais dispositivos associados, em determinadas condições de escoamento, e efetuar os cálculos necessários para que este valor de vazão seja convertido à condição padrão de medição, visualizado na Figura 15.

O elemento primário, item a, de um sistema de placa de orifício é a própria placa. Esta definição de elemento primário também pode ser aplicada as demais tecnologias citadas anteriormente, onde o próprio medidor coriolis, turbina, deslocamento positivo, e ultrassônicos são os medidores primários. Os demais itens, ou seja, b, c e d, com exceção do instrumento de diferencial de pressão, também estão presentes nas demais tecnologias de medição.

Figura 15 – Representação completa do sistema de medição de gás natural por placa de orifício.



Fonte: Elaborado pelo autor.

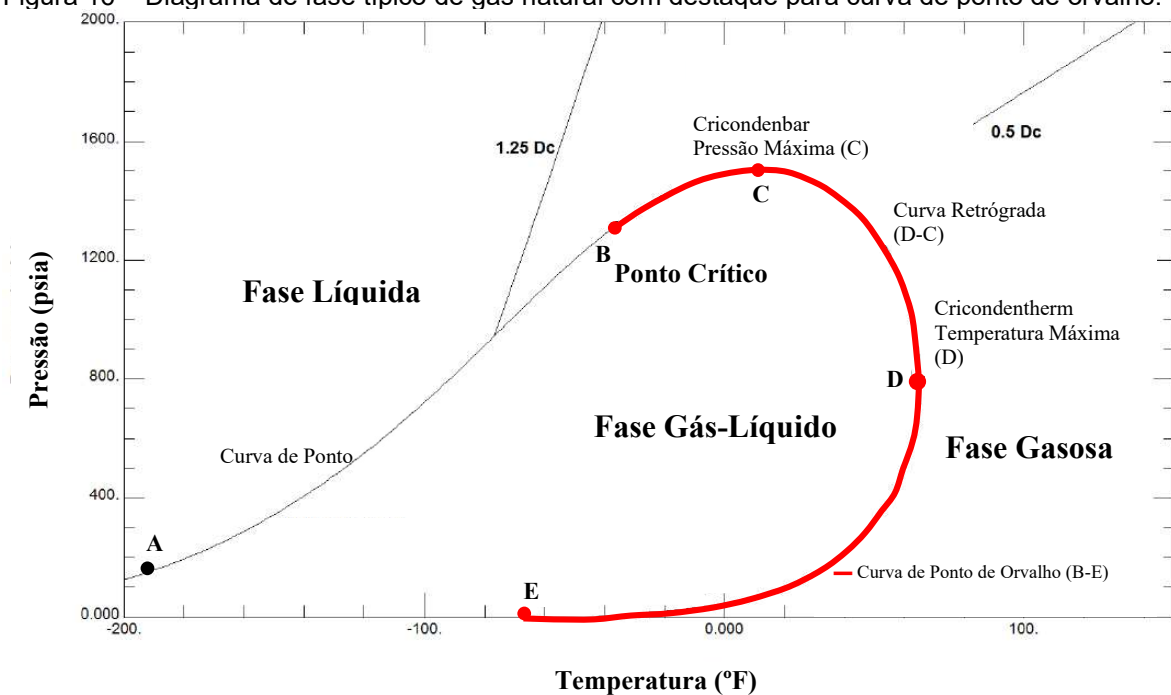
A Figura 15 representa uma Estação de Medição ou *Measuring Station*, que é um conjunto de um ou mais instrumentos de medição, montado e adaptado para fornecer informações destinadas à obtenção dos valores medidos, dentro de intervalos especificados para grandezas de tipos especificados. O sistema de medição de petróleo e gás natural inclui o medidor propriamente dito, e todos os dispositivos auxiliares e adicionais, e instrumentos de medição associados, aplicados a um ponto de medição (RTM, 2013).

2.2. Estado do gás natural e diagrama de fases

Para o projeto de instalações de processamento e transporte de gás natural, o conhecimento dos diagramas de fase das misturas de gás natural é muito importante. Neste são apresentados os pontos *cricondenbar* e *cricondentherm* (pontos C e D na Figura 16), que são os pontos de saturação correspondentes à pressão máxima e à temperatura máxima, respectivamente, no envelope de fases (LOULI et al., 2012).

Um diagrama de fases de hidrocarbonetos, no caso em específico de uma composição típica de gás natural, é mostrado na Figura 16, com destaque para a denominada “Curva de Ponto de Orvalho” (curva B-E). A operação ideal de medição de gás natural, ou seja, de forma monofásica, encontra-se a direita desta curva. Porém, há situações operacionais de temperatura e pressão que remetem ao ponto de operação estar a à esquerda da Curva B-E, dentro da região da fase gás-líquido.

Figura 16 – Diagrama de fase típico de gás natural com destaque para curva de ponto de orvalho.



Fonte: Adaptado da AGA Report Nº 8 (2017).

Conforme Paz (2011), a operação em condições acima do Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos – HDCP tem sido utilizada, principalmente, como meio de verificação da qualidade do gás natural, a qual permite identificar possíveis riscos de perda de capacidade operacional dos equipamentos, tais como compressores, válvulas, sondas e placas de orifício, além de evitar danos ao sistema de medição em tubulações de produção e escoamento de gás.

É crucial evitar a condensação de hidrocarbonetos em dutos, pois a presença de líquidos aumenta a queda de pressão e pode causar problemas operacionais resultantes do fluxo de duas fases em dutos projetados para transporte em fase única (SKYLOGIANNI et al., 2016).

Quanto aos componentes do gás natural, em determinadas condições os hidrocarbonetos com peso molecular mais elevados presentes no gás natural ou gases semelhantes ($C_{5+} = C_5H_{12}, C_6H_{14}, C_7H_{16}, \text{etc.}$) podem condensar. Os componentes mais importantes são as quantidades de heptanos, octanos, nonanos, decanos e água, pois têm um impacto significativo no estado do ponto de orvalho da mistura.

Um dos métodos utilizados para determinar o ponto de orvalho de hidrocarbonetos é através da análise cromatográfica do gás natural. Esse método determina as concentrações (frações molares e volumétricas) de cada elemento do hidrocarboneto ($C_1H_4, C_2H_6, C_3H_8 \text{ etc.}$) da corrente gasosa e, por meio de uma equação do cálculo do estado termodinâmico, os pontos de condensação das quantidades de cada componente presente são identificados e calculados para estimar o ponto de orvalho de hidrocarboneto para a mistura completa. Dada as complexas interações, a tradicional equação dos gases ideais não é aplicável nestes cenários, e equações com melhor representatividade são necessárias, como as equações de estado para equilíbrio líquido-vapor.

2.3. Equações de estado

Modelos termodinâmicos baseados na equação de estado (EOS) são amplamente utilizados na indústria do petróleo para estudar o comportamento volumétrico e de fase de fluidos de reservatórios de petróleo (LIU, 2019).

Em 1873, Johannes Diderik van der Waals propôs uma nova equação de estado que incorporava algumas das características da energia de interação, conforme Equação 1, sendo P' a pressão absoluta, T' a temperatura, V_m o volume molar, R a constante universal dos gases. Os parâmetros a e b são constantes do gás, que corrigem a atração intermolecular entre as partículas do gás e o volume das moléculas onde $a = 0,42748R^2T_c^{2,5}/P_c$ e $b = 0,08664RT_c/P_c$, sendo P_c a pressão crítica e T_c a

temperatura crítica, determinadas experimentalmente.

$$P' = \frac{RT'}{V_m - b} - \frac{a}{V_m^2} \quad (1)$$

A equação de estado de Redlich-Kwong, Equação 2, introduzida em 1949, é uma melhoria considerável em relação a outras equações da mesma época, sendo de grande interesse devido à sua expressão relativamente simples. Tal equacionamento é adequado para o cálculo das propriedades da fase gasosa quando a relação entre a pressão e a pressão crítica é menor que a metade do valor da proporção entre a temperatura e a temperatura crítica (PAZ, 2011).

$$P' = \frac{RT'}{V_m - b} - \frac{a}{\sqrt{T'}V_m(V_m + b)} \quad (2)$$

Soave em 1972, realizou modificações na equação de Redlich-Kwong, principalmente no fator de atração a , inserindo uma dependência com T' . Além disso, foi inserido um terceiro parâmetro, o fator acêntrico ω , como uma propriedade dos gases puros. O fator acêntrico de uma molécula é uma propriedade teórica que representa o seu desvio em relação à esfericidade. As moléculas com formato esférico perfeito têm fator acêntrico igual a zero e quanto mais imperfeita for a molécula, maior será seu fator acêntrico (PAZ, 2011).

Segundo Carmo (2009), a equação Soave-Redlich-Kwong (SRK) é formada pela Equação 2, com as alterações nos parâmetros de acordo com as Equações 3 a 6.

$$a = 0,42748 \left(\frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \alpha \quad (3)$$

$$b = 0,08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (4)$$

$$\alpha = [1 + f_w(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (5)$$

$$f_w = 0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2 \quad (6)$$

A equação Soave-Redlich-Kwong (SRK), quando aplicada ao cálculo de equilíbrio líquido-vapor, apresenta resultados mais precisos (se comparada à equação Redlich Kwong), com erros variando de 7% a 19%. A equação de SRK é válida para todos os gases em condições ambientais (RODRIGUEZ, 2009).

Segundo Galeano (2007), Peng e Robinson (PR) modificaram em 1976 a equação de estado original proposta por Soave-Redlich-Kwong (SRK), com o objetivo de obter valores de densidade para fases líquidas com maior precisão. Assim, foi proposta uma nova equação de estado (EOS), Equação 7, na qual os parâmetros são expressos em termos de propriedades críticas (T_c, P_c) e do fator acêntrico (ω), de acordo com as Equações 8 a 11 (TERRON, 2009).

$$P' = \frac{RT'}{V_m - b} - \frac{a}{V_m(V_m + b) + b(V_m - b)} \quad (7)$$

$$a = 0,45724 \left(\frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \alpha \quad (8)$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (9)$$

$$\alpha = [1 + f_w(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (10)$$

$$f_w = 0,37464 + 1,5422\omega - 0,26992\omega^2 \quad (11)$$

Equações de estado (EOS) são rotineiramente usadas para a previsão do comportamento de fase e propriedades termodinâmicas de fluidos de petróleo. EOS cúbicas, como Peng-Robinson, Equação 1 e Soave-Redlich-Kwong, Equação 2, ainda

são muito populares para tais cálculos (NOVAK et al., 2018).

Duas abordagens diferentes de EOS são frequentemente recomendadas para cálculo de *Hydrocarbon Dew Point* – HCDP do gás natural e têm sido utilizadas na literatura recente: Soave-Redlich-Kwong e Peng-Robinson (NASRIFAR e BOLLAND, 2005 *apud* GALATRO, 2014). No Brasil, de acordo com a NBR 16338:2014, o método para determinar a temperatura do ponto de orvalho do hidrocarboneto usando a composição gasosa (fração molar) é através da equação de estado de: Chao Seader, Peng-Robinson ou Soave-Redlich-Kwong.

2.4. Parâmetros adimensionais para gás úmido

Para descrever o fluxo de gás úmido são utilizados termos comuns à indústria e da mecânica dos fluidos, principalmente no que se refere a medição de vazão monofásica. Para simplificar, apenas os parâmetros relevantes para o presente estudo são descritos.

Por exemplo, o número de Reynolds, Equação 12, é importante para medidores de vazão monofásicos e é a razão entre a inércia e as forças viscosas.

$$Re = \frac{\text{forças de inércia do gás}}{\text{forças viscosas do gás}} = \frac{\rho \bar{U} D}{\mu} = \frac{4\dot{m}}{\pi \mu D} \quad (12)$$

Segundo ASME (2008), com fluxo de gás úmido com baixa quantidade de líquido, geralmente é assumido que o efeito do líquido na velocidade média do gás e a diferença entre o fluxo de massa de gás e o fluxo de massa total é insignificante e o número de Reynolds é calculado usando a velocidade do gás “superficial”. A velocidade do gás “superficial” é definida como a velocidade média do gás se essa parcela do gás úmido fluir sozinho no tubo. O número de Reynolds associado é denotado por Re_{sg} para indicar que o valor foi obtido assumindo que o líquido presente no gás não tem influência. Em outras palavras, Re_{sg} é o número de Reynolds que existiria se o gás fluísse sozinho. A Equação 13 mostra este número de Reynolds e a Equação 14, a velocidade superficial. A velocidade média real do gás é sempre maior que a velocidade superficial do gás, ou seja, $\bar{U}_g > \bar{U}_{sg}$. Para baixa carga de líquido, os

medidores de gás seco são frequentemente usados para prever a vazão de gás. Deve-se notar que, à medida que a carga de líquido aumenta para uma determinada vazão de gás, os métodos de medição de vazão monofásica assim como a Equação 13 tornam-se menos representativos.

$$Re_{sg} = \frac{\rho_g \bar{U}_{sg} D}{\mu_g} = \frac{4\dot{m}_g}{\pi\mu_g D} \quad (13)$$

$$\bar{U}_{sg} = \frac{\dot{m}_g}{\rho_g A} \quad (14)$$

O principal parâmetro e que possui grande relevância para a medição de gás úmido é o parâmetro Lockhart-Martinelli, sendo denotado neste trabalho por XLM . Segundo Bai e Zheng (2018), o XLM é um número adimensional usado para descrever a fração líquida (ou a umidade) de um fluxo de gás úmido. Ela é definida pela Equação 15, onde \dot{m}_g e \dot{m}_l são as taxas de fluxo de massa de gás e líquido, respectivamente; ρ_g e ρ_l são as densidades do gás e do líquido, respectivamente. Deve-se notar que a Equação 15 é diferente do parâmetro original de Lockhart-Martinelli, que é definido como a razão da queda de pressão por atrito do líquido monofásico para o gás monofásico, enquanto a definição original é usada para discutir a perda de pressão do escoamento bifásico gás-líquido em tubulações.

$$XLM = \sqrt{\frac{\text{Inércia do líquido fluindo sozinho}}{\text{Inércia do gás fluindo sozinho}}} = \frac{\dot{m}_l}{\dot{m}_g} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}} = \frac{\dot{Q}_l}{\dot{Q}_g} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}} \quad (15)$$

Segundo a ASME (2008), a indústria de produção de gás natural tende a usar o parâmetro Lockhart-Martinelli para descrever a quantidade relativa de líquido em um fluxo de gás. Na Equação 15 as taxas de fluxo de volume (\dot{Q}_l e \dot{Q}_g) estão em condições reais de fluxo (condições de pressão e temperatura de processo) e não em qualquer condição de referência (condições de pressão e temperatura normalizadas). Nessa equação, os termos de massa de gás ou vazão volumétrica indicam a massa ou vazão volumétrica total da fase gasosa (isto é, inclui o líquido que está na fase

vapor), assim como a densidade do gás é a densidade da mistura geral da fase de gás e vapor líquido, ou seja, inclui o efeito de qualquer massa do componente líquido saturado no gás.

Outro parâmetro muito utilizado nas medições de gás úmido é o número de Froude densimétrico, conforme Equação 16.

$$Fr = \sqrt{\frac{\text{força de inércia}}{\text{força da gravidade}}} \quad (16)$$

Conforme Ma (2022), as taxas de fluxo da fase gasosa e fase líquida no gás úmido são expressas pelo número de Froude densimétrico Fr_g , Equação 17, e Fr_l , Equação 18, respectivamente.

$$Fr_g = \sqrt{\frac{\text{Força de inércia de gás superficial}}{\text{Força Gravidade Líquida}}} = \frac{\bar{U}_{sg}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}} \quad (17)$$

$$Fr_l = \sqrt{\frac{\text{Força Gravidade Líquida}}{\text{Força de inércia de gás superficial}}} = \frac{\bar{U}_{sl}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_l - \rho_g}} \quad (18)$$

onde g é a aceleração gravitacional, \bar{U}_{sg} e \bar{U}_{sl} são a velocidade superficial do gás e a velocidade superficial do líquido.

Outro parâmetro importante é o “título” ou “fração mássica de gás”, dado pela Equação 19, muito comum em literaturas de termodinâmica dos fluidos. O título é a razão da vazão mássica de gás e a vazão mássica total (gás e líquido).

$$x = \frac{\dot{m}_g}{\dot{m}_g + \dot{m}_l} \quad (19)$$

Segundo Steven e Hall (2009), muitos medidores de gás têm respostas no fluxo de

gás úmido dependente da razão da densidade do gás em relação ao líquido (ρ_g/ρ_l), representada por DR (do inglês *density ratio*), conforme Equação 20, e por isso, essa razão de densidades tem sido utilizada com frequência nos estudos de gás úmido.

$$DR = \frac{\rho_g}{\rho_l} \quad (20)$$

Por último, é importante citar outros parâmetros que são bastante comuns na literatura de medição de gás natural úmido. São eles: GVF : *Gas volume fraction* (razão da vazão volumétrica de gás para vazão volumétrica total) e LVF : *Liquid volume fraction* (razão da vazão volumétrica de líquido para vazão volumétrica total) conforme Equações 21 e 22. Os termos (\dot{Q}_g e \dot{Q}_l) estão nas condições de pressão e temperatura de processo (condições de operação).

$$GVF = \frac{\dot{Q}_g}{\dot{Q}_g + \dot{Q}_l} \text{ ou } GVF (\%) = \frac{\dot{Q}_g}{\dot{Q}_g + \dot{Q}_l} \times 100 \quad (21)$$

$$LVF = \frac{\dot{Q}_l}{\dot{Q}_g + \dot{Q}_l} \text{ ou } LVF (\%) = \frac{\dot{Q}_l}{\dot{Q}_g + \dot{Q}_l} \times 100 \quad (22)$$

2.5. Definições de fluxo bifásico, multifásico e gás úmido

O fluxo bifásico refere-se ao fluxo de uma fase gasosa com uma fase líquida. Na definição de escoamento bifásico, o líquido é considerado uma única fase, independentemente da sua composição. Na definição de fluxo multifásico, os diferentes componentes líquidos (por exemplo, hidrocarboneto líquido, água, inibidor químico etc.) são considerados fases diferentes (ISO, 2015).

O fluxo multifásico é o fluxo de gás, água e fases líquidas de hidrocarbonetos. Cada um desses três componentes é designado como uma “fase” separada. Os fluxos multifásicos também podem ter outras “fases”, como salinidade da água ou fases de injeção de produtos químicos. Um fluxo multifásico é um subconjunto de um fluxo de duas fases em que o líquido consiste em dois ou mais componentes, normalmente

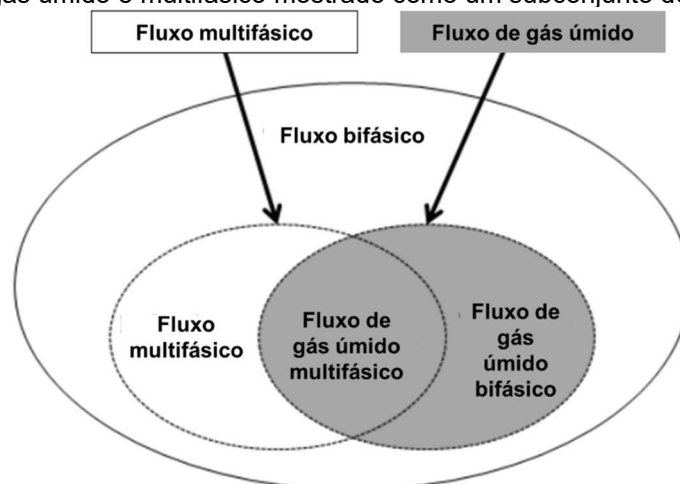
água e hidrocarboneto líquido. Não há limite para a quantidade relativa de líquidos em um fluxo multifásico, ou seja, a faixa GVF é $0\% < GVF < 100\%$ (ISO, 2015).

Como a definição de gás úmido não diferencia os componentes de fase, um fluxo de gás úmido pode ser um fluxo com $X_{LM} \leq 0,3$, que possui um ou mais componentes líquidos. Na indústria de petróleo e gás, é comum chamar um fluxo de gás natural/líquido de hidrocarboneto/água/outros fluidos injetados de fluxo multifásico.

A definição permite que um fluxo de gás úmido seja um fluxo bifásico de componente único (por exemplo, água/vapor), um fluxo bifásico de dois componentes (por exemplo, ar/água) ou um fluxo bifásico de múltiplos componentes (ex., gás natural/hidrocarboneto líquido/água). Deve-se notar que a terminologia comum da indústria de petróleo e gás tem uma ambiguidade a esse respeito. É bastante comum que o fluxo multifásico seja pensado como um fluxo de gás natural/líquido de hidrocarboneto/água/outro líquido onde a carga de líquido é alta em comparação com um fluxo de gás úmido (por exemplo, um $GVF < 80\%$). No entanto, se um fluxo de gás úmido tem componentes multi-líquidos, o fluxo de gás úmido é às vezes chamado de fluxo multifásico (ASME, 2008).

Os conjuntos e tipos de fluxos comentados são apresentados na Figura 17, com destaque para gás úmido.

Figura 17 – Fluxo de gás úmido e multifásico mostrado como um subconjunto de um fluxo bifásico



Fonte: Adaptado da ISO (2015).

Quanto as definições de gás úmido, existem diferenças na literatura atual. A *American Petroleum Institute* (API), de acordo com Li et al. (2020), divide o gás úmido em três

tipos, para Lockhart-Martinelli (XLM) menor que 0,02 como Tipo I, indicando uma condição de carga de líquido extremamente baixa, Tipo II para $0,02 < XLM \leq 0,3$, como gás úmido com cargas moderadas de líquido e Tipo III com $XLM > 0,3$, como altas cargas de líquido, e considerado pela literatura como um fluxo bifásico (gás-líquido) mas não um fluxo de gás úmido.

A ISO (2015) define gás úmido como um fluxo gás-líquido em que o GVF é 95% ou maior. Para este trabalho será adotado que o fluxo de gás úmido é subconjunto de fluxo bifásico com a fração de gás dominante, com $XLM \leq 0,3$, pois este é a definição da ASME (2008), que usa o parâmetro Lockhart-Martinelli menor do que 0,3 para definir gás úmido e este critério tem sido utilizado em trabalhos recentes, como o de Zheng (2016).

2.6. Mapas-padrão de escoamento gás-líquido horizontal

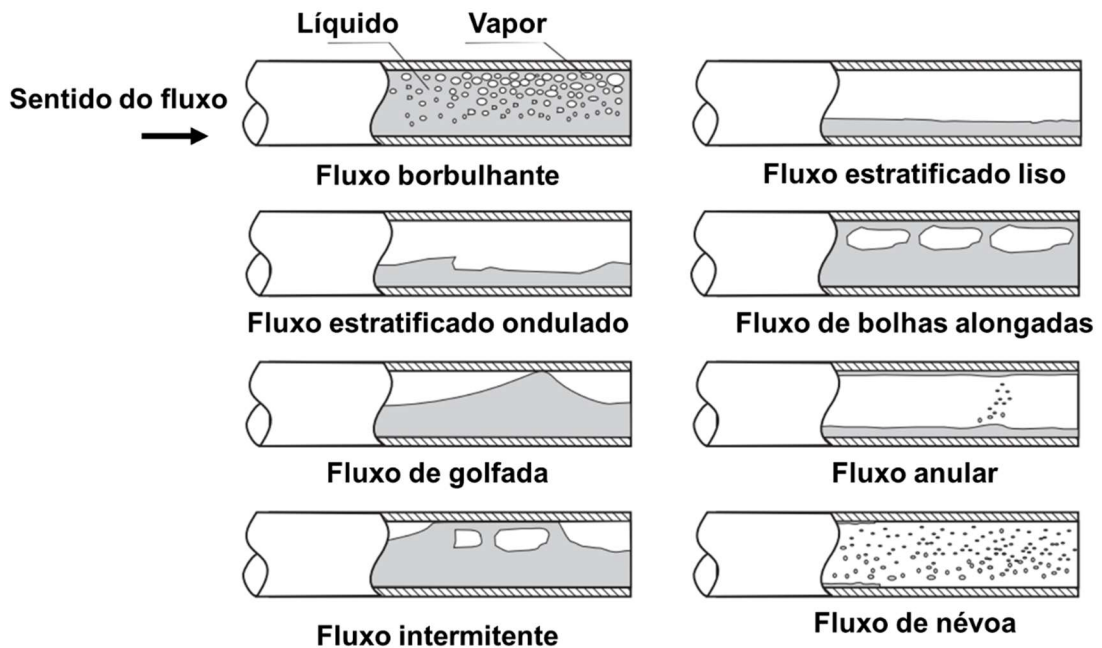
Os regimes de fluxo são fenômenos complexos e difíceis de descrever com precisão, pois são afetados por diversos parâmetros, tais como taxas de fluxo de cada fase, orientação do medidor, geometria do tubo, pressão e temperatura. O padrão de escoamento descreve a forma que os fluidos se comportam numa tubulação, quando o gás e o líquido fluem simultaneamente. Segundo Ghajar (2021), os mapas de padrão de fluxo ou mapas de fluxo servem como uma ferramenta para estimar a amplitude e a sequência do aparecimento de diferentes padrões de fluxo com mudança nas taxas de fluxo de gás e líquido para um determinado conjunto de condições.

Os padrões de fluxo e suas transições são definidos qualitativamente com base em observações e, portanto, o mapeamento preciso da transição entre diferentes padrões de fluxo é altamente subjetivo e depende totalmente da percepção do observador. Além disso, a transição entre diferentes padrões de fluxo é gradual e sensível a vários parâmetros, como diâmetro do tubo, orientação do tubo e propriedades do fluido, tornando extremamente difícil ter um mapa de padrão de fluxo universal que possa prever corretamente a existência de diferentes padrões de fluxo cobrindo uma ampla faixa de condições de fluxo bifásico. Embora alguns pesquisadores tenham tentado desenvolver métodos quantitativos, esses métodos não são universais e são limitados principalmente a certas condições de fluxo, além de depender de informações prévias de inspeção visual.

Na Figura 18 podem ser visualizados os diferentes padrões de escoamento entre a fase líquida (cinza escuro) e fase gasosa (branco) escoando em uma tubulação horizontal.

Segundo Quibén (2005), no fluxo borbulhante ou *Bubbly flow*, as bolhas de gás são dispersas no líquido com alta concentração de bolhas na metade superior do tubo horizontal devido à sua flutuabilidade, ocorrendo normalmente em altas velocidades. No fluxo estratificado liso ou *Stratified flow*, em baixas velocidades do líquido e do gás, ocorre a separação completa das duas fases, onde o gás escoo pela parte superior e o líquido pela parte inferior do tubo e ambas as fases são separadas por uma interface plana não perturbada, permanecendo o líquido e o gás totalmente estratificados.

Figura 18 – Esquemático de padrão de escoamento horizontal da mistura gás-líquido



Fonte: Adaptado de Quibén (2005).

O padrão estratificado ondulado ou *Stratified-wavy flow*, ocorre quando a velocidade do gás aumenta em um fluxo estratificado, formando ondas na interface que se movimentam na direção do fluxo. A amplitude das ondas depende da velocidade relativa das duas fases; no entanto, suas cristas não atingem o topo do tubo. As ondas sobem pelas laterais do tubo, deixando para trás finas películas de líquido na parede.

Aumentando ainda mais a velocidade do gás, outro padrão é o fluxo intermitente ou *Intermittent flow*, fazendo com que essas ondas interfaciais de grande amplitude e com bolhas arrastadas “lavem” intermitentemente o topo do tubo, seguido por ondas

de menor amplitude. A parede superior é quase continuamente molhada pelas ondas de grande amplitude e pelos finos filmes líquidos deixados para trás.

O fluxo intermitente também é um composto dos regimes de fluxo de bolhas alongadas ou *plug flow* (tampões líquidos que são separados por bolhas alongadas, onde os diâmetros das bolhas alongadas são muito menores do que o tubo, de modo que a fase líquida é contínua ao longo do fundo do tubo abaixo das bolhas alongadas) e fluxo de golfada ou *slug flow* (em velocidades de gás mais altas, os diâmetros das bolhas alongadas tornam-se semelhantes em tamanho à altura do canal e as bolhas de líquido que separam essas bolhas alongadas também podem ser descritas como ondas de grande amplitude).

Para o fluxo anular ou *Annular Flow*, Bertola (2014) diz que em vazões de gás ainda maiores, o líquido forma um filme contínuo ao redor do perímetro do tubo e a interface entre o anel líquido e o núcleo de vapor é perturbada por ondas de pequena amplitude e gotículas que podem ser dispersas no núcleo de gás, que podem ser identificadas como padrão anular ondulado.

Em altas frações de gás, o topo do tubo com seu filme mais fino fica “seco” primeiro, de modo que o filme anular cobre apenas parte do perímetro do tubo, sendo denominado como Fluxo de névoa ou *Mist flow*. Em velocidades muito altas, a maior parte do líquido é arrastado como *spray* pelo gás, que parece ser produzido pelo gás de alta velocidade arrancando o filme líquido anular da parede.

Segundo a ASME (2008), o padrão de fluxo em um determinado sistema de fluxo bifásico depende de muitas variáveis, das quais as seguintes são consideradas de primordial importância:

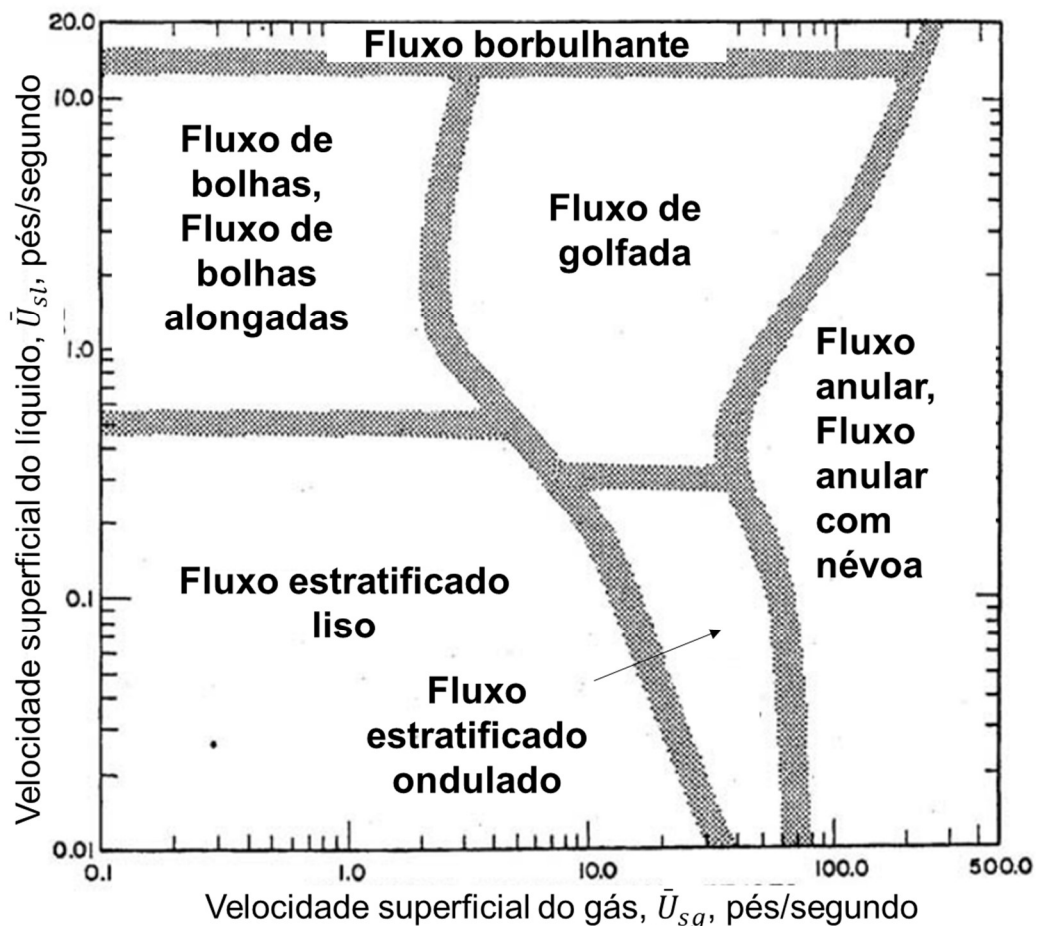
- taxas de fluxo de gás e líquido;
- diâmetro do tubo e ângulo de inclinação;
- propriedades físicas das fases, ou seja, densidades de gás e líquido, viscosidades de líquidos e a tensão superficial.

Um dos primeiros mapas de padrão de escoamento foi o apresentado por Mandhane et al. em 1974. Objetivando a simplicidade, propuseram um mapa básico baseado em 1178 observações experimentais para o sistema ar-água, aplicando correções de

propriedades físicas. Embora essa abordagem não seja nova, os trabalhos anteriores não tiveram acesso à quantidade de dados disponíveis. O padrão de fluxo proposto é mostrado na Figura 19.

Deve-se notar que a transição entre padrões de fluxo adjacentes não ocorre repentinamente, mas em uma faixa representada pelas linhas largas na figura. Os limites de transição indicados foram localizados com base em um gráfico em escala logarítmica, onde \bar{U}_{sl} e \bar{U}_{sg} são, respectivamente, as velocidades superficiais do líquido e do vapor. Uma das principais melhorias foi a incorporação do efeito do diâmetro do tubo foi através das velocidades superficiais como eixos coordenados (QUIBÉN, 2005).

Figura 19 – Mapa de fluxo de Mandhane para escoamento horizontal.

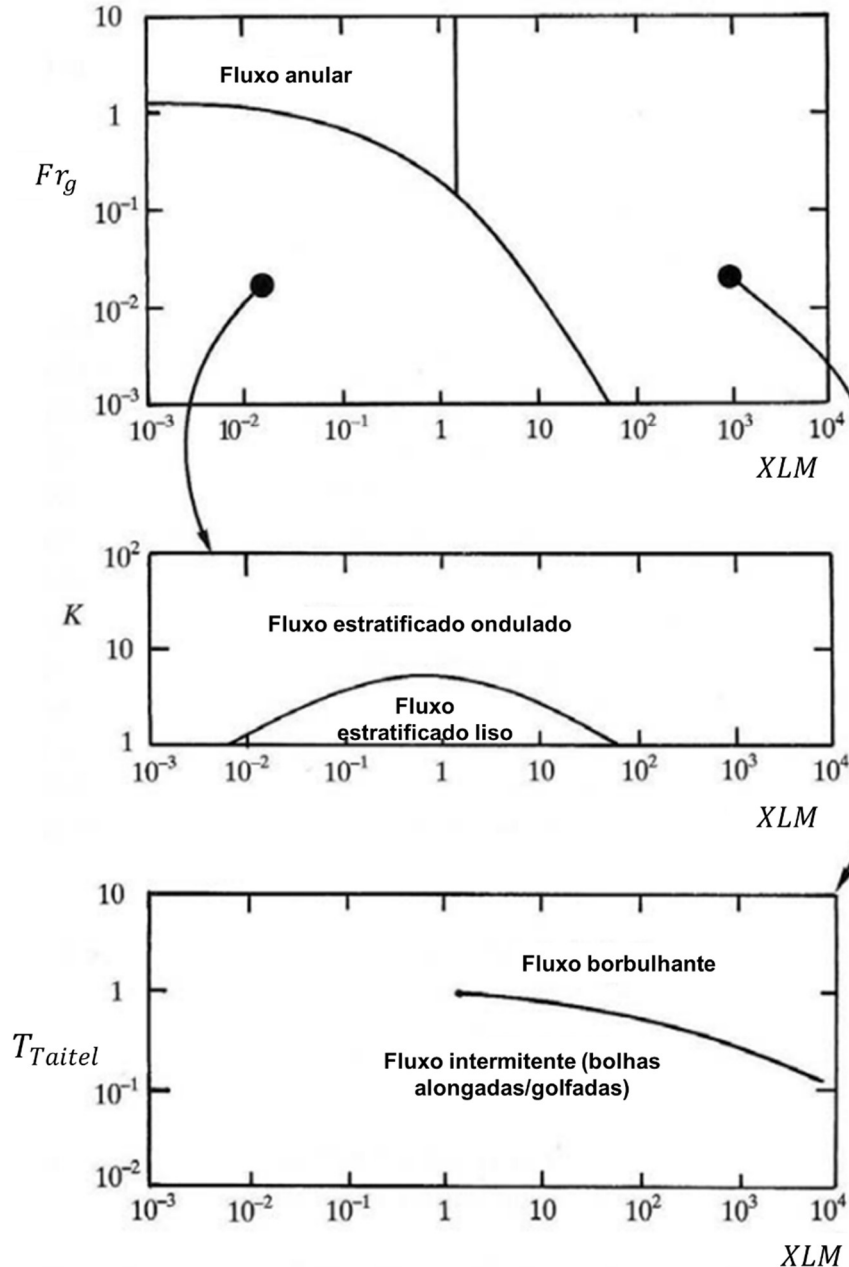


Fonte: Adaptado de Quibén (2005).

Em 1976, Taitel e Dukler propuseram um mapa de padrões de escoamento para escoamento horizontal em tubos fundamentado em uma abordagem analítica dos mecanismos de transição de fluxo juntamente com a seleção empírica de vários

parâmetros. O mapa proposto, conforme Figura 20, tem uma base científica melhor do que muitas das tentativas anteriores e, portanto, é mais representativa do que os outros mapas. O mapa, composto por três gráficos, utiliza o parâmetro Lockhart-Martinelli (XLM), o número de Froude densimétrico do gás (Fr_g) e os parâmetros T e K .

Figura 20 – Mapa de fluxo de Taitel e Dukler para escoamento horizontal.



Fonte Adaptado de Quibén (2005).

Neste caso, a utilização do gráfico é baseada no cálculo das Equações 23 a 26.

$$XLM = \left[\frac{\left(\frac{d_p}{d_z} \right)_l}{\left(\frac{d_p}{d_z} \right)_g} \right]^{1/2} \quad (23)$$

$$Fr_g = \frac{G_g}{[\rho_g(\rho_l - \rho_g)Dg]^{1/2}} \quad (24)$$

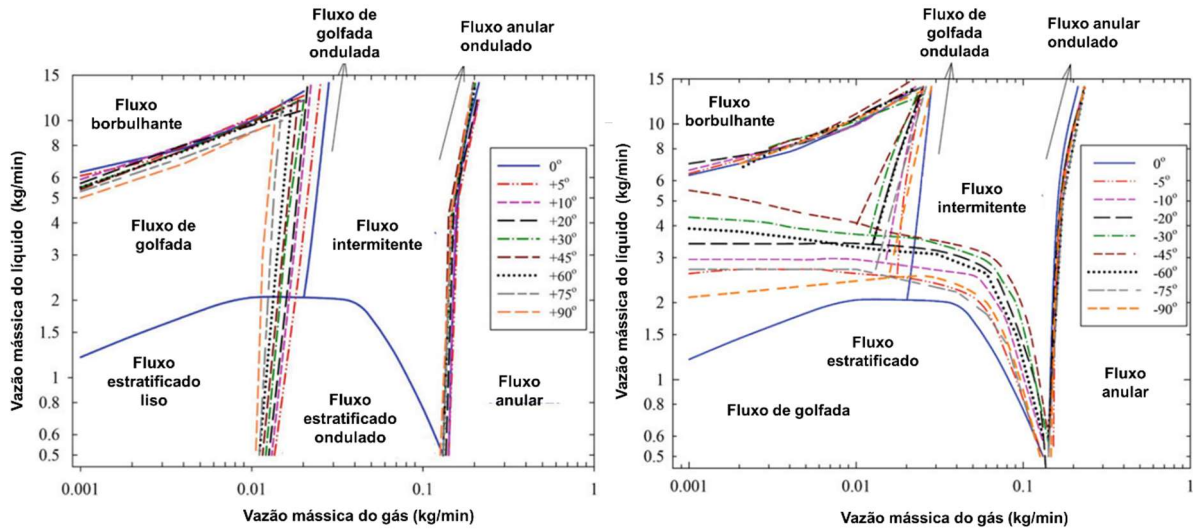
$$T_{Taitel} = \left[\frac{\left| \left(\frac{d_p}{d_z} \right)_l \right|}{g(\rho_l - \rho_g)} \right]^{1/2} \quad (25)$$

$$K = Fr_g Re_l^{1/2} \quad (26)$$

Apesar da falta de um mapa de padrão de fluxo universal, alguns dos mapas de padrão de fluxo existentes mais famosos são os de Mandhane et al. (1974), Figura 19, e Taitel e Dukler (1976), Figura 20, para escoamento bifásico horizontal, e o de Ghajar (2021) para escoamento vertical ascendente e descendente, conforme Figura 21. Esses mapas fornecem informações sobre a extensão e transições entre diferentes padrões de fluxo e servem como uma diretriz para entender o padrão de escoamento em função das taxas de fluxo de gás e líquido.

Em geral, considerando a incerteza, sensibilidade e identificação qualitativa dos padrões de fluxo, os seguintes fatos e limitações sobre os mapas de padrões de fluxo devem ser percebidos: (a) é difícil ter um mapa de padrão de fluxo universal que possa prever a transição de um padrão de fluxo para outro para uma ampla faixa de condições de fluxo bifásico; (b) ao contrário do representado na maioria dos mapas de padrão de fluxo, a transição de um padrão de fluxo para outro é sempre gradual e não pode ser apresentada na forma de uma fina linha contínua com variação brusca; e (c) a identificação correta de um padrão de fluxo nas proximidades da linha de transição depende do julgamento de um indivíduo (GHAJAR, 2021).

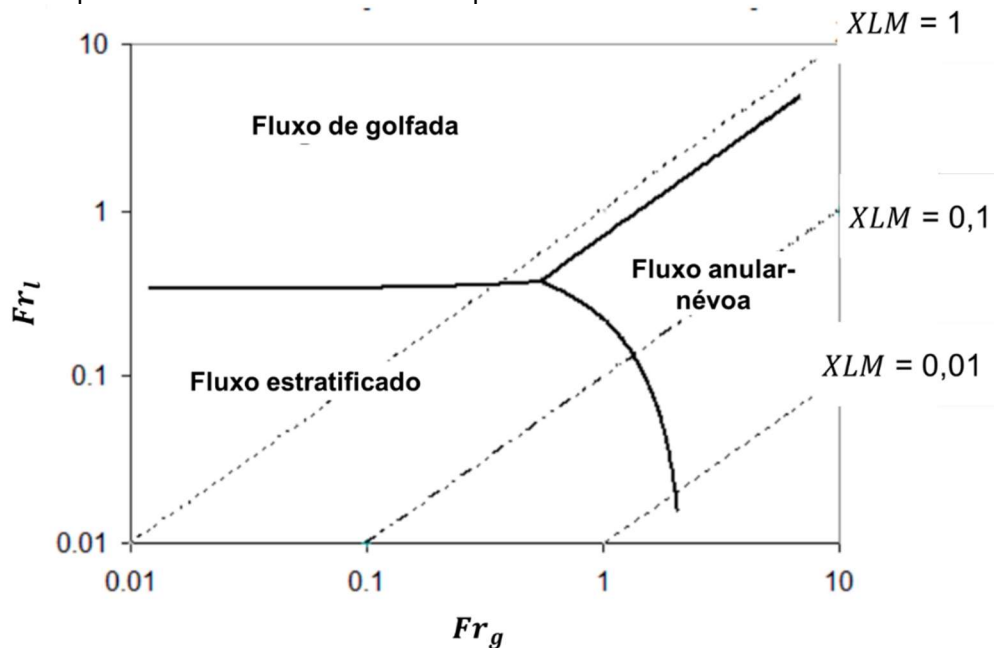
Figura 21 – Mapa de fluxo de Ghajar para escoamento horizontal em diferentes inclinações – a) ascendente b) descendente.



Fonte: Adaptado de Ghajar (2021).

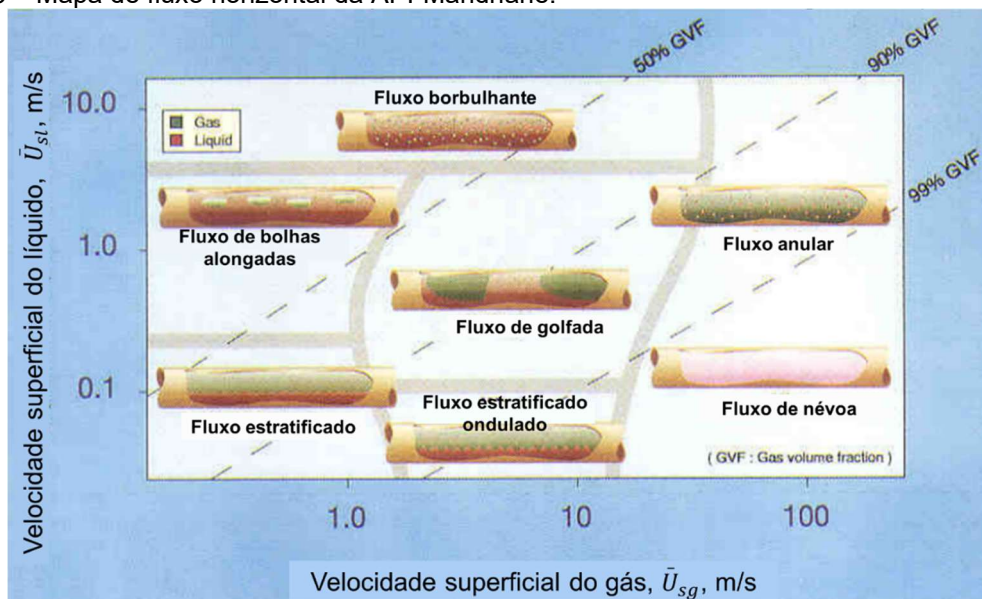
Segundo Quibén (2005), outros mapas menos conhecidos foram desenvolvidos ao longo dos últimos anos, dentre eles pode-se citar o de Hashizume em 1983; Kattan-Thome-Favrat em 1998; Thome and El Hajal em 2002 e o de Wojtan-Ursenbacher-Thome em 2005. Para a indústria do petróleo e gás natural, dois mapas de grande utilização em tubulações horizontais são os de Padrão de Fluxo da Shell (ASME, 2008), utilizado por pesquisas recentes de medição de gás úmido, como Liu et al. (2020), Ma et al. (2021) e Ma et al. (2022), conforme Figura 22, e o Mapa de Mandhane (1974), referenciado por grandes literaturas internacionais de medição de gás úmido e medição multifásica de gás natural, tais como ASME (2008), API (2004) e NFOGM (2005), conforme Figura 23.

Figura 22 – Mapa de fluxo horizontal da Shell Exploration and Production.



Fonte: Adaptado da ASME (2008).

Figura 23 – Mapa de fluxo horizontal da API-Mandhane.



Fonte: API (2004).

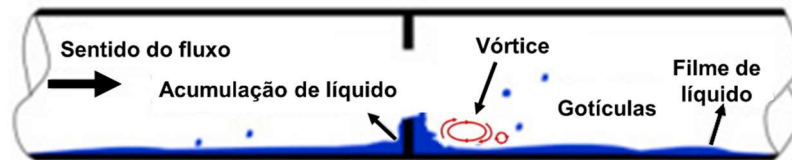
Como existem diferentes tecnologias de medição de gás natural baseadas em diferentes grandezas físicas, medidores de vazão podem ser afetados de maneiras diferentes por padrões de escoamento distintos, sendo deste modo a definição do padrão de escoamento um importante parâmetro para a medição de vazão de gás úmido. Além disso, muitas equações para determinar o *overreading* a serem citadas nas seções posteriores, possuem aplicabilidades somente em condições de escoamento específicas de padrões de fluxo.

2.7. Medição de gás úmido com placa de orifício

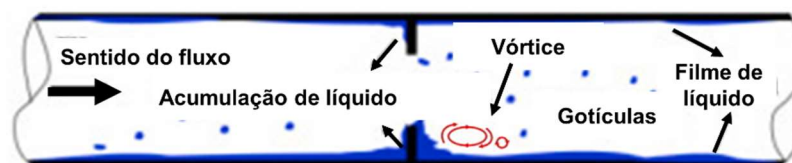
A medição de vazão de gás úmido, ou seja, quando um volume relativamente pequeno de líquido está presente com o gás, ocorre em vários tipos de indústrias, principalmente no gás não processado em instalações de petróleo e gás natural. As tecnologias atuais apresentam erros de medição quando da ocorrência de formação de líquidos na corrente de gás natural, conforme citado pelas normas *AGA Report N° 7 (2006)*, *AGA Report N° 9 (2017)*, *AGA Report N° 11 (2013)*, *AGA Report N° 3 (2012)*, respectivamente para os medidores do tipo turbina, ultrassônicos, coriolis e placas de orifício.

Nas condições de gás úmido e ao utilizar a placa de orifício, um vórtice de maior proporção do que se forma no gás seco, se forma a jusante da placa. A perda de pressão induzida por este vórtice contribui com um aumento do diferencial de pressão e consequentemente da vazão. Por causa da estrutura de contração central abrupta, a fase líquida se acumulará antes ou depois da placa de orifício, e então será carregada a jusante pela fase gasosa (LI, 2020). Uma demonstração deste fenômeno pode ser visualizada na Figura 24.

Figura 24 – Fenômeno de acúmulo de líquido durante medição de gás úmido com placa de orifício.



(a) Fluxo estratificado ondulado



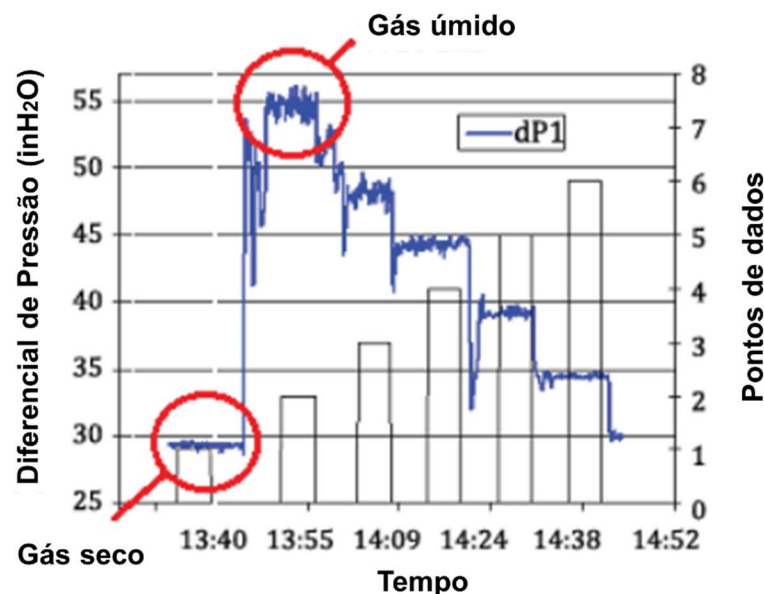
(a) Fluxo anular

Fonte: Adaptado de LI (2020).

Tal fenômeno implica numa medição de diferencial de pressão a maior, e consequentemente numa maior totalização mássica e volumétrica. Na Figura 25, pode se verificar o comportamento do diferencial de pressão em função da adição de cargas de líquidos ao longo do tempo. O primeiro conjunto de dados, circulado em vermelho

à esquerda, é um fluxo de gás seco com diferencial de pressão próximo a 30 inH₂O e com pouca variação de diferencial de pressão (baixo desvio padrão). O segundo ponto, mostra o fluxo de gás úmido em $XLM= 0,25$. O líquido induziu um aumento significativo no diferencial de pressão, próximo a 55 inH₂O para a vazão de gás definida e um aumento significativo no desvio padrão desta variável. Nas etapas seguintes, à medida que a carga de líquido é reduzida em etapas, o valor de diferencial de pressão subsequente e o desvio padrão são reduzidos em direção aos valores originais de gás seco.

Figura 25 – Diferencial de pressão versus tempo numa placa de orifício numa transição de gás seco para gás úmido



Fonte: Kinney e Steven (2012).

2.8. Correlações de *overreading* de vazão

Os medidores de diferencial de pressão em fluxos de gás úmido tendem a ter uma sobre leitura, ou seja, contabilizar uma vazão do gás a maior, sendo este termo utilizado na literatura e padronizado neste trabalho como *overreading*. De acordo com Bai e Zheng (2018), a previsão da vazão mássica de gás não corrigida é muitas vezes chamada de vazão de massa de gás aparente, $\dot{m}_{g,ap}$, conforme Equação 27. Esta é mesma equação de totalização de gás seco, terminologicamente substituindo os termos $\dot{m}_{g,ap}$ (vazão mássica aparente), ΔP_{tp} (diferencial de pressão bifásico ou *two-phase differential pressure*) e Cd_{tp} (coeficiente de descarga bifásico) por \dot{m}_g (vazão mássica do gás), ΔP_g (diferencial de pressão monofásico do gás) e Cd (coeficiente de

descarga monofásico), respectivamente.

$$\dot{m}_{g,ap} = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} C d_{tp} \varepsilon A_t \sqrt{2\rho_g \Delta P_{tp}} \quad (27)$$

$$\beta = d/D = A_t/A \quad (28)$$

Nas Equações 27 e 28, A_t é a área da seção transversal mínima de um medidor de diferencial de pressão, às vezes chamada de “garganta”; A é a área da entrada do medidor; ε é o coeficiente de expansibilidade; e β é a razão entre o diâmetro da placa de orifício (d) e o diâmetro do trecho reto que a mesma está instalada (D), sendo determinado na Equação 28.

O *overreading* – OR , é a razão entre vazão mássica aparente ($\dot{m}_{g,ap}$) e a real (\dot{m}_g). As Equações 29 e 30 mostram o equacionamento do *overreading*, em valores absolutos e percentuais.

$$OR = \frac{\dot{m}_{g,ap}}{\dot{m}_g} \cong \sqrt{\frac{\Delta P_{tp}}{\Delta P_g}} \quad (29)$$

$$OR(\%) = \left(\frac{\dot{m}_{g,ap}}{\dot{m}_g} - 1 \right) \times 100\% \cong \left(\sqrt{\frac{\Delta P_{tp}}{\Delta P_g}} - 1 \right) \times 100\% \quad (30)$$

A investigação do parâmetro OR é a base para as correlações que permitem determinar a vazão de gás úmido e muitos trabalhos foram conduzidos em diversas partes do mundo para melhorar o desempenho dessas correlações, conforme Tabela 2. Segundo a ASME (2008), podemos citar outras menos conhecidas como as propostas de Bizon (1965), Collins e Gacesa (1971), Smith e Leang (1975). Para este trabalho foram selecionadas as equações mais difundidas e mais generalistas, ou seja, as que utilizaram ampla faixas de variáveis e características experimentais, para uma ampla faixa de pressão, x (título), XLM e β (beta).

Existem outras equações importantes para medição do diferencial de pressão, como as propostas de De Leeuw (1997), Moura e Marillet (1997), Steven (2002) e He e Bai (2014), entretanto, elas são aplicáveis para outras tecnologias de medição de diferencial de pressão, como tubos Venturi e V-cone. Tais fórmulas não são analisadas neste estudo, que será focado em sistemas de medição por diferencial de pressão com geometria do tipo placa de orifício.

Tabela 2 – Correlações clássicas de vazão mássica de gás úmido existentes para determinar o *overreading* dos medidores de placa de orifício.

Referência	Correlação	Condições de operação	Equação
<i>Homogeneous flow model</i> (Bai e Zheng, 2018)	$\dot{m}_g = \frac{\dot{m}_{g,ap}}{\sqrt{1 + \left(\sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}} + \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_g}} \right) + XLM + XLM^2}}$	Fluxo homogêneo	(31)
<i>Separated Flow Model (1982)</i> (Bai e Zheng, 2018)	$\dot{m}_g = \frac{\dot{m}_{g,ap}}{1 + XLM}$	Fluxo estratificado	(32)
Murdock (1962)	$\dot{m}_g = \frac{\dot{m}_{g,ap}}{1 + 1.26XLM}$	Fluxo estratificado <i>P</i> : 0,101 – 6,3 MPa <i>x</i> : 0,11 – 0,98 <i>XLM</i> : 0,041 – 0,25 <i>β</i> : 0,2602 – 0,5	(33)
James (1965)	$\dot{m}_g = \dot{m}_{g,ap} \sqrt{\frac{x^2}{x^2 + (1 - x^{1.5}) \rho_g / \rho_l}}$	Fluxo homogêneo <i>P</i> : 0,689 & 2,756 MPa <i>x</i> : 0,05, 0,22 e 0,5 <i>D</i> : 200mm <i>β</i> : 0,707 & 0,837	(34)
Chisholm (1977)	$\dot{m}_g = \frac{\dot{m}_{g,ap}}{\sqrt{1 + CXLM + XLM^2}}$ $C = \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{1/4} + \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{1/4}$	Fluxo estratificado <i>P</i> : 1,0 – 7,0 MPa <i>XLM</i> : 0,5 – 5,0 <i>D</i> : 51 mm <i>β</i> : 0,186 – 0,498	(35)
Lin (1982)	$\dot{m}_g = \frac{\dot{m}_{g,ap}}{1 + \theta XLM}$ $\theta = 1.48625 - 9.26541 \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right) + 44.6954 \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^2 - 60.615 \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^3 - 5.12966 \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^4 + 26.5743 \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^5$	Fluxo estratificado <i>P</i> : 0,8 – 19,8 MPa <i>DR</i> : 0,00455 – 0,328 <i>x</i> : 0,02 – 1,0 <i>β</i> : 0,25 – 0,75	(36)

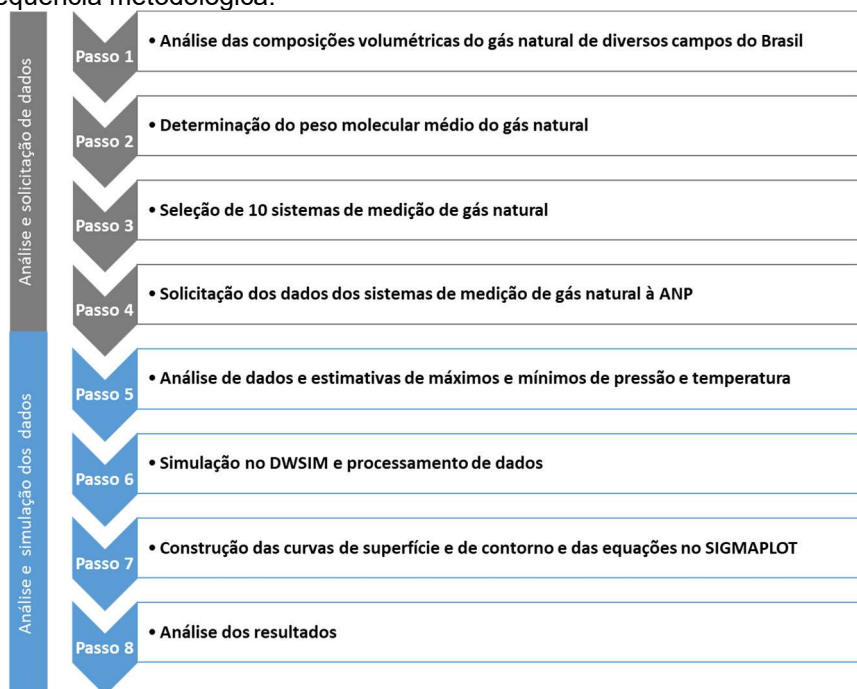
Fonte: Adaptado de Bai e Zheng (2018).

3. METODOLOGIA

Para determinação da formação de líquidos em sistema de medição de gás natural e cálculos do parâmetro Lockhart-Martinelli e do *overreading*, através das correlações de Murdock (1962), Chisholm (1977) e Lin (1982) e *Separated Flow Model (1982)*, devem estar disponíveis a pressão, composição molar e temperatura dos sistemas de medição. Para verificar as condições de operação e atender as equações citadas, devem também estar disponíveis as informações dimensionais da placa de orifício (d), diâmetro do trecho reto de medição (D) e conseqüentemente o beta (β).

A metodologia utilizada nesta pesquisa consta de 8 etapas as quais podem ser visualizadas na Figura 26, sendo cada uma delas detalhadas posteriormente.

Figura 26 – Sequência metodológica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1. Análise das composições volumétricas do gás natural de diversos campos do Brasil

Em arquivos disponibilizados no site da ANP podem ser visualizadas as frações do gás natural, em percentuais volumétricos, de todos os campos do Brasil (gás associado e gás não-associado). Estes dados públicos estão disponíveis para atendimento a legislação Resolução ANP nº 40/2009, que determina o preço de

referência de cada campo de produção brasileiro. Um exemplo de dados disponibilizado pela ANP pode ser visualizado na Figura 27.

Figura 27 – Frações volumétricas dos componentes do gás natural de alguns campos do Brasil.



PREÇO DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL – MAIO – 2021

Abaixo, a cromatografia dos campos/blocos, por fração componente do gás natural:

Campos	VC1	VC2	VC3	VC4	VC5+
Abalone	0,80443	0,09994	0,04209	0,02079	0,02182
Acajá-Burizinho	0,86602	0,04063	0,01499	0,02781	0,03246
Acauã	0,81535	0,08016	0,04773	0,02542	0,01412
Água Grande	0,85390	0,09600	0,01040	0,00540	0,00660
Aguilhada	0,75270	0,01520	0,03900	0,04130	0,02330
Agulha	0,90070	0,04020	0,01520	0,00780	0,00740
Albacora	0,73950	0,12690	0,07530	0,02620	0,01050
Albacora Leste	0,88650	0,03310	0,01450	0,00860	0,00740
Alto do Rodrigues	0,79243	0,00034	0,00000	0,00004	0,00024
Anambé	0,85440	0,07660	0,02660	0,01190	0,00880
Anc Brava	0,79224	0,08319	0,04569	0,02345	0,02661
Anc Tupi	0,71809	0,11429	0,06953	0,02752	0,00847
Anequim	0,85780	0,06090	0,03900	0,01810	0,01040

Fonte: ANP (2022e).

3.2. Determinação do peso molecular médio do gás natural

Com os componentes em frações volumétricas que constam na Figura 27, pode ser determinado o peso molecular do gás de cada campo. No entanto, nesta figura constam somente os componentes C_1H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , sendo os componentes acima de C_5H_{12} (C_5H_{12} , C_6H_{14} , C_7H_{16} , C_8H_{18} , C_9H_{20} , $C_{10}H_{22}$) determinados como C_5+ . Para este passo, foi considerada uma aproximação do C_5+ ser unicamente o C_5H_{12} . Esta aproximação não tem impactos reais neste trabalho, uma vez que este cálculo de peso molecular aproximado só será utilizado para a ordenação e seleção dos campos com maiores temperaturas de orvalho (maiores pesos moleculares), pois posteriormente a escolha de tais campos, foi solicitado a ANP a composição molar completa do gás natural (C_1H_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , C_6H_{14} , C_7H_{16} , C_8H_{18} , C_9H_{20} , $C_{10}H_{22}$ e contaminantes CO_2 , N_2 , H_2O , He , O_2 , CO , H_2 , Ar), sendo determinado neste momento o peso molecular correto.

Os dados em base volumétrica foram tabelados e, através dos fatores de conversão para cada componente gasoso da ISO (2016), foi possível determinar os percentuais em base molar e pesos moleculares para cada campo de produção. Assim, dentre

todos os campos do Brasil, puderam ser escolhidos 10 campos com maiores pesos moleculares e que provavelmente terão condições de formação de líquidos mais críticas (alta temperatura de orvalho).

3.3. Seleção de 10 sistemas de medição de gás natural

No site da ANP (2022c), pode-se verificar a lista de sistemas de medição de gás natural de todo o E&P localizados nos campos selecionados no item 3.2. Foi então realizada a escolha dos casos mais extremos de peso molecular, totalizando dez sistemas de medição de gás natural de vários campos distintos. Os sistemas de medição escolhidos para análise são identificados como MS – *Measuring Station*, e são eles: MS-A, MS-B, MS-C, MS-D, MS-E, MS-F, MS-G, MS-H, MS-I e MS-J.

3.4. Solicitação dos dados dos sistemas de medição de gás natural à ANP

Em atendimento a Resolução ANP 65/14 – Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água, são enviados diariamente para a ANP, por todos os operadores de petróleo do Brasil, dados de produção de cada sistema de medição em formato XML – *eXtensible Markup Language*, conforme Figuras 28 e 29. Este envio diário dos sistemas de medição reflete uma necessidade do órgão regulador em manter um acompanhamento da produção e do comportamento dos sistemas de medição em atendimento ao RTM (2013).

Figura 28 – Exemplo de arquivo XML de um dia para um ponto de medição de gás – parte 1.

```
<PRODUCAO>
  <DHA_INICIO_PERIODO_MEDICAO>12/07/2021 00:00:00</DHA_INICIO_PERIODO_MEDICAO>
  <DHA_FIM_PERIODO_MEDICAO>13/07/2021 00:00:00</DHA_FIM_PERIODO_MEDICAO>
  <ICE_DENSIDADE_RELATIVA>0,65505242</ICE_DENSIDADE_RELATIVA>
  <MED_DIFERENCIAL_PRESSAO>4,001</MED_DIFERENCIAL_PRESSAO>
  <MED_PRESSAO_ESTATICA>482,654</MED_PRESSAO_ESTATICA>
  <MED_TEMPERATURA>24,90</MED_TEMPERATURA>
  <PRZ_DURACAO_FLUXO_EFETIVO>1440,0500</PRZ_DURACAO_FLUXO_EFETIVO>
  <MED_CORRIGIDO_MVMDO>15,99600</MED_CORRIGIDO_MVMDO>
```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 – Exemplo de arquivo XML de um dia para um ponto de medição de gás – parte 2.

```

<CONFIGURACAO_CV>
  <NUM_SERIE_COMPUTADOR_VAZAO>0003020018:SMAR-FC302:187</NUM_SERIE_COMPUTADOR_VAZAO>
  <DHA_COLETA>13/07/2021 03:43:21</DHA_COLETA>
  <MED_TEMPERATURA>20,00</MED_TEMPERATURA>
  <MED_PRESSAO_ATMSA>100,910</MED_PRESSAO_ATMSA>
  <MED_PRESSAO_RFRNA>101,325</MED_PRESSAO_RFRNA>
  <MED_DENSIDADE_RELATIVA>0,65505236</MED_DENSIDADE_RELATIVA>
  <DSC_NORMA_UTILIZADA_CALCULO>AGA3; AGA8 - Detailed</DSC_NORMA_UTILIZADA_CALCULO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_NITROGENIO>0,550000</PCT_CROMATOGRAFIA_NITROGENIO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_CO2>0,130000</PCT_CROMATOGRAFIA_CO2>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_METANO>88,260000</PCT_CROMATOGRAFIA_METANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_ETANO>5,890000</PCT_CROMATOGRAFIA_ETANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_PROPANO>2,940000</PCT_CROMATOGRAFIA_PROPANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_N_BUTANO>0,910000</PCT_CROMATOGRAFIA_N_BUTANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_I_BUTANO>0,500000</PCT_CROMATOGRAFIA_I_BUTANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_N_PENTANO>0,270000</PCT_CROMATOGRAFIA_N_PENTANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_I_PENTANO>0,230000</PCT_CROMATOGRAFIA_I_PENTANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_HEXANO>0,180000</PCT_CROMATOGRAFIA_HEXANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_HEPTANO>0,080000</PCT_CROMATOGRAFIA_HEPTANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_OCTANO>0,030000</PCT_CROMATOGRAFIA_OCTANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_NONANO>0,020000</PCT_CROMATOGRAFIA_NONANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_DECANO>0,010000</PCT_CROMATOGRAFIA_DECANO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_H2S>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_H2S>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_AGUA>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_AGUA>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_HELIO>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_HELIO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_OXIGENIO>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_OXIGENIO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_CO>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_CO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_HIDROGENIO>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_HIDROGENIO>
  <PCT_CROMATOGRAFIA_ARGONIO>0,000000</PCT_CROMATOGRAFIA_ARGONIO>
  <DSC_VERSAO_SOFTWARE>FC302V3.3.3</DSC_VERSAO_SOFTWARE>
</CONFIGURACAO_CV>

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com as identificações de cada sistema de medição de interesse, foi solicitado à ANP, através de manifestação no portal “Fala.BR – Plataforma Integrada de Ouvidoria e Acesso à Informação”, os dados dos arquivos XML dos 10 sistemas de medição de gás natural no período de junho a setembro de 2020 (inverno) – situações mais críticas do ano com menores temperaturas dos sistemas de medição e mais próximas a temperatura de orvalho.

Os dados dos arquivos XML foram fornecidos pela ANP em planilha de dados de Excel®, contendo para cada dia do intervalo solicitado as 34 informações mostradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Informações disponibilizadas pela ANP para cada sistema de medição para cada dia de produção.

Dado fornecido	Dado fornecido
Código da Instalação	% Cromatografia Decano
Tag do Ponto Medição	% Cromatografia Nitrogênio Gas
Pressão Atmosférica	% Cromatografia Água
Densidade Relativa Gas	% Cromatografia Hélio
% Cromatografia Nitrogênio	% Cromatografia Oxigênio
% Cromatografia CO2	% Cromatografia CO
% Cromatografia Metano	% Cromatografia Hidrogênio
% Cromatografia Etano	% Cromatografia Argônio
% Cromatografia Propano	Pressão Considerada
% Cromatografia N-Butano	Diâmetro Referência placa de orifício (mm)
% Cromatografia I-Butano	Diâmetro Interno Trecho Reto (mm)
% Cromatografia N-Pentano	Densidade Relativa
% Cromatografia I-Pentano	Diferencial Pressão (kPa)
% Cromatografia Hexano	Pressão Estática (kPa)
% Cromatografia Heptano	Temperatura (°C)
% Cromatografia Octano	Duração Fluxo Efetivo (minutos)
% Cromatografia Nonano	Volume Corrigido Movimentado (10 ³ m ³)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o MS-A, os dados necessários para as simulações deste trabalho estão dispostos nas Tabela 4 e 5 e para os demais sistemas, no APÊNDICE A.

Tabela 4 – Composição molar do gás natural do MS-A.

Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000
Metano	75,818
Dióxido de Carbono	0,431
Isopentano	0,907
Etano	9,664
Hélio	0,000
Oxigênio	0,000
Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000
Propano	6,037
Isobutano	1,402
Nitrogênio	2,180
N-hexano	0,247
N-heptano	0,000
N-butano	2,702
N-decano	0,000
N-nonano	0,000
N-octano	0,000
N-pentano	0,614
Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,770

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 – Dimensões e características do MS-A

Parâmetro	Valor
d (mm)	25,983
D (mm)	77,81
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	334,05
Pressão média (kPa)	643,11
Temperatura média (°C)	29,96

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5. Análise de dados e estimativas de máximos e mínimos de pressão e temperatura

Os dados da Tabela 3 são valores referentes a um dia de produção para os 10 sistemas escolhidos, ou seja, dados médios do período de 24 horas e não estão disponíveis os dados máximos e mínimos instantâneos de pressão e temperatura. Como o interesse é determinar os máximos e mínimos destas variáveis para cada sistema de medição escolhido, foi necessário desenvolver uma metodologia para estimar estes valores. Assim, foram analisados outros sistemas de medição de gás natural similares com a informação instantânea de pressão e temperatura, como tentativa de inferir variações de pressão e temperatura típicas que ocorrem nos sistemas de medição de interesse.

Foram então selecionados 10 outros sistemas de medição que o autor possui acesso a dados instantâneos (MS-1, MS-2, MS-3, MS-4, MS-5, MS-6, MS-7, MS-8, MS-9, MS-10). De posse das variáveis instantâneas e médias de pressão e temperatura que ocorrem nos sistemas MS-1 a MS-10, foi possível estabelecer um intervalo de frequências de variação de pressão (ΔP) e variação de temperatura (ΔT), a partir do valor médio. Tal análise foi realizada determinando intervalos de frequências de ocorrências de pressão e de temperatura e posteriormente realizando uma média ponderada das frequências que ocorrem em cada intervalo, para cada sistema de medição, conforme exemplo do MS-1, detalhado nas Tabelas 9 e 10.

Para todos os sistemas de medição (MS-1 a MS-10), foram realizadas as devidas ponderações do intervalo de frequência e foi possível construir as Tabelas 11 e 12, com todos os sistemas de medição e suas relações entre as médias e as variações típicas, determinando conseqüentemente a dispersão mais representativa e maior que pode ocorrer para a variável pressão e para a variável temperatura num sistema de medição típico.

Então as variações máximas de pressão e temperatura destes sistemas análogos (MS-1 a MS-10) foram replicadas nos sistemas de interesse deste trabalho (MS-A, MS-B, MS-C, MS-D, MS-E, MS-F, MS-G, MS-H, MS-I).

3.6. Simulação no DWSIM® e processamento de dados

A equação de estado escolhida neste trabalho foi a de Soave-Redlich–Kwong (SRK). A escolha é justificada por ser amplamente aplicada para o cálculo de equilíbrio líquido-vapor de uma variedade significativa de misturas de compostos e ela estar disponível no software de simulação utilizado.

Para cada sistema de medição de interesse (MS-A a MS-I), foram selecionadas as menores e maiores densidades relativas do gás natural, no período fornecido pela ANP, ou seja, para cada sistema foram traçadas duas curvas de orvalho.

Foi então traçado o quadrante de operação para cada MS, contemplando os intervalos mínimos e máximos de pressão e temperatura (9 pontos de operação), conforme definido no item 3.5 e exemplificado nas Figuras 33 a 37. Como existem duas curvas de orvalho para cada sistema de medição, foram realizadas 18 simulações no software DWSIM® 8.0.4 – *Chemical Process Simulator*, com a equação de SRK (Equações 2 a 6) para cada MS.

O DWSIM® é um simulador de processo químico multiplataforma (Windows, Linux, Android, macOS e iOS), gratuito e de código aberto, compatível com CAPE-OPEN (padrão de interface que consiste em uma série de especificações de simulação de processo). Para sua utilização é necessário Windows XP de 32/64 bits ou mais recente ou Linux de 64 bits, ou macOS e Raspberry Pi 2 ou mais recente (DWSIM, 2022).

O diagrama de fases de hidrocarbonetos, focado na curva de orvalho, assim como as variáveis da Tabela 4 foram determinadas através do DWSIM®.

Tabela 6 – Parâmetros gerados pelo DWSIM®.

Dados de saída	
Vazão mássica total aparente (kg/s)	$\dot{m}_{g,ap}$
Densidade mistura (kg/ m ³)	ρ_{mix}
Densidade do gás (kg/m ³)	ρ_{gas}
Viscosidade dinâmica do gás (Pa.s)	μ_g
Título (adimensional)	x
Densidade do líquido (kg/m ³)	ρ_l
Viscosidade dinâmica do líquido (Pa.s)	μ_l

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados obtidos com o DWSIM® foram pós-processados no *software* Excel®, objetivando calcular os parâmetros listados na Tabela 7 e implementar os equacionamentos de *overreading* listados na Tabela 2. Com a construção do diagrama de fases e os pontos de operação, foi possível de se determinar, dentre os sistemas de medição analisados (MS-A a MS-I) quais deles tem a operação de medição com gás seco e quais deles tem a operação de medição com gás úmido.

Tabela 7 – Parâmetros calculados no *software* Excel®.

Parâmetro	
Área da entrada do medidor (m ²)	A
Velocidade superficial do gás (m/s)	\bar{U}_{sg}
Velocidade superficial do líquido (m/s)	\bar{U}_{sl}
Número de Reynolds do gás (adimensional)	Re_g
Número de Reynolds do líquido (adimensional)	Re_l
Fator de Fricção do gás (adimensional)	f_g
Fator de Fricção do líquido (adimensional)	f_l
Número de Froude densimétrico do gás (adimensional)	Fr_g
Número de Froude densimétrico do líquido (adimensional)	Fr_l
Razão de densidades do gás e líquido	DR
Fração de volume do gás (adimensional)	GVF
Fração de volume do líquido (adimensional)	LVF
Vazão mássica total real do gás (kg/s)	\dot{m}_g
Vazão volumétrica do gás (m ³ /s)	\dot{Q}_g
Vazão volumétrica do líquido (m ³ /s)	\dot{Q}_l

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para utilização dos equacionamentos de *overreading* é necessário verificar se as condições para as quais as equações foram propostas estão sendo respeitadas, conforme condições de operação da Tabela 2. Referente ao padrão de fluxo, será utilizado o mapa de padrão de fluxo da Shell (ASME, 2008), utilizado nos trabalhos de Steven (2009), Liu et al. (2020) e Ma et al. (2021).

3.7. Construção das curvas de superfície e de contorno e das equações no *software* SigmaPlot

Após os cálculos do *overreading* de cada correlação, em função da pressão e temperatura, os dados foram inseridos no *software* SigmaPlot® para realizar uma regressão não linear e determinar a equação correspondente, sendo $OR (\%) = f(\text{temperatura}, \text{pressão})$. Este ajuste de curva não linear é um processo iterativo que pode convergir para encontrar a melhor solução possível para uma regressão não linear. Ele começa com uma estimativa inicial nos parâmetros, verifica-se se a equação apresenta um ajuste adequado, e continua com novas estimativas até que as diferenças entre a soma dos quadrados residuais não diminuam mais significativamente (STARCOM, 2022).

O SigmaPlot® é um *software* de análise de dados científicos e gráficos com ajuste avançado de curva, uma linguagem de programação baseada em vetor, possibilidade de programação e possui mais de 50 testes estatísticos utilizados com frequência em análises estatísticas (SIGMAPLOT, 2022).

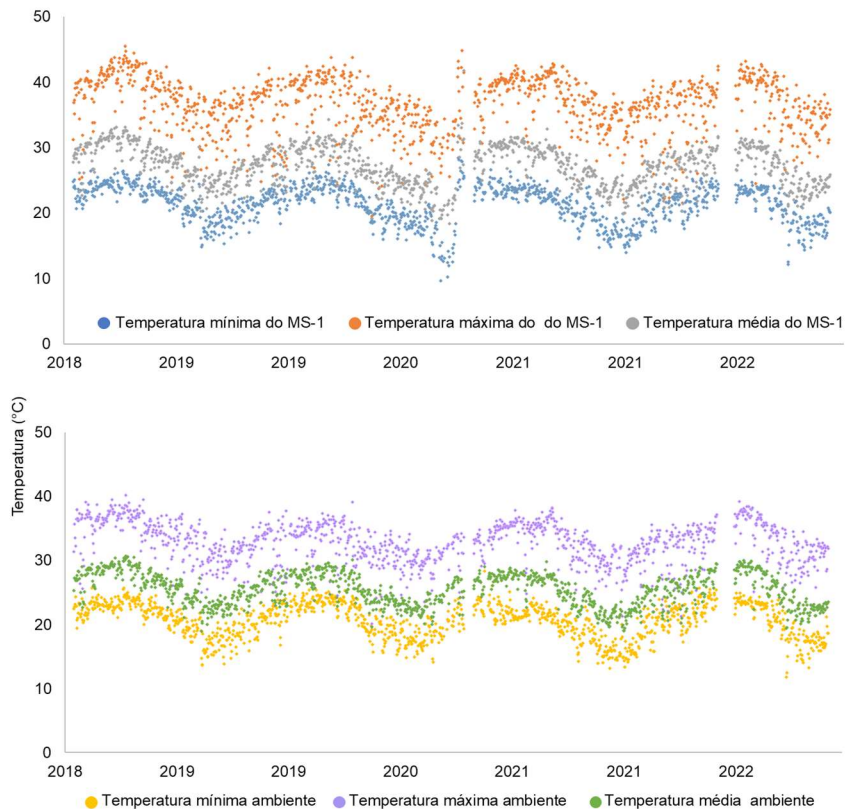
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Análise das variáveis temperaturas, pressões e composições molares do gás natural

4.1.1. Determinação das temperaturas mínimas e máximas

Numa análise dos sistemas de medição MS-1 a MS-10, com dados instantâneos, foi possível estimar os mínimos, médios e máximos de temperatura que ocorrem num dia e correlacionar essa variação nos sistemas de medição de interesse deste trabalho, ou seja, MS-A a MS-I. Foi percebido que para a temperatura do sistema de medição, há grande variação durante um dia de produção, com forte correlação com a temperatura ambiente. Este fato deve-se a condição praticamente estável de temperatura de um reservatório de petróleo e gás natural, sem injeção de vapor no reservatório, onde os fluidos produzidos do poço na unidade de produção sofrem perda de temperatura durante o escoamento, mas também possuem uma incidência solar no sistema de produção e medição, localizado na unidade de produção e ao ar livre. A forte correlação pode ser visualizada na Figura 30 a) e b).

Figura 30 – a) Variações de temperatura do MS-1 e b) temperatura ambiente do local.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O coeficiente de correlação de Pearson, entre as temperaturas mínimas, médias e máximas foi respectivamente 0,89, 0,90 e 0,91, ou seja, segundo a Tabela 8, uma correlação forte e positiva. Similar análise foi realizada para outros sistemas de medição (MS-2 a MS-10) e foi percebida também uma grande correlação entre a temperatura ambiente e a temperatura do sistema de medição. Desta forma, para a variável temperatura, podemos inferir que este comportamento cíclico diário, dependente da temperatura ambiente, também ocorre nos sistemas de medição deste estudo (MS-A a MS-I).

Tabela 8 – Coeficientes de correlação de Pearson e suas características.

Coeficiente de correlação	Característica da correlação
$R = 1$	Perfeita positiva
$0,8 \leq R < 1,0$	Forte positiva
$0,5 \leq R < 0,8$	Moderada positiva
$0,1 \leq R < 0,5$	Fraca positiva
$0,0 \leq R < 0,1$	Ínfima positiva
0	Nula

Fonte: Adaptado de Santos (2007).

Realizando uma análise mais aprofundada dos valores instantâneos, a partir de milhares de observações para cada sistema de medição, foi possível determinar os valores máximo, mínimo e médio de temperatura. Com os valores máximos e mínimos, foi possível determinar o ΔT para cada dia de produção (diferença entre a máxima temperatura e a mínima temperatura do dia). Pode-se verificar através da Tabela 9 que ocorre um ΔT de 1,8 °C e ΔT de 29,2 °C, mas a grande parte do ΔT ocorre com 16,7 °C. Realizando uma média ponderada entre o ΔT e as frequências de ocorrências, é possível verificar que, para o MS-1 tem uma variação de ΔT representativa de 15,3°C.

Tabela 9 – Ocorrências de ΔT no MS-1.

Limite inferior, °C	Limite superior, °C	Frequência	Ponto Médio Classe (ΔT), °C	Ponto Médio Classe x Frequência, °C
0,6	3,1	4,0	1,85	7,4
3,1	5,6	26,0	4,33	112,6
5,6	8,1	28,0	6,81	190,8
8,1	10,5	81,0	9,30	753,0
10,5	13,0	133,0	11,78	1566,7
13,0	15,5	279,0	14,26	3979,3
15,5	18,0	466,0	16,75	7803,5
18,0	20,5	219,0	19,23	4211,1
20,5	23,0	27,0	21,71	586,2
23,0	25,4	3,0	24,19	72,6
25,4	27,9	1,0	26,7	26,7
27,9	30,4	4,0	29,16	116,6
$\frac{\sum PMCxFq}{\sum Fq}$				15,3

Fonte: Elaborado pelo autor.

Fazendo esta análise de ΔT para cada um dos 10 sistemas de medição (MS-1 a MS-10), foi possível obter os valores percentuais de ΔT em função das temperaturas médias, conforme a Tabela 10.

Tabela 10 – Relação entre temperatura média e variação de temperatura (ΔT) para os sistemas de medição MS-1 a MS-10

Estações de Medição	Temperatura Média do Sistema de Medição (°C)	ΔT (°C)	ΔT (%)
MS-1	27,4	15,3	55,8%
MS-2	27,4	14,4	52,5%
MS-3	36,8	15,3	41,7%
MS-4	34,9	16,6	47,4%
MS-5	46,7	15,4	33,0%
MS-6	46,7	15,9	34,0%
MS-7	47,1	16,0	34,0%
MS-8	47,1	11,2	23,8%
MS-9	30,7	14,5	47,1%
MS-10	34,6	12,3	35,5%

Fonte: Elaborado pelo autor.

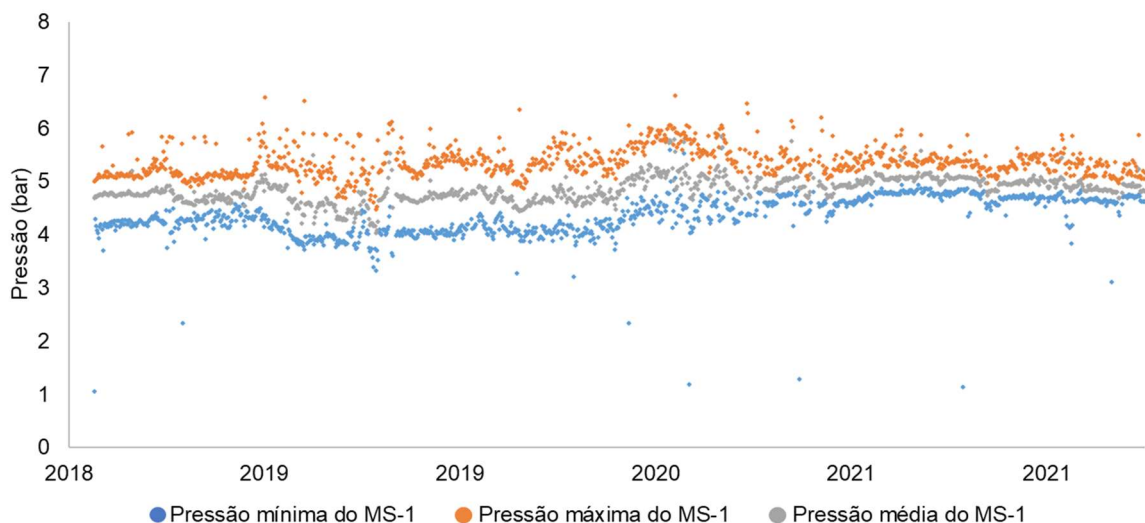
Dessa forma, o máximo valor de ΔT que ocorre em um sistema de medição foi de 55,8% da temperatura média, no MS-1. Esta variação, com a justificativa apresentada, foi utilizada nos demais sistemas de medição na análise deste estudo (MS-A a MS-I), definindo assim, a partir de uma temperatura média, um valor máximo e mínimo que pode ocorrer num determinado dia de produção. Por exemplo, um sistema de medição

com temperatura média de 27,98°C tem suas máximas e mínimas do dia respectivamente, 35,79 °C e 20,17°C.

4.1.2. Determinação das pressões mínimas e máximas

Numa análise dos mesmos 10 sistemas de medição de gás natural com placa de orifício (MS-1 a MS-10), com dados instantâneos, foi possível calcular os mínimos, médios e máximos da pressão que ocorrem num dia. Foi percebido que para a pressão há uma grande variação, mas não periódica como a temperatura, provavelmente pela ocorrência de condições atípicas de processo (despressurização de vasos, operações do compressor de gás, alinhamento e desalinhamento de poços com características operacionais distintas, etc.), sem uma correlação típica, ou seja, de forma diferente do que ocorreu com a temperatura e temperatura ambiente. Uma análise da pressão do MS-1 pode ser visualizada na Figura 31, com valores de pressão “zero” eliminadas desta visualização.

Figura 31 – Variação de pressão do MS-1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Realizando uma análise mais aprofundada dos valores instantâneos, a partir de observações para cada sistema de medição, foi possível determinar os valores máximo, mínimo e médio de pressão e a variação de pressão (ΔP) para cada dia de produção (diferença entre a máxima pressão e a média pressão do dia multiplicada por dois). Esta alteração da forma de calcular o ΔP , diferente do ΔT , deve-se pela grande quantidade de ocorrências de despressurizações que ocorrem por dia num sistema de medição, muitas vezes por purgas ou drenos e limpezas de instrumentos,

levando em momentos do dia a pressão a “zero”. Assim, a utilização da metodologia do ΔP através da diferença dos máximos valores de pressão (altas pressões de processo) e mínimos valores de pressão (zero) superestimaria a análise comparativa do ΔP .

Pode-se verificar na Tabela 11 que ocorre $\Delta P/2$ de 0,2 bar e $\Delta P/2$ de 2,4 bar, mas a grande parte do $\Delta P/2$ ocorre com 0,4 bar. Realizando uma média ponderada entre o $\Delta P/2$ e as frequências de ocorrências, é possível verificar que o MS-1 tem uma variação de $\Delta P/2$ representativa de 0,53 bar, totalizando um ΔP representativo de 1,06 bar.

Tabela 11 – Ocorrências de ΔP no MS-1.

Limite inferior, bar	Limite superior, bar	Frequência, Fq	Ponto Médio Classe, PMC , bar $\Delta P/2$	Ponto Médio Classe x Frequência, bar
0,1	0,3	263,0	0,2	57,2
0,3	0,5	459,0	0,4	192,6
0,5	0,7	334,0	0,6	207,6
0,7	0,9	117,0	0,8	96,4
0,9	1,1	50,0	1,0	51,3
1,1	1,3	17,0	1,2	20,9
1,3	1,5	25,0	1,4	35,7
1,5	1,7	2,0	1,6	3,3
1,7	1,9	1,0	1,8	1,8
1,9	2,1	1,0	2,0	2,0
2,1	2,3	1,0	2,2	2,2
2,3	2,5	1,0	2,4	2,4
			$\frac{\sum PMCxFq}{\sum Fq}$	0,53

Fonte: Elaborado pelo autor.

Fazendo esta análise de ΔP para cada um dos 10 sistemas de medição, foi possível obter a Tabela 12.

Tabela 12 – Relação entre a pressão de medição média e ΔP para todos os sistemas de medição.

Estações de Medição	Pressão Média do sistema de medição (bar)	ΔP (bar)	ΔP (%)
MS-1	4,80	1,06	22,1%
MS-2	4,43	1,05	23,8%
MS-3	3,27	1,01	30,9%
MS-4	3,18	1,04	32,8%
MS-5	9,83	6,77	68,9%
MS-6	9,82	7,04	71,7%
MS-7	9,81	7,27	74,2%
MS-8	12,89	4,64	36,0%
MS-9	10,77	1,18	11,0%
MS-10	6,87	2,27	33,0%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Dessa forma, o máximo valor de ΔP que ocorre em um sistema de medição foi de 74,2% da pressão média, no MS-7. Este valor, com a justificativa apresentada, foi utilizado nos demais sistemas de medição na análise deste estudo (MS-A a MS-I), definindo assim, a partir de uma pressão média, um valor máximo e mínimo que pode ocorrer num determinado dia de produção. Por exemplo, um sistema de medição com pressão média de 5,17 bar tem suas máximas e mínimas do dia respectivamente, 7,08 bar e 3,25 bar.

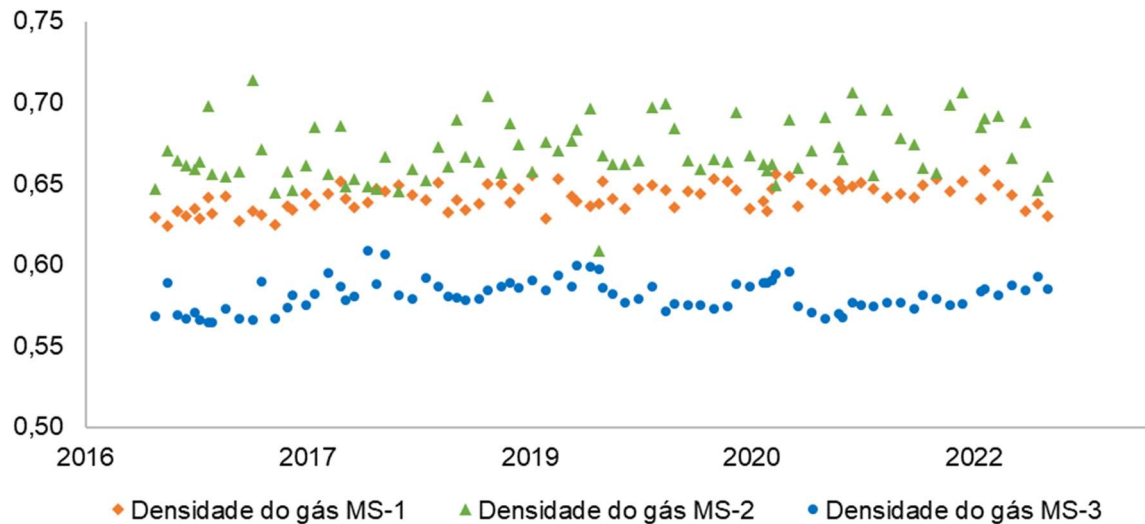
4.1.3. Determina o das composi es molares do gás mínimas e máximas

A análise da composi o molar foi realizada de forma diferente do procedimento adotado para pressão e temperatura, pois nos primeiros casos os dados fornecidos pela ANP são dados médios diários e foi proposto realizar analogias com outros sistemas de medição dos quais se possuía também os dados instantâneos.

Apesar da composi o molar do gás variar instantaneamente, mesmo que sensivelmente, espera-se poucas varia es durante um dia ou até durante períodos maiores. O próprio RTM (2013) exige amostras manuais de gás destes sistemas de medição somente a cada 30 dias por exemplo. Tal fato é justificado pela pequena varia o das características intr secas do campo e dos poços de petróleo e gás que produzem para o sistema de medição, que não variam abruptamente e são imperceptíveis ou quase nulas durante intervalos de alguns anos. Para comprovar essa característica, foram analisados resultados cromatográficos do gás de três sistemas de medição (MS-1, MS-2 e MS-3). Devido ao hidrocarboneto ser formado

por diversos componentes, optou-se por comparar a densidade relativa do gás natural como representação da variabilidade da composição molar do gás natural do campo. Assim, uma análise da variação da densidade relativa ao longo de 6 anos pode ser visualizada na Figura 32, onde os pontos analisados são de intervalos aproximados de 30 dias entre si.

Figura 32 – Variação da densidade do gás de três sistemas de medição ao longo de seis anos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a composição molar do gás natural não é comum a utilização de equipamentos para realizar análises cromatográficas em tempo real, ou seja, analisadores do gás, e o autor não dispõe de dados instantâneos e médios diários para realizar analogias de variações existentes. Assim, qualquer analogia comparativa com variações de outros sistemas de medição, como feito para pressão e temperatura no MS-1 a MS-10, seria inócua, pois ambas as bases seriam amostras pontuais de aproximadamente 30 dias, ao invés de dados instantâneos.

A Tabela 13 contém as medidas de dispersão da densidade do gás natural, para o intervalo amostral realizado.

Tabela 13 – Variabilidade das densidades do gás dos sistemas de medição.

	MS-1	MS-2	MS-3
Média	0,6417	0,6698	0,5811
Desvio Padrão Amostral	0,0081	0,0185	0,0097
Coefficiente de Variação	1,26%	2,77%	1,66%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, para a variável composição molar, foram selecionadas as próprias informações fornecidas pela ANP, ou seja, as composições que continham as menores e maiores densidades do gás, com o objetivo de analisar os intervalos mais extremos da composição molar típica do sistema de medição, sem realizar analogias com outros sistemas de medição.

4.2. Construção do diagrama de fases e análise da formação de líquido

Todos os sistemas de medição, MS-A a MS-I, com as respectivas composições molares foram simulados no DWSIM®, sendo traçadas as duas curvas de orvalho características - de menor e de maior densidade. A partir desse diagrama de fase e dos pontos de operação de cada sistema de medição, denominados *Operation Point* (OP1 a OP9), determinados neste trabalho através do conjunto de variáveis máximas, médias e mínimas de pressão e temperatura, foi possível determinar quais deles se localizam a direita da curva de orvalho (gás seco) e os que se localizam a esquerda da curva de orvalho (gás úmido). Para os sistemas de medição em que todos os pontos de operação, para ambas as curvas de orvalho, se situam a direita (MS-A a MS-E), há garantia de que, mesmo em situações atípicas, não haverá formação de líquidos, sendo tais sistemas de medição detalhados na seção 4.2.1. Os demais sistemas de medição que possuem algum ponto de operação a esquerda em qualquer uma das curvas de orvalho (MS-F a MS-I), possuem gás úmido e estão detalhados na seção 4.2.2. O MS-J é um sistema de medição de gás natural que apresentou totalização zero nos dados fornecidos pela ANP, provavelmente por estar em falha ou com o campo de produção parado, e por este motivo não foi estudado neste trabalho.

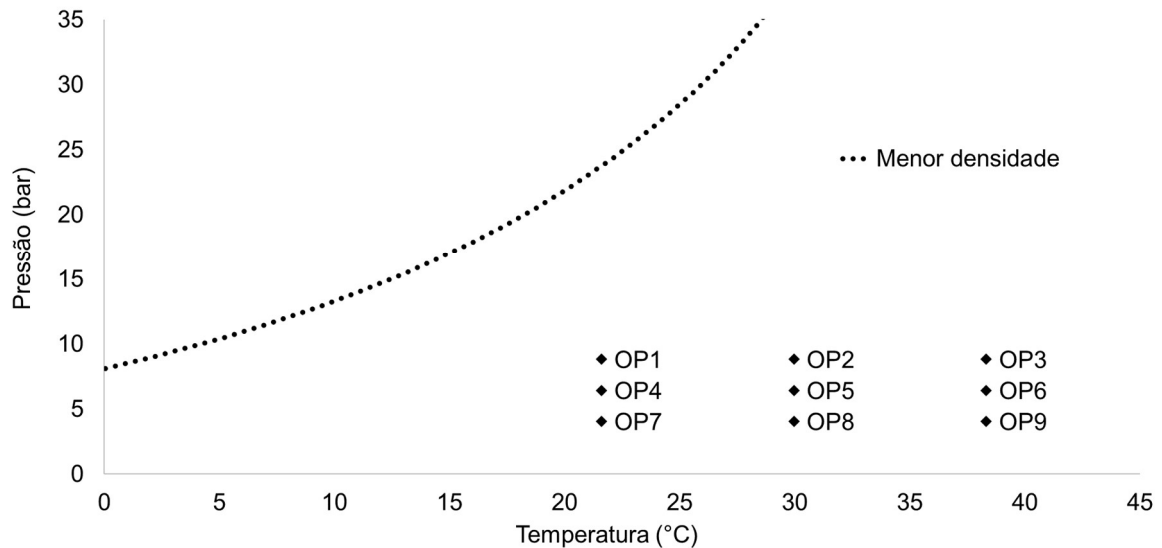
4.2.1. Sistemas sem formação de líquido – gás seco

A composição molar do MS-A é mostrada na Tabela 4 e um diagrama de fase do pode ser visualizado na Figura 33. Os eixos horizontal e vertical do diagrama correspondem, respectivamente, a temperatura, em graus Celsius, e a pressão, em bar, com a curva de orvalho traçada a partir da composição molar do gás natural.

Este sistema de medição não possuiu variação de composição molar no intervalo que foi solicitado à ANP e, dessa forma, somente uma curva de ponto de orvalho foi traçada. Pode-se observar pela posição dos nove pontos de operação, OP1 a OP9,

que não há formação de líquidos, uma vez que os pontos se localizam à direita da curva orvalho. O diagrama de fase do MS-A pode ser visualizado na Figura 33.

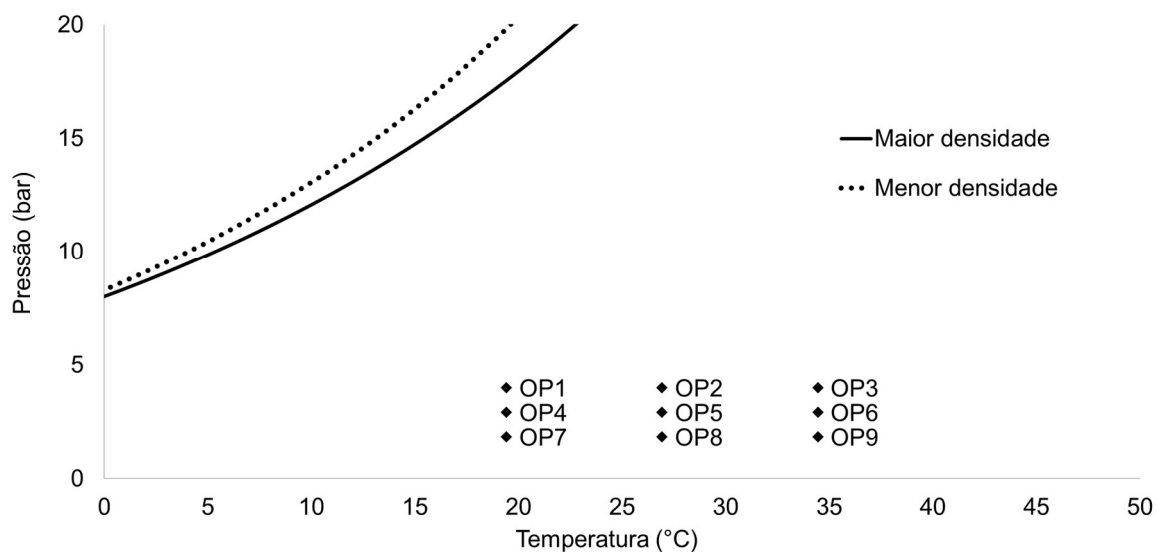
Figura 33 – Curva de orvalho do MS-A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

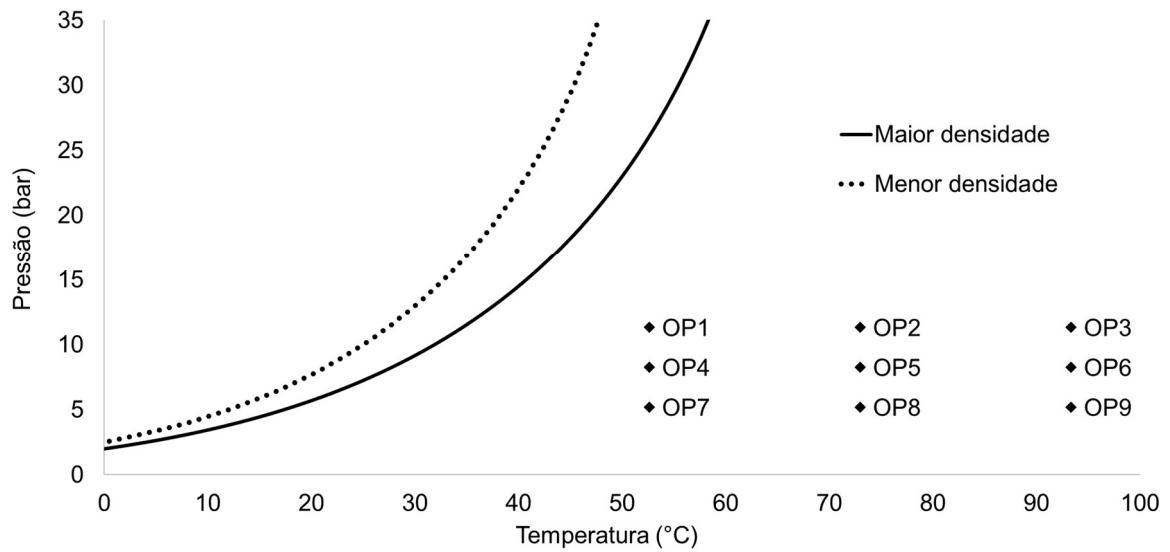
Similar comportamento ocorre com os sistemas MS-B, MS-C, MS-D, MS-E, com suas respectivas composições molares mostradas no APÊNDICE A e nos diagramas de fase visualizados nas Figuras 34, 35, 36 e 37.

Figura 34 – Curva de orvalho do MS-B



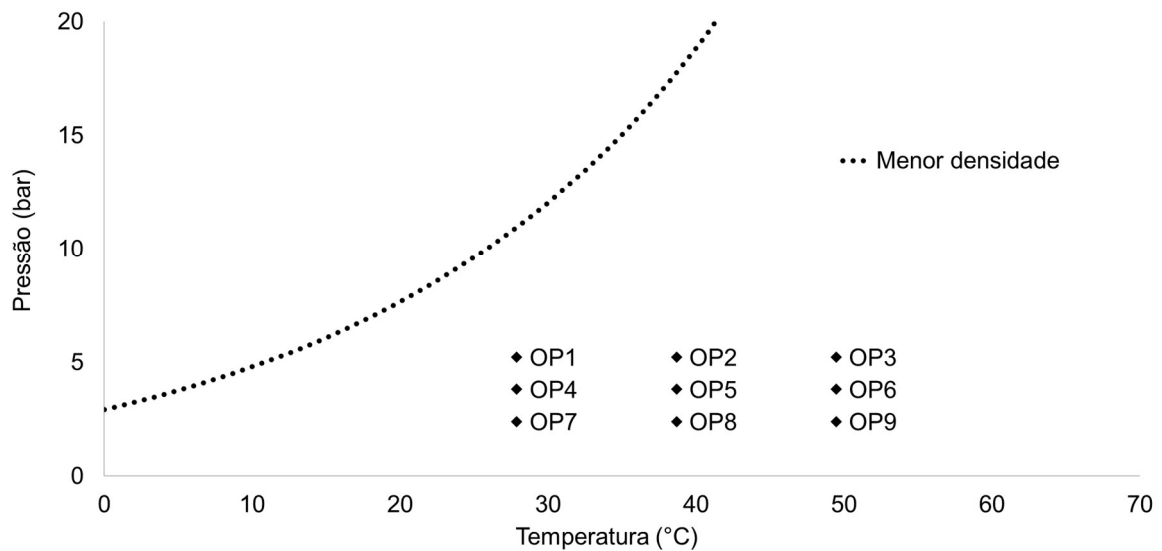
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 – Curva de orvalho do MS-C



Fonte: Elaborado pelo autor.

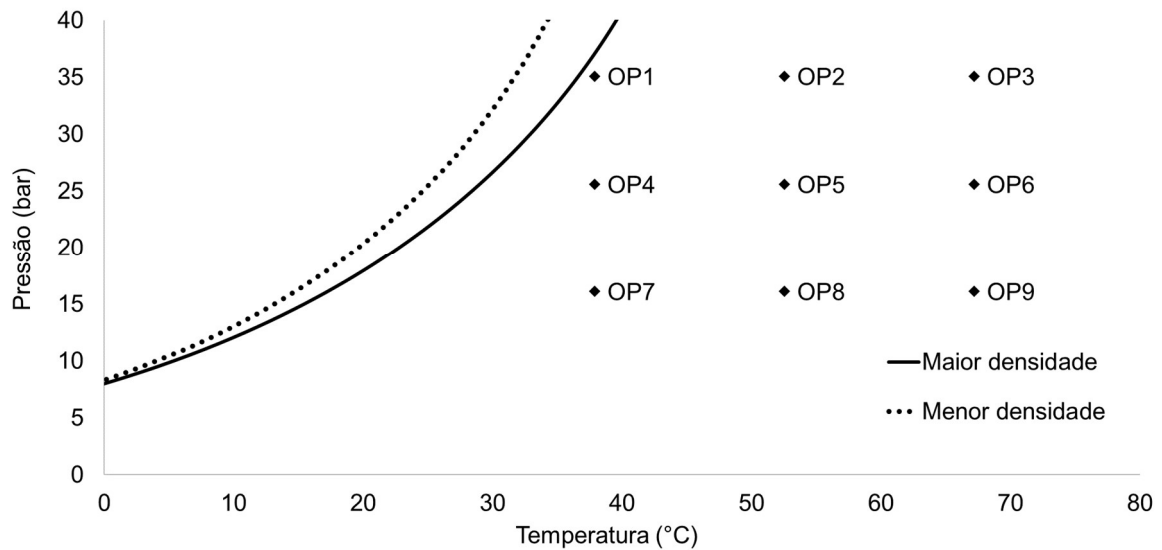
Figura 36 – Curva de orvalho do MS-D



Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar de todos os pontos de operação estarem à direita de ambas as curvas, o OP1 está bem próximo da curva de orvalho de maior densidade, indicando uma situação que pode acarretar na formação de líquidos na ocorrência de qualquer distúrbio do processo que cause um aumento de pressão ou diminuição da temperatura do sistema de medição.

Figura 37 – Curva de orvalho do MS-E.

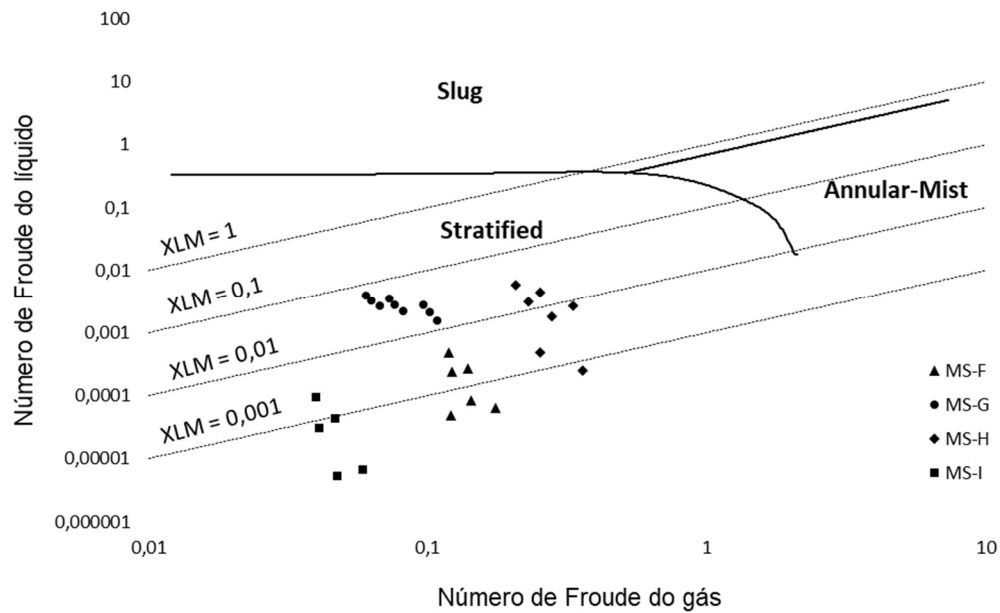


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2. Sistemas com formação de líquido – gás úmido

Para análise dos sistemas de medição com gás úmido e aplicação das equações de *overreading* escolhidas, é necessário verificar o padrão de fluxo. Neste caso é utilizado a proposta de padrão de fluxo da Shell (ASME, 2008), explicado na seção 2.6. Para utilização deste mapa, deve-se determinar o número de Froude densimétrico do gás e do líquido, determinado nas Equações 17 e 18. Assim, o mapa de fluxo é mostrado na Figura 38 e pode-se afirmar que os sistemas de medição MS-F, MS-G, MS-H e MS-I tem padrão de fluxo estratificado. Dessa forma, considerando que estes sistemas de medição tem presença de líquidos, indicando gás úmido, estes serão analisados separadamente e detalhadamente nas próximas seções.

Figura 38 – Mapa de padrão de fluxo de Shell aplicado nos sistemas de medição em análise.



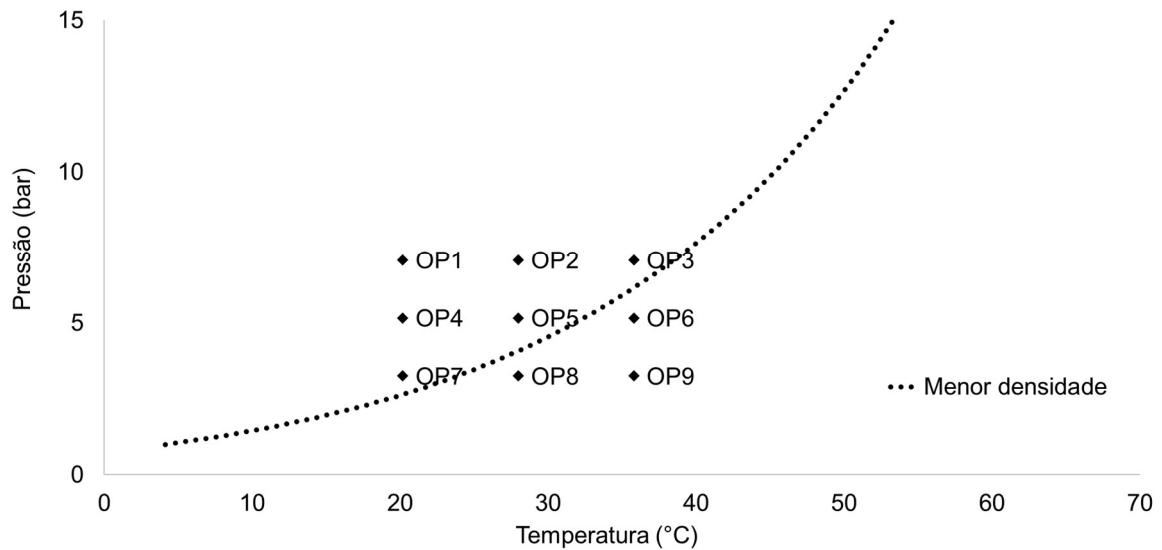
Fonte: Adaptado de Shell (ASME, 2008).

4.2.2.1. Análise do MS-F

A partir da composição molar deste sistema, localizada no APÊNDICE A, pode-se verificar que este sistema de medição foi o único que apresentou a composição de água em conjunto com a composição de hidrocarbonetos. Para a composição molar de água de 1,521 %, o diagrama de fases com a EOS de SRK não apresentou convergência no DWSIM®, devido a alta quantidade de água presente. Assim, foi simulada somente a composição de menor densidade, ou seja, com a composição molar que continha água com valor de 0,597%.

O diagrama de fases pode ser visualizado na Figura 39. Pode-se perceber que seis dos nove pontos de operação estão à esquerda da curva de orvalho (OP1, OP2, OP3, OP4, OP5, OP7), indicando a formação de líquidos nestas condições de pressão e temperatura. Como três pontos de operação se encontram à direita da curva de orvalho (OP6, OP8 e OP9) tem-se gás seco nesta condição.

Figura 39 – Curva de orvalho do MS-F.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os pontos de operação do MS-F da Figura 39 podem ser visualizados na Tabela 14. Todos os resultados da simulação e cálculos efetuados para obtenção dos parâmetros de qualidade do gás estão dispostos no APÊNDICE B.

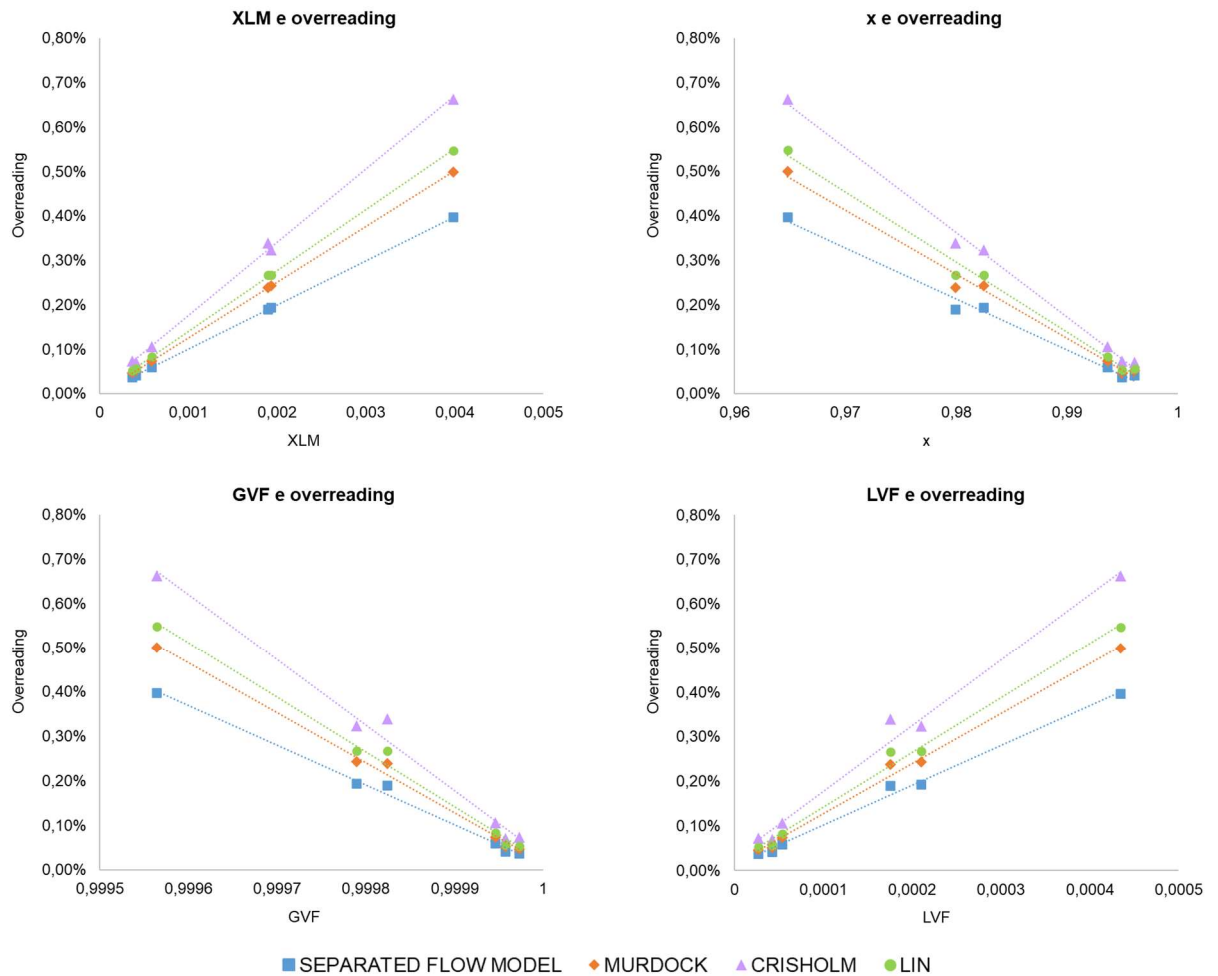
Tabela 14 – Pontos de operação do MS-F.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	<i>XLM</i>	Úmido ou Seco
OP1	20,17	7,08	0,003985455	Gás úmido
OP2	27,98	7,08	0,001935864	Gás úmido
OP3	35,79	7,08	0,00041001	Gás úmido
OP4	20,17	5,17	0,001897978	Gás úmido
OP5	27,98	5,17	0,000588606	Gás úmido
OP6	35,79	5,17	-	Gás seco
OP7	20,17	3,25	0,000368688	Gás úmido
OP8	27,98	3,25	-	Gás seco
OP9	35,79	3,25	-	Gás seco

Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma análise muito comum na literatura de medição de gás úmido é correlacionar os resultados de *XLM* e *overreading*. Tais dados podem ser visualizados na Figura 40 e foi analisada por diversos autores, dentre eles Campos (2014) e Bai e Zheng (2018), além das diversas normas internacionais de referência, tais como ASME (2008), API (2004) e NFOGM (2005) e ISO (2015).

Figura 40 – Equações lineares do *overreading* em função do *XLM*, x , *GVF* e *LVF* para a MS-F.



Fonte: Elaborado pelo autor.

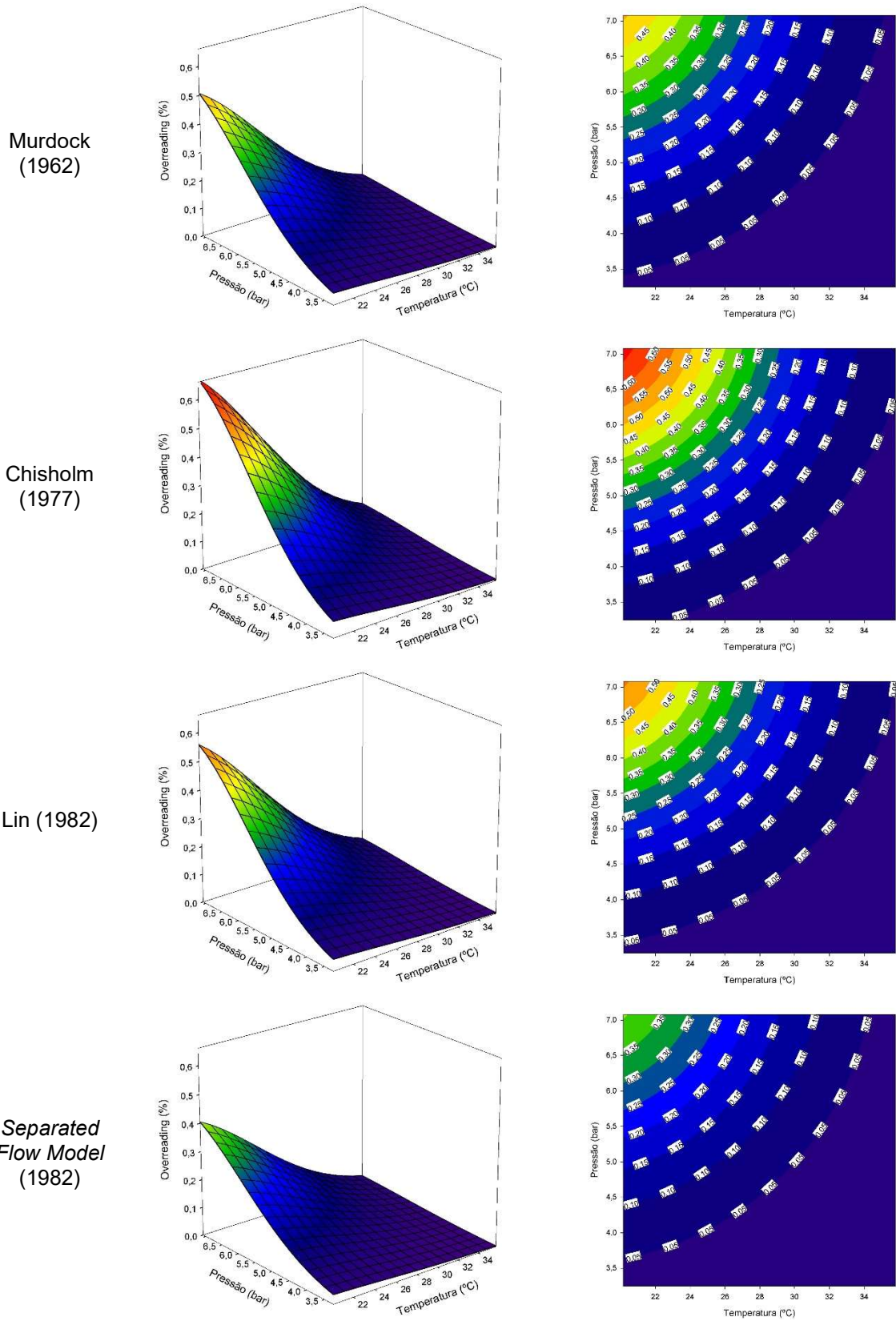
A partir da Figura 40 e após as análises de todos os sistemas de medição (MS-F a MS-I) pode-se afirmar que as 4 correlações escolhidas neste trabalho para estimar o *overreading* aumentam linearmente com o incremento do parâmetro *XLM* e *LVF*, o qual significa que para maior quantidade de condensados presentes no sistema de medição, a vazão aparente de gás também é maior. O inverso ocorre com os parâmetros x e *GVF*, ou seja, o *overreading* diminui linearmente com o incremento de tais parâmetros. Este comportamento para os quatro parâmetros (*XLM*, *LVF*, x e *GVF*) foi similar para os sistemas de medição MS-F, MS-G, MS-H e MS-I, conforme APÊNDICE C. Percebe-se também que as diferenças do *overreading* entre as correlações são pequenas para baixos valores de *XLM* e *LVF*, ou seja, para baixa quantidades de líquidos, mas a medida que tais parâmetros crescem, a diferença entre as correlações torna-se maior. O mesmo fato ocorre de forma inversa para x e *GVF*.

No entanto, como o parâmetro de XLM é dependente das vazões mássicas de gás e líquido e da razão das densidades do líquido e do gás, conforme Equação 15, e na maior parte das vezes tais informações não estão disponíveis num monitoramento real de um sistema de medição de gás natural e torna-se difícil prever ou estimar as frações líquidas e gasosas da corrente que está sendo medida, muito menos realizar análises laboratoriais para se determinar as densidades líquido. Quando o gás úmido é do tipo II, ou seja, com $0,02 \leq XLM < 0,3$, a problemática é ainda maior, pois o conhecimento preciso do conteúdo líquido (densidade e vazão) seria necessário para calcular o XLM e conseqüentemente o *overreading* para cada correlação da Tabela 2. Essa problemática ocorre especialmente em aplicações de medição fiscal de gás natural, caso deste trabalho, pois a pequena quantidade de líquido não só causa o desvio da medição da vazão do gás, mas também leva a uma grande dificuldade na estimativa da vazão do líquido.

Num sistema de medição característico, tem-se as informações de vazão instantânea aparente, pressão estática, temperatura, diferencial de pressão e composição. Dessa forma, fica evidente que a definição dos parâmetros de monitoramento de um sistema real de medição para estimativa do *overreading* deve ser realizado em função da pressão e temperatura e não em função dos parâmetros de XLM , de difícil determinação em tempo real e nos casos das ocorrências de $0,02 \leq XLM < 0,3$.

Assim, para cada correlação que consta na Tabela 2 e através da regressão não linear, foi construído um gráfico de superfície do *overreading* (%) em função da pressão (bar) e temperatura (°C), conforme Figura 41. Nesta figura pode ser melhor visualizado a relação entre *overreading*, pressão e temperatura mediante gráficos de superfície e de contorno gerados para o MS-F.

Figura 41 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-F – menor densidade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Equações 38, 39, 40 e 41 são correspondentes as curvas da Figura 41, onde OR, T e P, são respectivamente o *overreading* (%), temperatura (°C) e pressão (bar) do sistema de medição.

$$OR(\%)_{MS-F\ Murdock} = 0,5964e^{-0,5\left[\left(\frac{T-16,8533}{8,3337}\right)^2 + \left(\frac{P-7,9137}{2,0510}\right)^2\right]} \quad (37)$$

$$OR(\%)_{MS-F\ Chisholm} = 0,7449e^{-0,5\left[\left(\frac{T-16,9237}{8,3577}\right)^2 + \left(\frac{P-7,5623}{1,9366}\right)^2\right]} \quad (38)$$

$$OR(\%)_{MS-F\ Lin} = 0,6330e^{-0,5\left[\left(\frac{T-16,6974}{8,5312}\right)^2 + \left(\frac{P-7,6329}{1,9043}\right)^2\right]} \quad (39)$$

$$OR(\%)_{MS-F\ sfm} = 0,4759e^{-0,5\left[\left(\frac{T-16,8582}{-8,3347}\right)^2 + \left(\frac{P-7,9125}{2,0513}\right)^2\right]} \quad (40)$$

Em relação as correlações, o modelo de Chisholm (1977) apresenta maiores valores e o *Separated Flow Model* (1982) os menores valores de *overreading*, conforme Tabela 15.

Tabela 15 – Comparação das correlações de estimativa do *overreading* para o MS-F – menor densidade.

Ponto de Operação	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Chisholm (1977)	Lin (1982)	Murdock (1962)	<i>Separated Flow Model</i> (1982)
OP1	20,17	7,08	0,66%	0,55%	0,50%	0,40%
OP2	27,98	7,08	0,32%	0,27%	0,24%	0,19%
OP3	35,79	7,08	0,07%	0,06%	0,05%	0,04%
OP4	20,17	5,17	0,34%	0,27%	0,24%	0,19%
OP5	27,98	5,17	0,11%	0,08%	0,07%	0,06%
OP6	35,79	5,17	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OP7	20,17	3,25	0,07%	0,05%	0,05%	0,04%
OP8	27,98	3,25	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OP9	35,79	3,25	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

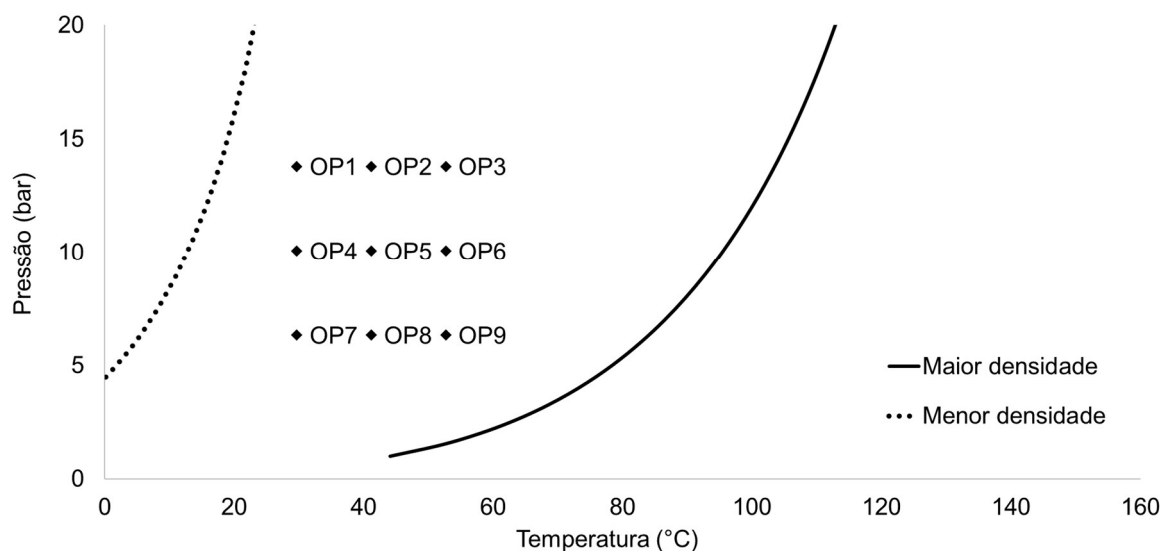
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2.2. Análise do MS-G

Através de análise da Figura 42, em relação a curva de menor densidade, todos os pontos de operação estão a direita da curva de orvalho, indicando a fase de gás seco.

No entanto, percebe-se que a análise da curva de maior densidade apresenta comportamento bem diferente e os pontos de operação estão à esquerda desta curva, indicando a formação de líquidos e gás úmido. Esta grande diferença entre composições molares, e conseqüentemente da densidade, podem estar associadas a medição total de gás de campos ou poços com características bem distintas ou a ocorrências de paradas e entradas de operação de poços distintos que causem alterações significativas na composição molar total medida. Outra possibilidade é referente a falha na amostragem (coleta) ou falhas na análise (cromatografia) do gás natural.

Figura 42 – Curva de orvalho do MS-G.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os pontos de operação do MS-G da Figura 42 podem ser visualizados na Tabela 16. Todos os resultados da simulação e cálculos efetuados para obtenção dos parâmetros de qualidade do gás estão dispostos no APÊNDICE B.

Tabela 16 – Pontos de operação do MS-G – maior densidade.

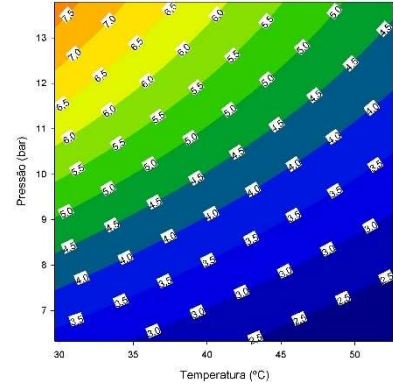
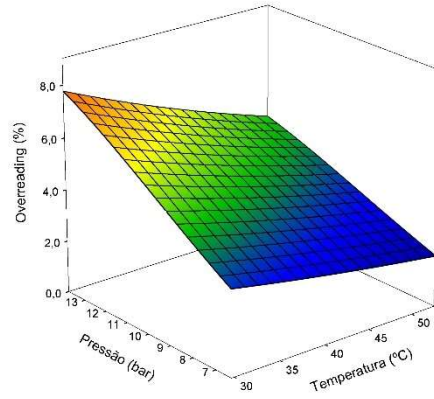
Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	<i>XLM</i>	Úmido ou Seco
OP1	29,69	13,79	0,065906231076	Gás úmido
OP2	41,18	13,79	0,051039828434	Gás úmido
OP3	52,67	13,79	0,039396422721	Gás úmido
OP4	29,69	10,06	0,047801560214	Gás úmido
OP5	41,18	10,06	0,036300524190	Gás úmido
OP6	52,67	10,06	0,026930109890	Gás úmido
OP7	29,69	6,33	0,028709967313	Gás úmido
OP8	41,18	6,33	0,020813909014	Gás úmido
OP9	52,67	6,33	0,014156877881	Gás úmido

Fonte: Elaborado pelo autor.

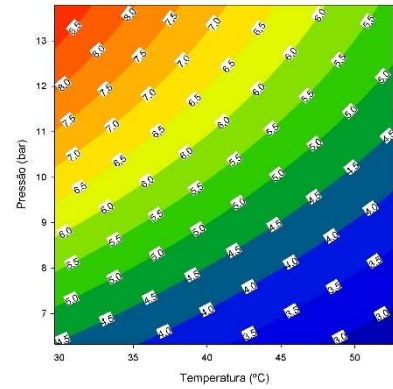
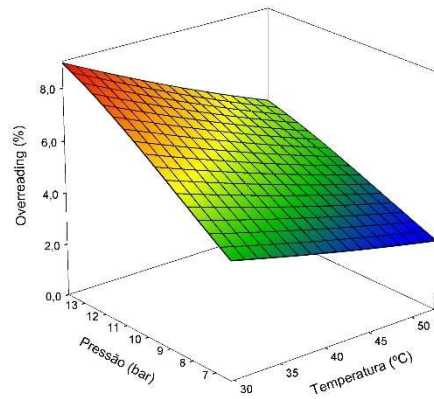
Na Figura 43 podem ser visualizados os gráficos de superfície e gráficos de contorno gerados a partir das simulações realizadas no sistema de medição MS-G.

Figura 43 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-G – maior densidade

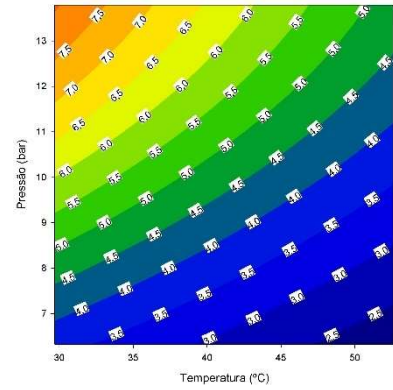
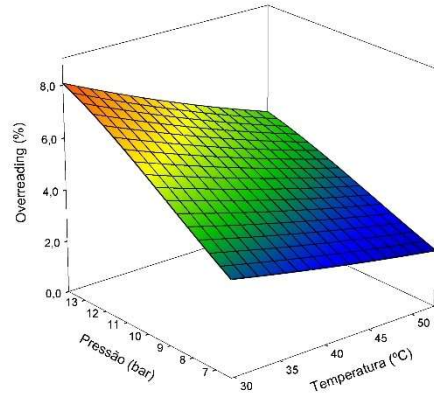
Murdock
(1962)



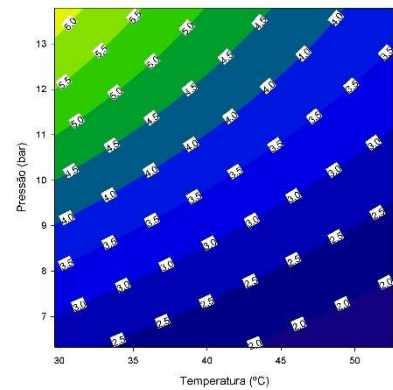
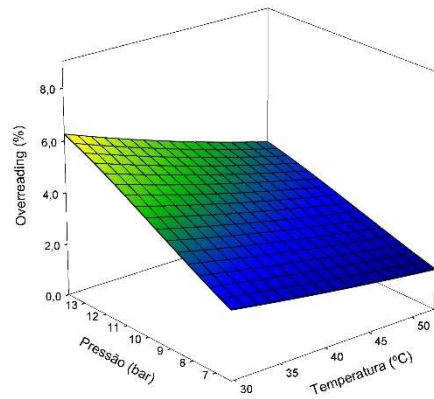
Chisholm
(1977)



Lin (1982)



Separated
Flow
Model
(1982)



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Equações 42, 43, 44, e 45 são as equações correspondentes as curvas da Figura 43 para o sistema de medição MS-G.

$$OR(\%)_{MS-G \text{ Murdock}} = 49,5791e^{-0,5\left[\left(\frac{T+133,3739}{-87,4042}\right)^2 + \left(\frac{P-17,7107}{8,2199}\right)^2\right]} \quad (41)$$

$$OR(\%)_{MS-G \text{ Chisholm}} = 22,8972e^{-0,5\left[\left(\frac{T+57,1167}{66,4149}\right)^2 + \left(\frac{P-17,5354}{8,9836}\right)^2\right]} \quad (42)$$

$$OR(\%)_{MS-G \text{ Lin}} = 30,3285e^{-0,5\left[\left(\frac{T+89,5923}{75,8048}\right)^2 + \left(\frac{P-17,2483}{8,2775}\right)^2\right]} \quad (43)$$

$$OR(\%)_{MS-G \text{ sfm}} = 37,1594e^{-0,5\left[\left(\frac{T+125,3944}{-85,0197}\right)^2 + \left(\frac{P-17,7892}{8,2271}\right)^2\right]} \quad (44)$$

Conforme Tabela 17, em relação as correlações, o modelo de Chisholm (1977) apresenta maiores valores e o *Separated Flow Model* (1982) os menores valores de *overreading*.

Tabela 17 – Comparação das correlações de estimativa do *overreading* para o MS-G – maior densidade.

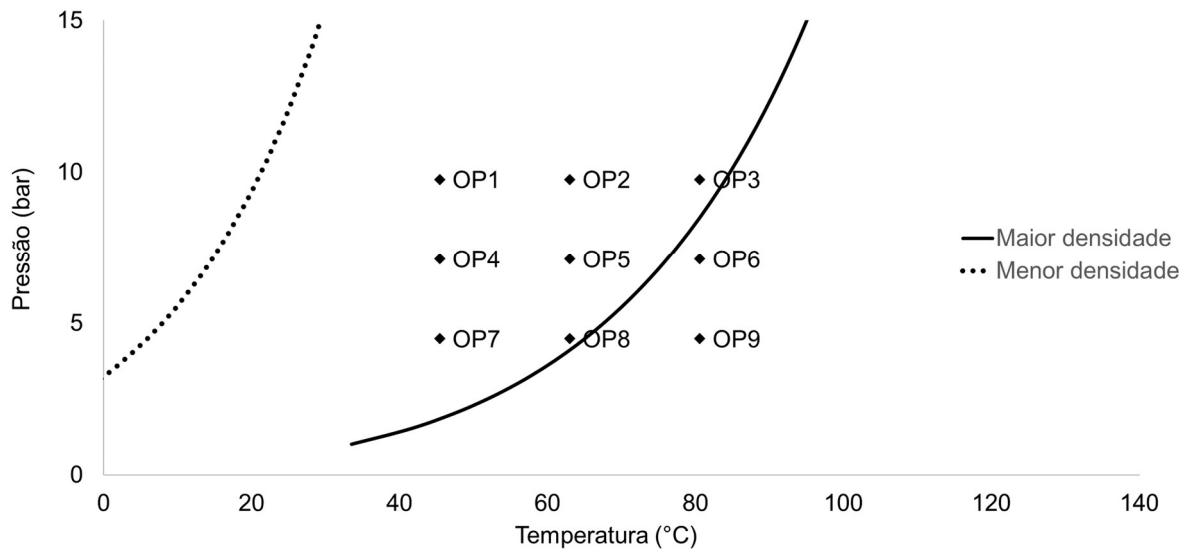
Ponto de Operação	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Chisholm (1977)	Lin (1982)	Murdock (1962)	<i>Separated Flow Model</i> (1982)
OP1	29,69	13,79	8,80%	7,95%	7,67%	6,18%
OP2	41,18	13,79	7,05%	6,30%	6,04%	4,86%
OP3	52,67	13,79	5,54%	4,93%	4,73%	3,79%
OP4	29,69	10,06	6,93%	6,07%	5,68%	4,56%
OP5	41,18	10,06	5,41%	4,69%	4,37%	3,50%
OP6	52,67	10,06	4,08%	3,52%	3,28%	2,62%
OP7	29,69	6,33	4,69%	3,86%	3,49%	2,79%
OP8	41,18	6,33	3,47%	2,83%	2,56%	2,04%
OP9	52,67	6,33	2,39%	1,94%	1,75%	1,40%

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2.3. Análise do MS-H

Pela Figura 44, em relação a curva de menor densidade, todos os pontos de operação estão à direita da curva de orvalho, indicando a fase de gás seco. No entanto, percebe-se que a análise da curva de maior densidade apresenta comportamento bem diferente e alguns pontos de operação estão à esquerda (OP1, OP2, OP3, OP4, OP5, OP7, OP8), indicando a formação de líquidos e gás úmido e outros a direita (OP6 e OP9), indicando gás seco.

Figura 44 – Curva de orvalho do MS-H.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os pontos de operação do MS-H da Figura 44 podem ser visualizados na Tabela 18. Todos os resultados da simulação e cálculos efetuados para obtenção dos parâmetros de qualidade do gás estão dispostos no APÊNDICE B.

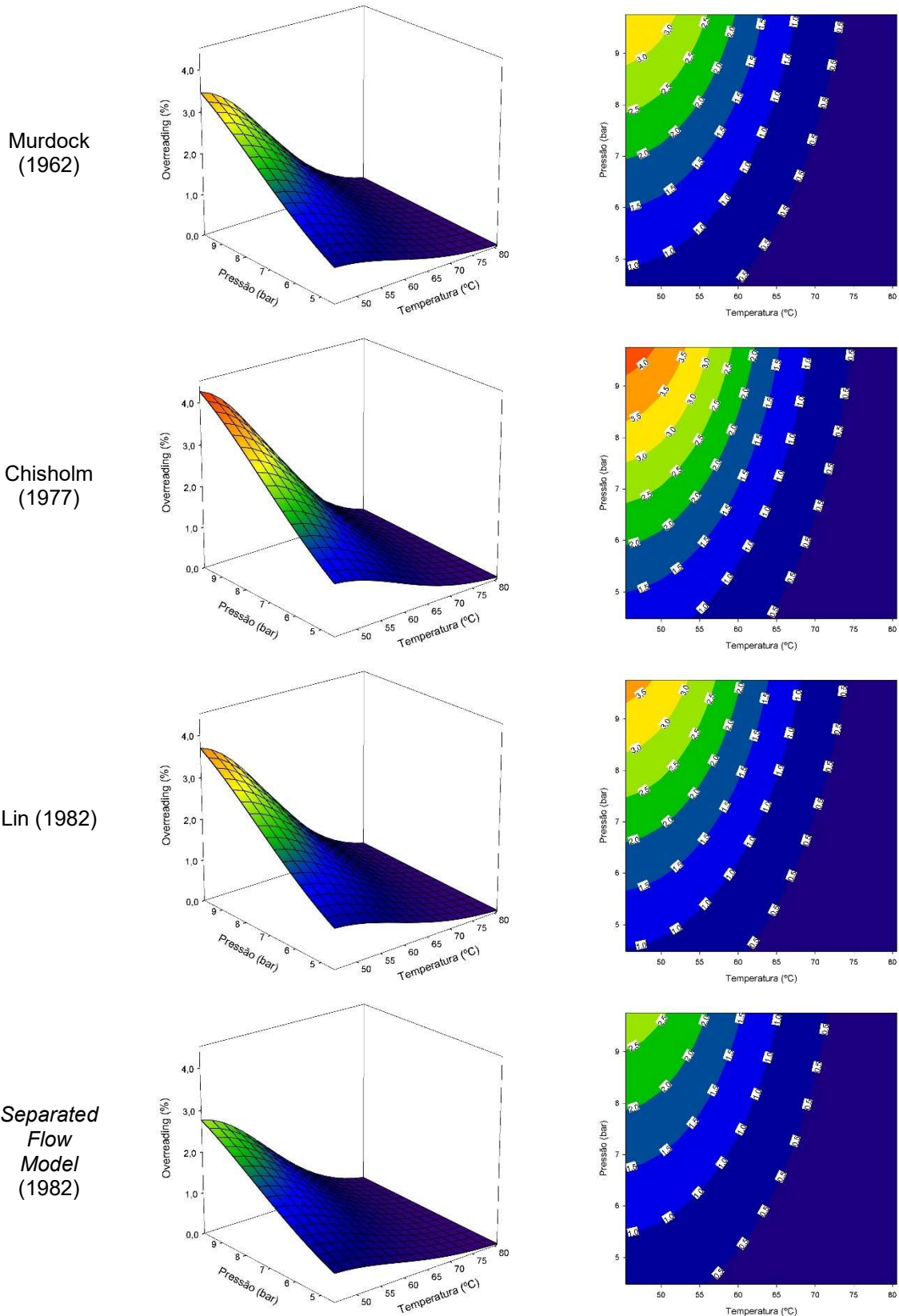
Tabela 18 – Pontos de operação do MS-H – maior densidade

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	<i>XLM</i>	Úmido ou Seco
OP1	45,43	9,76	0,027869497	Gás úmido
OP2	63,01	9,76	0,013477855	Gás úmido
OP3	80,59	9,76	0,001924009	Gás úmido
OP4	45,43	7,12	0,017427825	Gás úmido
OP5	63,01	7,12	0,006439653	Gás úmido
OP6	80,59	7,12	-	Gás seco
OP7	45,43	4,48	0,007959699	Gás úmido
OP8	63,01	4,48	0,000697942	Gás úmido
OP9	80,59	4,48	-	Gás seco

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 45 podem ser visualizados os gráficos de superfície e de contorno para o MS-H. Os parâmetros da regressão não linear estão dispostos no APÊNDICE D.

Figura 45 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-H – maior densidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Equações 46, 47, 48 e 49 são as equações correspondentes as curvas da Figura 45.

$$OR(\%)_{MS-H \text{ Murdock}} = 3,9402e^{-0,5 \left[\left(\frac{T-43,8278}{14,9347} \right)^2 + \left(\frac{P-11,8853}{4,2531} \right)^2 \right]} \quad (45)$$

$$OR(\%)_{MS-H \text{ Chisholm}} = 4,7272e^{-0,5 \left[\left(\frac{T-43,7379}{14,8832} \right)^2 + \left(\frac{P-11,7415}{4,4595} \right)^2 \right]} \quad (46)$$

$$OR(\%)_{MS-H \text{ Lin}} = 4,1597e^{-0,5 \left[\left(\frac{T-43,6689}{14,9852} \right)^2 + \left(\frac{P-11,7924}{4,3026} \right)^2 \right]} \quad (47)$$

$$OR(\%)_{MS-H \text{ sfm}} = 3,1691e^{-0,5 \left[\left(\frac{T-43,8447}{14,9101} \right)^2 + \left(\frac{P-11,9563}{4,2818} \right)^2 \right]} \quad (48)$$

Na Tabela 19, as correlações podem ser comparadas, sendo a de Chisholm (1977) a que apresenta maiores valores de *overreading*.

Tabela 19 – Comparação das correlações de estimativa do *overreading* para o MS-H – maior densidade

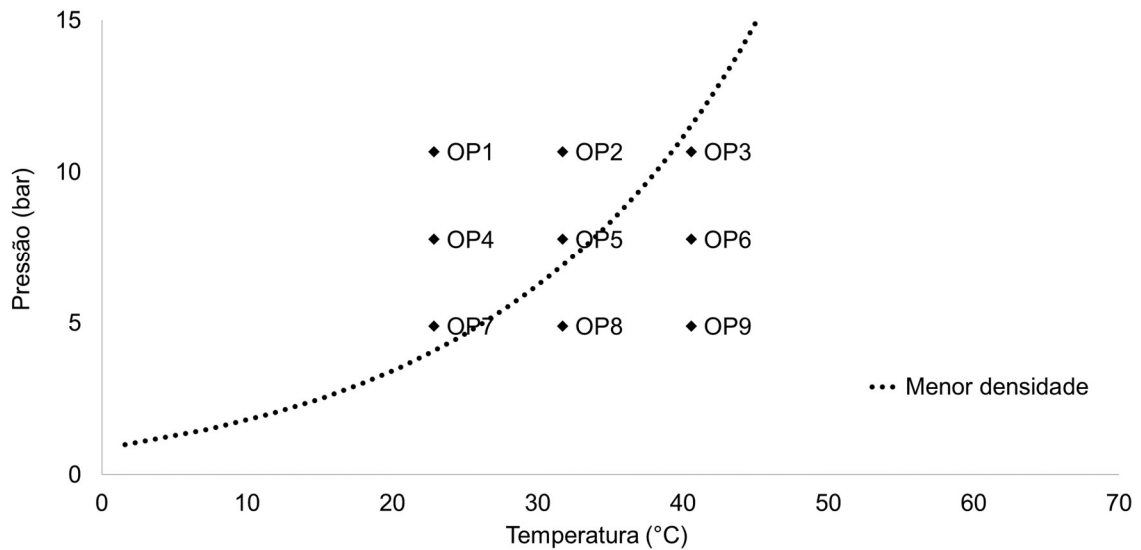
Ponto de Operação	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Chisholm (1977)	Lin (1982)	Murdock (1962)	Separated Flow Model (1982)
OP1	45,43	9,76	4,16%	3,62%	3,39%	2,71%
OP2	63,01	9,76	2,06%	1,78%	1,67%	1,33%
OP3	80,59	9,76	0,30%	0,26%	0,24%	0,19%
OP4	45,43	7,12	2,81%	2,35%	2,15%	1,71%
OP5	63,01	7,12	1,06%	0,88%	0,80%	0,64%
OP6	80,59	7,12	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OP7	45,43	4,48	1,43%	1,12%	0,99%	0,79%
OP8	63,01	4,48	0,13%	0,10%	0,09%	0,07%
OP9	80,59	4,48	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2.4. Análise do MS-I

Pela Figura 46 pode-se verificar que os pontos OP1, OP2, OP4, OP5, OP7 estão a esquerda da curva de orvalho e os pontos OP3, OP6, OP8, OP9 estão a direita, sendo este conjuntos, respectivamente gás úmido e gás seco.

Figura 46 – Curva de orvalho do MS-I.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os pontos de operação do MS-I da Figura 47 podem ser visualizados na Tabela 20. Todos os resultados da simulação e cálculos efetuados para obtenção dos parâmetros de qualidade do gás estão dispostos no APÊNDICE B.

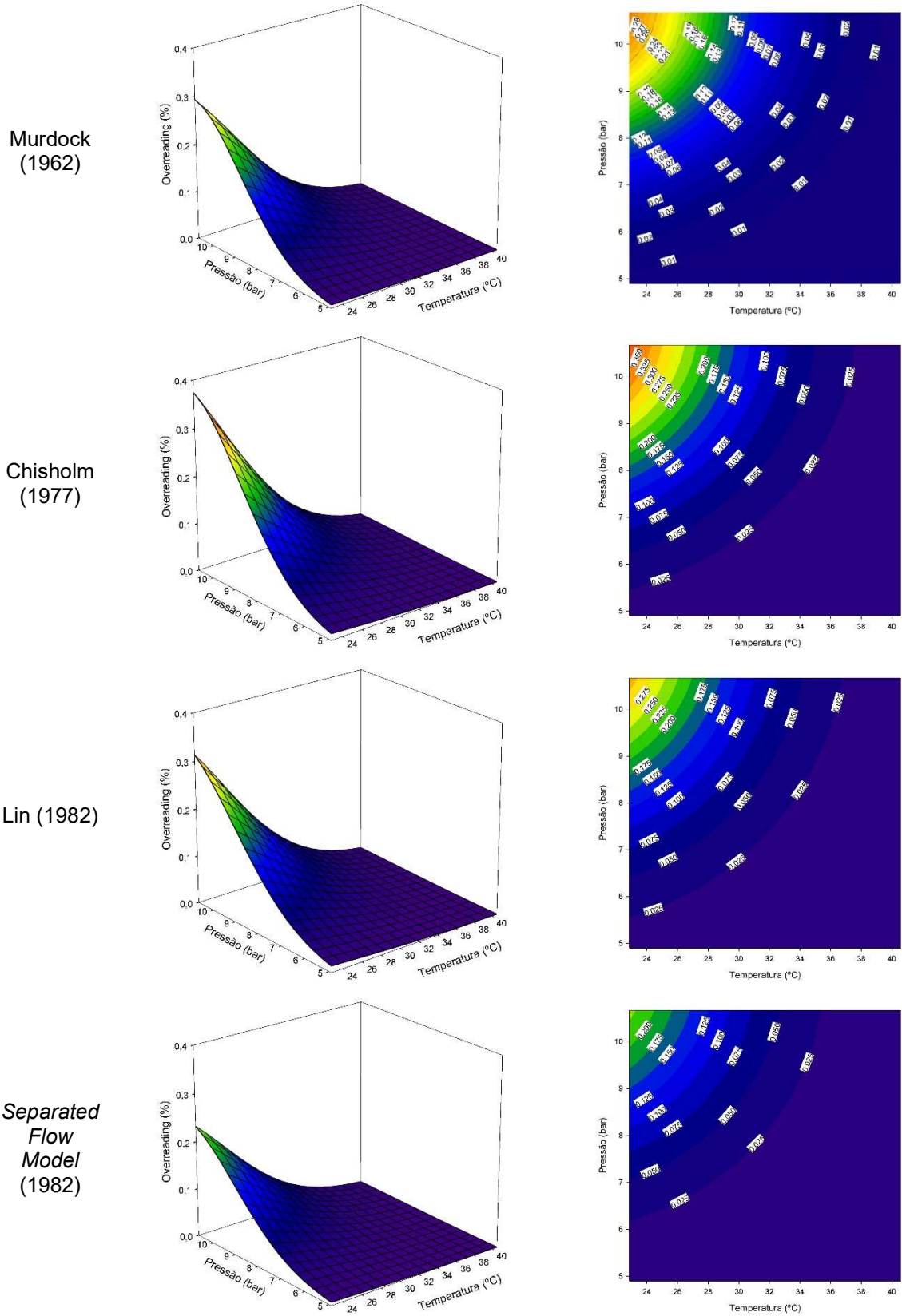
Tabela 20 – Pontos de operação do MS-H – maior densidade.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	<i>XLM</i>	Úmido ou Seco
OP1	22,86	10,67	0,002343559579	Gás úmido
OP2	31,71	10,67	0,000729200830	Gás úmido
OP3	40,56	10,67	-	Gás seco
OP4	22,86	7,79	0,000935813814	Gás úmido
OP5	31,71	7,79	0,000111007045	Gás úmido
OP6	40,56	7,79	-	Gás seco
OP7	22,86	4,90	0,000112688282	Gás úmido
OP8	31,71	4,90	-	Gás seco
OP9	40,56	4,90	-	Gás seco

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 47 podem ser visualizados os gráficos de superfície e gráficos de contorno gerados.

Figura 47 – Gráficos de superfície P, T e Overreading do MS-I



Fonte: Elaborado pelo autor.

As equações Equações 50, 51, 52 e 53 são as equações correspondentes as curvas da Figura 47.

$$OR(\%)_{MS-I \text{ Murdock}} = 0,3528e^{-0,5\left[\left(\frac{T-18,1283}{-7,8850}\right)^2 + \left(\frac{P-10,8532}{2,1757}\right)^2\right]} \quad (49)$$

$$OR(\%)_{MS-I \text{ Chisholm}} = 0,5156e^{-0,5\left[\left(\frac{T-16,0065}{8,7744}\right)^2 + \left(\frac{P-11,1100}{2,4167}\right)^2\right]} \quad (50)$$

$$OR(\%)_{MS-I \text{ Lin}} = 0,4213e^{-0,5\left[\left(\frac{T-17,2812}{8,2876}\right)^2 + \left(\frac{P-11,6597}{2,6772}\right)^2\right]} \quad (51)$$

$$OR(\%)_{MS-I \text{ sfm}} = 0,3011e^{-0,5\left[\left(\frac{T-17,7020}{-7,9738}\right)^2 + \left(\frac{P-11,4344}{2,4540}\right)^2\right]} \quad (52)$$

Quanto a comparação das correlações de estimativa do *overreading*, os dados podem ser comparados na Tabela 21.

Tabela 21 – Comparação das correlações de estimativa do *overreading* para o MS-I.

Ponto de Operação	Temperatura (°C)	Pressão (bar)	Chisholm (1977)	Lin (1982)	Murdock (1962)	Separated Flow Model (1982)
OP1	22,86	10,67	0,37%	0,31%	0,29%	0,23%
OP2	31,71	10,67	0,12%	0,10%	0,09%	0,07%
OP3	40,56	10,67	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OP4	22,86	7,79	0,16%	0,13%	0,12%	0,09%
OP5	31,71	7,79	0,02%	0,02%	0,01%	0,01%
OP6	40,56	7,79	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OP7	22,86	4,90	0,02%	0,02%	0,01%	0,01%
OP8	31,71	4,90	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
OP9	40,56	4,90	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor.

5. CONCLUSÕES

As seguintes conclusões são destacadas, estando alinhadas aos objetivos definidos na seção 1.1:

A) A medição de gás natural, quando o mesmo possui características de composição molar em consideráveis quantidades de componentes pesados (C_5+), pode acarretar na formação de líquidos para variações de pressão e temperatura recorrentes nas etapas de produção, processamento e exportação de gás natural no E&P. Tal ocorrência foi percebida nos sistemas de medição analisados por este trabalho – MS-F a MS-I – que apresentaram o fenômeno de *overreading*, fato que não ocorreu nos demais sistemas – MS-A a MS-E–, que tem a característica de gás seco. As variações volumétricas nos sistemas de medição fiscal, provocadas pela formação de líquidos, por mínimas que sejam, tem impacto direto na produção e, conseqüentemente, na distribuição correta dos *royalties* entre o concessionário de petróleo e a União. Por exemplo, se o sistema de medição está localizado na entrada da planta, após os primeiros estágios de separação gás-líquido, o *overreading* provoca um aumento nas totalizações do gás e na produção da instalação, o que leva o concessionário a declarar este valor produzido a maior e a pagar os *royalties* do campo de produção a maior. Por exemplo, para a ordem de grandeza dos desvios apresentados neste trabalho, como o MS-G, com a correlação de Chisholm (1977), apresentou um desvio de 8,80 % nas vazões totalizadas e tal desvio pode acarretar em diferenças financeiras da ordem de milhões de reais.

B) Com este trabalho foi possível determinar 16 equações de correção (Equação 38 a 53) das totalizações de gás natural em função da pressão e temperatura do gás, uma abordagem diferente das literaturas até a presente data, que determinaram o *overreading* em função do XLM . A grande vantagem dessa nova proposta deve-se ao fato das grandes dificuldades de se medir a vazão mássica e densidade do líquido para calcular o XLM , conforme Equação 15, principalmente em casos de baixíssimos valores de XLM , menores que 0,02 (tipo I), fato que ocorreu nas simulações realizadas nos sistemas MS-F, MS-H, MS-I. Cada equação tem aplicabilidade reduzida aos respectivos sistemas de medição associados, mantendo as características de composição molar e as faixas mínimas e máximas de operação estudados. Neste

caso, a grande vantagem do cálculo automatizado de *overreading*, através das equações em função de pressão e temperatura, seria eliminar a necessidade de realizar simulações ponto-a-ponto de pressão, temperatura e composição molar em um simulador de processo, com as equações de estado. As Equações 38 a 53 podem ser inseridas em sistemas de automação, como em PLC – *Programmable Logic Controller* e monitorados através de sistemas SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*. Além disso, com estas equações, é possível de se determinar tecnicamente outras correlações de correções de volumes, diferentes das determinadas pela Resolução ANP 18 (2014), que determina arbitrariamente que quando ocorre uma medição falha, o volume deve ser corrigido baseado no histórico dos últimos dias de produção. Nos casos de erros de medição de gás úmido, esta metodologia citada pela ANP parece ser simplista e certamente não ser a mais representativa.

C) Foram determinados 16 gráficos de superfície e de contorno baseadas na pressão e temperatura do sistema de medição. Os gráficos apresentados e o equacionamento resultante mostram que o *overreading* aumenta com a redução da temperatura e com o aumento da pressão, ou seja, os máximos valores de OR ocorrem quando a temperatura é baixa e a pressão é alta, conforme extremos do gráfico de superfície e de contorno da Figura 41. Tal fato é coerente com a curva de orvalho mostrada na Figura 39, onde quanto maior a pressão e menor a temperatura, maior a quantidade de líquido (menor o título x).

D) Em ordem decrescente de estimativa do *overreading* podemos citar a correlação de Chisholm (1977), Lin (1982), Murdock (1962) e *Separated Flow Model* (1982). Salienta-se que a equação de Chisholm (1977), goza de grande prestígio, pois quando comparada as demais correlações, apresenta menores erros se comparada a dados experimentais, como realizado por Zheng (2016), e talvez seja por esse motivo é a correlação indicada como referência pela norma ISO (2012) para estimar o *overreading*. O sistema de medição com os maiores valores de *overreading* foi MS-G, seguido por MS-H, MS-F e MS-I, conforme Tabelas 15, 17, 19 e 21. Tal fato está coerente com a mesma ordem do parâmetro XLM para cada um destes sistemas de medição, conforme dados detalhados das simulações do APÊNDICE B, o que corrobora que este parâmetro de Lockhart-Martinelli representa bem os parâmetros

de umidade do gás natural. Para todos os casos, conforme Figura 49, em ordem decrescente de estimativa do *overreading* podemos citar a correlação de Chisholm(1977), Lin (1982), Murdock (1962) e *Separated Flow Model* (1982).

E) A partir da Figura 40 e após as análises de todos os sistemas de medição (MS-F a MS-I) pode-se afirmar que as 4 correlações escolhidas neste trabalho para estimar o *overreading* aumentam linearmente com o incremento do parâmetro *XLM* e *LVF*, o qual significa que para maior quantidade de condensados presentes no sistema de medição, a vazão aparente de gás também é maior. O inverso ocorre com os parâmetros x e *GVF*, ou seja, o *overreading* diminui linearmente com o incremento de tais parâmetros. Este comportamento para os quatro parâmetros (*XLM*, *LVF*, x e *GVF*) foi similar para os sistemas de medição MS-F, MS-G, MS-H e MS-I, conforme APÊNDICE C. Percebe-se que as diferenças do *overreading* entre as correlações são baixas para pequenos de *XLM* e *LVF*, ou seja, para pequenas quantidades de líquidos, mas a medida que tais parâmetros aumentam, a diferença entre as correlações torna-se maior. O mesmo fato ocorre de forma inversa para x e *GVF*.

F) Salienta-se por fim que a medição de vazão de gás natural úmido é um importante desafio a ser vencido pela indústria de petróleo e gás. Apesar das técnicas e tecnologias de medição de vazão terem se aprimorado nos últimos anos, ainda existem grandes barreiras a serem vencidas, assim como para medição multifásica, nos patamares de erros e incertezas determinados pela ANP para a medição fiscal da produção de gás. Existe uma considerável quantidade de normas correlatas a medição de gás natural úmido, desde os projetos dos sistemas de medição, técnicas de amostragem e análises do gás específicas, citadas no ANEXO A. As técnicas de medição estão sendo continuamente desenvolvidas por diversos fabricantes, mas a incerteza aceita do medidor de gás monofásico (seco) ainda não é atingível quando um fluxo de gás úmido está presente. A ASME (2008) vai além. Afirma que devido às dificuldades envolvidas na medição de gás úmido, é improvável que o mesmo nível de incerteza observado na medição de gás monofásica seja alcançado em um futuro previsível.

5.1. Dificuldades encontradas

Devido ao fato da ausência de informações em tempo real dos sistemas de medição MS-A a MS-I, para pressão, temperatura e composição molar, foi necessário desenvolver uma metodologia para estimar as variações destes parâmetros que ocorrem num dia de produção. Estudar tal comportamento é extremamente necessário, pois mesmo que as temperaturas e pressões médias do dia estejam em patamares de medição do gás seco, as ocorrências pontuais de grandes flutuações de pressão e temperatura podem acarretar na formação momentânea de líquidos e os efeitos provocados podem persistir por vários dias, até que sejam realizados os procedimentos de drenagem do líquido gerado, acumulado a montante/jusante da placa de orifício ou até nos *tubings* dos instrumentos de pressão e diferencial de pressão.

Neste trabalho, apesar da analogia realizada com outros sistemas de medição similares de gás natural (MS-1 a MS-10), as alterações destas variáveis são particulares em cada sistema de medição e dependem de uma série de ocorrências operacionais no processo (localização do sistema de medição na planta, pressurização/despressurização do sistema de medição, paradas e entradas de poços em produção com diferentes pressões e temperaturas de reservatório e diferentes composições do gás natural, configurações de alinhamentos de válvulas e tubulações, características dos compressores e válvulas controladores, etc.). Dessa forma, qualquer metodologia para escolha das variações dessas variáveis pode não representar a variação real e o mais indicado é analisar estatisticamente as variações de pressão, temperatura e composição molar de forma individualizada, para cada sistema de medição.

Na aplicação metodológica deste trabalho em outros sistemas de medição de gás natural com a tecnologia de placa de orifício, propõe-se estudar as variações da cromatografia, da pressão e da temperatura da seguinte forma. Cromatografia: análises em tempo real, onde for possível, através de, por exemplo, cromatógrafos em linha, analisando continuamente os componentes do gás ou, onde não for possível, realizar coletas manuais de gás natural em intervalos regulares ao longo do dia e durante vários dias de produção para se determinar os valores máximos e

mínimos. Pressão e temperatura: realizar as análises estatísticas de máximos, médios e mínimos de pressão e temperatura do próprio sistema de medição em estudo.

Outra dificuldade encontrada foi a utilização das equações generalistas de Murdock (1962), Chisholm (1977), Lin (1982) e *Separated Flow Model* (1982), fora das condições de operação de estudo que elas foram determinadas, conforme Tabela 2. Devido à falta de alternativas, sabe-se que tem sido comum a aplicação destes modelos em até em outros medidores de diferencial de medição, como em medidores Venturi, como feito por Steven (2002). Outros trabalhos recentes também não atenderam as condições de operação das equações da Tabela 2, como o Bai e Zheng (2018), Li et al. (2020) e Pellegrini (2021).

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, propõe-se um estudo do incremento de incerteza do sistema de medição devido ao fenômeno de *overreading*. Isso por que, para sistemas de medição por placa de orifício, a ANP aceita no RTM (2013) o valor de 1,5% de incerteza global dos sistemas de medição (conjunto das incertezas dos instrumentos e suas calibrações, análises do gás, inspeções dimensionais na placa de orifício e trecho reto de medição). Uma proposta é o desenvolvimento de um trabalho para compor no somatório de incertezas utilizadas pelos concessionários de petróleo o fenômeno de gás úmido.

Para melhorar a qualidade dos valores de *overreading* aplicadas num sistema de medição de gás natural, propõe-se determinar novas equações de *overreading* geradas a partir de ensaios experimentais, com os dimensionais de placa de orifício, trecho reto, e variáveis de processo (vazões, pressões e temperaturas), condizentes com o sistema de medição em estudo, gerando erros consideravelmente menores que as equações generalistas citadas na Tabela 2, como o trabalho desenvolvido por Tomaszewska-Wach e Rzasa (2020).

Por último, propõe-se o estudo de novos equacionamentos de *overreading* generalistas do ponto de vista dimensional (amplas faixas de d, D, β , pressão e temperatura), mas com XLM menor que 0,02 (tipo I), assim como mapas de padrões de fluxo nestas faixas mesmas faixas de XLM , para aplicabilidade

direcionada a sistemas de medição de gás natural similares a este trabalho, ou seja, com baixíssimos teores de líquido.

Outra análise interessante a ser estudada é utilizar o próprio sensor de diferencial de pressão do sistema de medição do tipo placa de orifício, conforme Figura 15, para identificar a formação de líquido, através do aumento do desvio padrão desta variável, conforme indícios do trabalho de Kinney e Steven (2012), indicado na Figura 25.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABLE. Fluenta flare gas flow meter. Disponível em <<https://able.co.uk/product/flow/fluenta-flare-gas-flow-meter/z-additions/system-integration/>>. Acesso em: 12 de jul. 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (BRASIL). **Resolução ANP 18/14**. Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água. 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (BRASIL). **Resolução ANP 65/14**. Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água. 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (BRASIL). **Resolução Conjunta ANP/Inmetro - nº 1/2013**. Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário Estatístico**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2020/texto-secao-1.pdf>>. Acesso em: 21 de jun. 2022a.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Gás Natural**. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/processamento-de-gas-natural/gas-natural#:~:text=G%C3%A1s%20natural%20%C3%A9%20uma%20subst%C3%A2ncia,com%20teores%20abaixo%20de%2025>>. Acesso em: 21 de jun. 2022d.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Multas e Regularizações**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/multas-e-regularizacoes/>>. Acesso em: 21 de jun. 2022b.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Painéis Dinâmicos**. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp>>. Acesso em: 21 de jun. 2022c.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Preço de referência do gás natural (2022e)**. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>>. Acesso em: 24 de jun. 2022e.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No. 11**. Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter. Washington, U.S.A., 2013.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No. 3**. Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids— Concentric, Square-edged Orifice Meters Part 2: Specification and Installation Requirements. Washington, U.S.A., 2012.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No. 7**. Measurement of Natural Gas by Turbine Meters. Washington, U.S.A., 2006.
- AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No. 8**. Thermodynamic Properties of

Natural Gas and Related Gases. Washington, U.S.A., 2017.

AMERICAN GAS ASSOCIATION. **AGA Report No. 9**. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Washington, U.S.A., 2017.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API PUBL 2565**. State of the Art Multiphase Flow Metering. Washington, U.S.A., 2004.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME MFC-19G**. Wet Gas Flowmetering Guideline, New York, U.S.A., 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16338**. Gás Natural – Determinação do Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos. Rio de Janeiro, 2014.

BAI, Bofeng; ZHENG, Xuebo. Comparison of the two-phase mass flow coefficient and the over-reading for wet gas flow metering with DP meters. **Experimental Thermal and Fluid Science**, v. 90, p. 14-21, 2018.

BAIOCO, Juliana Souza et al. Custos e Benefícios Econômicos de Tecnologias de Transporte de Gás Natural no Brasil. **Anais do 4. O Pdpetro, Trabalho 7.2. 0119**, v. 1, 2007.

BERTOLA, Volfango (Ed.). **Modelling and experimentation in two-phase flow**. Springer, 2014.

BIZON, E. **Two-phase flow measurement with sharp-edged orifices and venturis**. Atomic Energy of Canada Ltd., Chalk River (Ontario), 1965.

BRASIL. Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998. **Implanta a Agência Nacional do Petróleo – ANP**. Brasília, 1998.

BRASIL. **Economia e Governo**. Disponível em <<http://www.brasil-economia-governo.org.br/2011/03/14/qual-a-diferenca-entre-regime-de-partilha-e-regime-de-concessao-na-exploracao-do-petroleo/#:~:text=O%20regime%20de%20partilha%20e,o%20dono%20do%20petr%C3%B3leo%20produzido>>. Acesso em: 21 de jun. 2022.

CAMPOS, Sthener Rodrigues Vieira et al. Orifice plate meter field performance: Formulation and validation in multiphase flow conditions. **Experimental Thermal and Fluid Science**, v. 58, p. 93-104, 2014.

CARMO, F. R. Desenvolvimento de ambiente computacional para cálculos termodinâmicos de substâncias puras e misturas e modelagem de equilíbrio líquido-vapor a pressões baixas e moderadas utilizando equações de estado cúbicas. **Monografia-Universidade Federal do Ceará, Fortaleza**, 2009.

COLLINS, D. B.; GACESA, M. Measurement of steam quality in two-phase upflow with venturimeters and orifice plates. 1971.

DE LEEUW, Rick. Liquid correction of Venturi meter readings in wet gas flow. 1997.

DEVOLD, Havard. **Oil and gas production handbook: an introduction to oil and gas production**. Lulu. com, 2013.

DOS SANTOS, Edmilson Moutinho. Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. Annablume, 2002.

DWSIM. Disponível em <<https://dwsim.org/>>. Acesso em: 20 de set. 2022.

FLOWCON. Turbine Meters. Disponível em <<https://www.flowcon.co.uk/turbine-meters.html>>. Acesso em: 12 de jul. 2022.

FLUENTA. Complete User Manual for FGM160 with TFS. Disponível em <<https://www.fluenta.com/wp-content/uploads/2015/09/FGM160-I-Complete-User-Manual.pdf>>. Acesso em: 12 de jul. 2022.

GALATRO, Daniela; MARIN-CORDERO, Flavio. Considerations for the dew point calculation in rich natural gas. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 18, p. 112-119, 2014.

GALEANO, Joaquin Giovanni Diaz et al. Aspectos numéricos do problema de cálculo de fenômenos de vaporização retrógrada dupla. 2007.

GHAJAR, Afshin J. Single-and Two-Phase Flow Pressure Drop and Heat Transfer in Tubes. 2021.

HE, Deng-Hui; BAI, Bo-Feng. Two-phase mass flow coefficient of V-Cone throttle device. *Experimental thermal and fluid science*, v. 57, p. 77-85, 2014.

INSTRUMENTATION TOOLS. Facts About Orifice Flow Meters. Disponível em <<https://instrumentationtools.com/facts-about-orifice-flow-meters/>>. Acesso em: 12 de jul. 2022.

INTEG. Mass Flow Meters. Disponível em <<https://www.integ-group.com/flow-meters.html>>. Acesso em: 12 de jul. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Disponível em: <<http://www.iea.org>>. Acesso em: 20 de jun. 2022.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO 6976** Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition. Geneva, Switzerland, 2015.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO/TR 12748**. Natural Gas — Wet gas flow measurement in natural gas operations. Geneva, Switzerland, 2015.

KINNEY, Josh; STEVEN, Richard. Effects of Wet Gas Flow on Gas Orifice Plate Meters. **American School of Gas Measurement Technology**, 2012.

LI, Shanshan et al. Comparison of throttle devices to measure two-phase flowrates of wet gas with extremely-low liquid loading. **Flow Measurement and Instrumentation**, v. 76, p. 101840, 2020.

- LIU, Huang et al. Compressibility factor measurement and simulation of five high-temperature ultra-high-pressure dry and wet gases. **Fluid Phase Equilibria**, v. 500, p. 112256, 2019.
- LIU, Weiye et al. Wet gas pressure drop across orifice plate in horizontal pipes in the region of flow pattern transition. **Flow Measurement and Instrumentation**, v. 71, p. 101678, 2020.
- LOULI, Vasiliki et al. Measurement and prediction of dew point curves of natural gas mixtures. **Fluid Phase Equilibria**, v. 334, p. 1-9, 2012.
- MA, Youfang et al. Experimental study on prediction model of wet gas pressure drop across single-orifice plate in horizontal pipes in the low gas phase Froude number region. **Chinese Journal of Chemical Engineering**, v. 46, p. 63-72, 2022.
- MA, Youfang et al. Wet gas pressure drop across multi-orifice plate in horizontal pipe in low gas-phase Froude number region. **Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers**, v. 127, p. 92-101, 2021.
- MANDHANE, J. M.; GREGORY, G. A.; AZIZ, K. A flow pattern map for gas—liquid flow in horizontal pipes. **International journal of multiphase flow**, v. 1, n. 4, p. 537-553, 1974.
- MOURA, Luiz FM; MARVILLET, Christophe. Measurement of two-phase mass flow rate and quality using venturi and void fraction meters. In: ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition. American Society of Mechanical Engineers, 1997. p. 363-368.
- NORWEGIAN SOCIETY FOR OIL AND GAS MEASUREMENT – NFOGM. **Handbook of Multiphase Flow Metering**, 2005.
- NOVAK, Nefeli et al. Prediction of dew points and liquid dropouts of gas condensate mixtures. **Fluid Phase Equilibria**, v. 457, p. 62-73, 2018.
- PAZ, Sidrak José da. **Inferência do ponto de orvalho em amostras de gás natural processado**. 2011. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- PELLEGRINI, S. P. et al. Model analysis for differential pressure two-phase flow rate meter in intermittent flow. **Flow Measurement and Instrumentation**, v. 81, p. 102017, 2021.
- QUIBEN, Jesus Moreno. **Experimental and analytical study of two-phase pressure drops during evaporation in horizontal tubes**. EPFL, 2005.
- RODRÍGUEZ, Jorge A. Introducción a la termodinámica: Con algunas aplicaciones de ingeniería. 2009.
- ROSA, LEANDRO COUTO. Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural. 2010. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ

SADRI, Mahdi et al. Effect of systematic and random flow measurement errors on history matching: a case study on oil and wet gas reservoirs. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 9, n. 4, p. 2853-2862, 2019.

SANTOS, Bruna Marchi dos. Projeção de demanda de gás natural no mercado brasileiro utilizando método estatístico. 2019.

SANTOS, Carla. Estatística descritiva. **Manual de auto-aprendizagem**, v. 2, 2007.

SANTOS, M. N. et al. Modelagem e simulação de um separador trifásico de petróleo autores. In: **9o Congresso Brasileiro De Pesquisa E Desenvolvimento Em Petróleo E Gás**. 2013. p. 628-638.

SIGMAPLOT. <<https://sigmaplot.com/>> Acesso em: 20 de set. 2022.

SKYLOGIANNI, Eirini et al. Measurement and prediction of dew points of six natural gases. **Fluid Phase Equilibria**, v. 424, p. 8-15, 2016.

SMITH, R. V.; LEANG, J. T. **Evaluations of correlations for two-phase, flowmeters three current-one new**. Wichita State Univ., KS, 1975.

SOLARTRON. DP Flow. Disponível em <<https://www.solartronisa.com/products/dpflow>> Acesso em: 12 de jul. 2022.

STARCOM. Curve Fitting Using SigmaPlot. Disponível em <<http://www.starcomacademic.com/curve-fitting-using-sigmaplot>>. Acesso em: 20 de set. 2022.

STEVEN, Richard N. Wet gas metering with a horizontally mounted Venturi meter. **Flow measurement and Instrumentation**, v. 12, n. 5-6, p. 361-372, 2002.

STEVEN, Richard. Horizontally installed cone differential pressure meter wet gas flow performance. **Flow measurement and Instrumentation**, v. 20, n. 4-5, p. 152-167, 2009.

STEVEN, Richard; HALL, Andrew. Orifice plate meter wet gas flow performance. **Flow Measurement and Instrumentation**, v. 20, n. 4-5, p. 141-151, 2009.

STEWART, David G.; BROWN, Gregor; HODGES, David. Wet gas Venturi metering. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. OnePetro, 2002.

TAITEL, Yemada; DUKLER, Abe E. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. **AIChE journal**, v. 22, n. 1, p. 47-55, 1976.

TERRON, Luiz Roberto. Termodinâmica química aplicada. Manole, 2009.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência, 2001.

TOMASZEWSKA-WACH, Barbara; RZASA, Mariusz. Correction of wet gas flow measurements applying standard orifice. **International Journal of Computational Methods and Experimental Measurements**, v. 8, n. 2, p. 175-185, 2020.

ZHENG, Xuebo et al. Error analysis of gas and liquid flow rates metering method based on differential pressure in wet gas. **Experimental Thermal and Fluid Science**, v. 79, p. 245-253, 2016.

APÊNDICE A – DADOS FORNECIDOS PELA ANP

Tabela 22 – Composição molar do gás natural do MS-B – menor densidade e maior densidade.

Componente	Composição Molar (%)	Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000	Água	0,000
Metano	70,773	Metano	64,772
Dióxido de Carbono	0,435	Dióxido de Carbono	0,538
Isopentano	0,717	Isopentano	0,750
Etano	8,929	Etano	9,824
Hélio	0,000	Hélio	0,000
Oxigênio	0,000	Oxigênio	0,069
Hidrogênio	0,000	Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000	Argônio	0,000
Propano	11,630	Propano	13,663
Isobutano	2,367	Isobutano	3,245
Nitrogênio	1,240	Nitrogênio	2,084
N-hexano	0,092	N-hexano	0,019
N-heptano	0,009	N-heptano	0,000
N-butano	3,186	N-butano	4,590
N-decano	0,000	N-decano	0,000
N-nonano	0,000	N-nonano	0,000
N-octano	0,000	N-octano	0,000
N-pentano	0,622	N-pentano	0,515
Monóxido de Carbono	0,000	Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000	Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,832	Densidade Relativa do Gás	0,891

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 23 – Dimensões e características do MS-B.

Parâmetro	Valor
d (mm)	13,31
D (mm)	73,79
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	53,63
Pressão média (kPa)	290,78
Temperatura média (°C)	26,93

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 24 – Composição molar do gás natural do MS-C – menor densidade e maior densidade.

Componente	Composição Molar (%)	Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000	Água	0,000
Metano	70,747	Metano	65,497
Dióxido de Carbono	0,985	Dióxido de Carbono	0,668
Isopentano	0,587	Isopentano	0,825
Etano	11,248	Etano	13,502
Hélio	0,000	Hélio	0,000
Oxigênio	0,022	Oxigênio	0,014
Hidrogênio	0,000	Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000	Argônio	0,000
Propano	9,121	Propano	10,339
Isobutano	1,543	Isobutano	1,796
Nitrogênio	1,578	Nitrogênio	1,396
N-hexano	0,666	N-hexano	1,238
N-heptano	0,167	N-heptano	0,162
N-butano	2,584	N-butano	3,382
N-decano	0,000	N-decano	0,000
N-nonano	0,004	N-nonano	0,001
N-octano	0,024	N-octano	0,021
N-pentano	0,724	N-pentano	1,173
Monóxido de Carbono	0,000	Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000	Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,824	Densidade Relativa do Gás	0,885

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 25 – Dimensões e características do MS-C.

Parâmetro	Valor
d (mm)	39,98
D (mm)	155,41
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	666,94
Pressão média (kPa)	826,1
Temperatura média (°C)	72,98

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26 – Composição molar do gás natural do MS-D.

Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000
Metano	70,418
Dióxido de Carbono	0,643
Isopentano	1,189
Etano	11,919
Hélio	0,000
Oxigênio	0,024
Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000
Propano	7,325
Isobutano	1,849
Nitrogênio	1,337
N-hexano	1,379
N-heptano	0,000
N-butano	2,946
N-decano	0,000
N-nonano	0,000
N-octano	0,000
N-pentano	0,971
Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,843

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 27 – Dimensões e características do MS-D.

Parâmetro	Valor
d (mm)	19,13
D (mm)	102,38
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	48,94
Pressão média (kPa)	381,05
Temperatura média (°C)	38,67

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 28 – Composição molar do gás natural do MS-E – menor densidade e maior densidade.

Componente	Composição Molar (%)	Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000	Água	0,000
Metano	70,773	Metano	64,772
Dióxido de Carbono	0,435	Dióxido de Carbono	0,538
Isopentano	0,717	Isopentano	0,750
Etano	8,929	Etano	9,824
Hélio	0,000	Hélio	0,000
Oxigênio	0,000	Oxigênio	0,069
Hidrogênio	0,000	Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000	Argônio	0,000
Propano	11,630	Propano	13,663
Isobutano	2,367	Isobutano	3,245
Nitrogênio	1,240	Nitrogênio	2,084
N-hexano	0,092	N-hexano	0,019
N-heptano	0,009	N-heptano	0,000
N-butano	3,186	N-butano	4,590
N-decano	0,000	N-decano	0,000
N-nonano	0,000	N-nonano	0,000
N-octano	0,000	N-octano	0,000
N-pentano	0,622	N-pentano	0,515
Monóxido de Carbono	0,000	Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000	Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,832	Densidade Relativa do Gás	0,891

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 29 – Dimensões e características do MS-E.

Parâmetro	Valor
d (mm)	50,56
D (mm)	146,7
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	3481,90
Pressão média (kPa)	2558,95
Temperatura média (°C)	52,53

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 30 – Composição molar do gás natural do MS-F – menor densidade e maior densidade.

Componente	Composição Molar (%)	Componente	Composição Molar (%)
Água	0,597	Água	1,521
Metano	61,169	Metano	54,093
Dióxido de Carbono	0,730	Dióxido de Carbono	1,173
Isopentano	1,306	Isopentano	1,671
Etano	13,221	Etano	12,870
Hélio	0,000	Hélio	0,000
Oxigênio	0,000	Oxigênio	0,000
Hidrogênio	0,000	Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000	Argônio	0,000
Propano	11,300	Propano	15,569
Isobutano	1,869	Isobutano	5,338
Nitrogênio	6,363	Nitrogênio	1,839
N-hexano	1,193	N-hexano	1,070
N-heptano	0,239	N-heptano	0,164
N-butano	0,826	N-butano	3,072
N-decano	0,000	N-decano	0,000
N-nonano	0,036	N-nonano	0,046
N-octano	0,194	N-octano	0,091
N-pentano	0,959	N-pentano	1,478
Monóxido de Carbono	0,000	Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000	Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,893	Densidade Relativa do Gás	1,013

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 31 – Dimensões e características do MS-F.

Parâmetro	Valor
d (mm)	57,122
D (mm)	193,24
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	1153,74
Pressão média (kPa)	516,87
Temperatura média (°C)	27,98

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 32 – Composição molar do gás natural do MS-G – menor densidade e maior densidade.

Componente	Composição Molar (%)	Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000	Água	0,000
Metano	94,194	Metano	67,280
Dióxido de Carbono	0,505	Dióxido de Carbono	1,690
Isopentano	0,283	Isopentano	1,670
Etano	1,423	Etano	5,830
Hélio	0,000	Hélio	0,000
Oxigênio	0,008	Oxigênio	0,000
Hidrogênio	0,000	Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000	Argônio	0,000
Propano	1,155	Propano	7,170
Isobutano	0,449	Isobutano	2,030
Nitrogênio	0,186	Nitrogênio	1,760
N-hexano	0,504	N-hexano	2,700
N-heptano	0,131	N-heptano	1,640
N-butano	0,773	N-butano	4,010
N-decano	0,000	N-decano	0,180
N-nonano	0,001	N-nonano	0,540
N-octano	0,013	N-octano	1,010
N-pentano	0,375	N-pentano	2,490
Monóxido de Carbono	0,000	Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000	Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,626	Densidade Relativa do Gás	1,025

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 33 – Dimensões e características do MS-G.

Parâmetro	Valor
d (mm)	12,524
D (mm)	52,49
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	36,24
Pressão média (kPa)	1006,37
Temperatura média (°C)	41,18

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 34 – Composição molar do gás natural do MS-H – menor densidade e maior densidade

Componente	Composição Molar (%)	Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000	Água	0,000
Metano	69,434	Metano	58,380
Dióxido de Carbono	0,436	Dióxido de Carbono	0,620
Isopentano	0,523	Isopentano	1,620
Etano	13,458	Etano	12,250
Hélio	0,000	Hélio	0,000
Oxigênio	0,019	Oxigênio	0,000
Hidrogênio	0,000	Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000	Argônio	0,000
Propano	9,140	Propano	10,510
Isobutano	1,428	Isobutano	2,220
Nitrogênio	1,546	Nitrogênio	1,210
N-hexano	0,720	N-hexano	2,820
N-heptano	0,131	N-heptano	1,600
N-butano	2,465	N-butano	4,870
N-decano	0,000	N-decano	0,030
N-nonano	0,000	N-nonano	0,270
N-octano	0,011	N-octano	0,900
N-pentano	0,689	N-pentano	2,700
Monóxido de Carbono	0,000	Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000	Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,823	Densidade Relativa do Gás	1,076

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 35 – Dimensões e características do MS-H

Parâmetro	Valor
d (mm)	13,5
D (mm)	53,02
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	92,67
Pressão média (kPa)	712,09
Temperatura média (°C)	63,01

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 36 – Composição molar do gás natural do MS-I.

Componente	Composição Molar (%)
Água	0,000
Metano	73,800
Dióxido de Carbono	2,110
Isopentano	0,950
Etano	5,940
Hélio	0,000
Oxigênio	0,160
Hidrogênio	0,000
Argônio	0,000
Propano	6,330
Isobutano	2,260
Nitrogênio	3,960
N-hexano	0,460
N-heptano	0,220
N-butano	2,970
N-decano	0,010
N-nonano	0,020
N-octano	0,090
N-pentano	0,720
Monóxido de Carbono	0,000
Total	100,000
Densidade Relativa do Gás	0,815

Tabela 37 – Dimensões e características do MS-I.

Parâmetro	Valor
d (mm)	32,661
D (mm)	154,448
\dot{Q}_b (Nm ³ /h)	281,41
Pressão média (kPa)	778,72
Temperatura média (°C)	31,71

Fonte: Elaborado pelo autor.

**APÊNDICE B – RESULTADOS DETALHADOS DAS SIMULAÇÕES
NO DWSIM®**

Tabela 38 – Dados do Sistema de Medição F – menor densidade – parte 1.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	XLM	Úmido ou Seco	\bar{U}_{sg} (m/s)	\bar{U}_{sl} (m/s)	Fr_g	Fr_l	DR
OP1	20,17	7,08	0,003985455	Gás úmido	1,49374373	0,00065034	0,119250292	0,000475267	0,011933575
OP2	27,98	7,08	0,001935864	Gás úmido	1,54564130	0,00032484	0,122620793	0,000237377	0,011786351
OP3	35,79	7,08	0,00041001	Gás úmido	1,59537242	0,00006806	0,121245026	4,97117E-05	0,010826643
OP4	20,17	5,17	0,001897978	Gás úmido	2,06745265	0,00036360	0,139763501	0,000265268	0,008585966
OP5	27,98	5,17	0,000588606	Gás úmido	2,13460629	0,00011543	0,143065112	8,42089E-05	0,008440504
OP6	35,79	5,17	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP7	20,17	3,25	0,000368688	Gás úmido	3,30103174	0,00008871	0,175242185	6,46098E-05	0,005312297
OP8	27,98	3,25	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP9	35,79	3,25	-	Gás seco	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 39 – Dados do Sistema de Medição F – menor densidade – parte 2.

Ponto de Operação	GVF	LVF	\dot{m}_g (kg/s)	ρ_{mix} (kg/m ³)	ρ_{gas}	x	ρ_l
OP1	0,999564815	0,000435185	0,342634	7,81775	7,54585	0,964801	632,321
OP2	0,999789877	0,000210123	0,342634	7,55695	7,42612	0,982481	630,061
OP3	0,99995734	4,26602E-05	0,342634	7,32261	7,29418	0,996075	673,725
OP4	0,999824163	0,000175837	0,342634	5,64981	5,53739	0,979928	644,935
OP5	0,999945926	5,40736E-05	0,342634	5,47274	5,4382	0,993634	644,298
OP6	-	-	0,342634	-	-	1	-
OP7	0,999973129	2,68713E-05	0,342634	3,53904	3,52132	0,994967	662,862
OP8	-	-	0,342634	-	-	1	-
OP9	-	-	0,342634	-	-	1	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 40 – Dados do Sistema de Medição G – menor densidade – parte 1.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	<i>XLM</i>	Umido ou Seco	\bar{U}_{sg} (m/s)	\bar{U}_{sl} (m/s)	Fr_g	Fr_l	<i>DR</i>
OP1	29,69	13,79	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP2	41,18	13,79	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP3	52,67	13,79	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP4	29,69	10,06	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP5	41,18	10,06	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP6	52,67	10,06	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP7	29,69	6,33	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP8	41,18	6,33	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP9	52,67	6,33	-	Gás seco	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 41 – Dados do Sistema de Medição G – menor densidade – parte 2.

Ponto de Operação	<i>GVF</i>	<i>LVF</i>	\dot{m}_g (kg/s)	ρ_{mix} (kg/m ³)	ρ_{gas}	<i>x</i>	ρ_l
OP1	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP2	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP3	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP4	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP5	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP6	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP7	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP8	-	-	0,00757152	-	-	1	-
OP9	-	-	0,00757152	-	-	1	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 42 – Dados do Sistema de Medição G – maior densidade – parte 1.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	XLM	Úmido ou Seco	\bar{U}_{sg} (m/s)	\bar{U}_{sl} (m/s)	Fr_g	Fr_l	DR
OP1	29,69	13,79	0,065906231	Gás úmido	0,29528034	0,00282551	0,060394562	0,003980378	0,021080021
OP2	41,18	13,79	0,051039828	Gás úmido	0,31498053	0,00227838	0,062852596	0,003207986	0,020084676
OP3	52,67	13,79	0,039396423	Gás úmido	0,33482530	0,00188544	0,067396758	0,002655191	0,020430269
OP4	29,69	10,06	0,04780156	Gás úmido	0,41683429	0,00249113	0,073210927	0,003499597	0,015630764
OP5	41,18	10,06	0,036300524	Gás úmido	0,44362444	0,00197782	0,076519941	0,002777714	0,01508394
OP6	52,67	10,06	0,02693011	Gás úmido	0,47050026	0,00156671	0,081713962	0,002200566	0,015288992
OP7	29,69	6,33	0,028709967	Gás úmido	0,69547944	0,00198843	0,097016066	0,002785328	0,009917164
OP8	41,18	6,33	0,020813909	Gás úmido	0,73791200	0,00151260	0,101786015	0,002118565	0,009699101
OP9	52,67	6,33	0,014156878	Gás úmido	0,78017079	0,00109253	0,108094143	0,001530276	0,009784796

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 43 – Dados do Sistema de Medição G – maior densidade – parte 2.

Ponto de Operação	GVF	LVF	\dot{m}_g (kg/s)	ρ_{mix} (kg/m ³)	ρ_{gas}	x	ρ_l
OP1	0,990521796	0,009478204	0,0123581	19,1575	13,3024	0,68779	631,043
OP2	0,99281856	0,00718144	0,0123581	18,0009	13,3303	0,735216	663,705
OP3	0,994400424	0,005599576	0,0123581	16,961	13,3711	0,783929	654,475
OP4	0,994059207	0,005940793	0,0123581	13,6194	9,91128	0,72341	634,088
OP5	0,995561478	0,004438522	0,0123581	12,8163	9,9365	0,771863	658,747
OP6	0,996681179	0,003318821	0,0123581	12,0978	9,96723	0,821156	651,922
OP7	0,99714907	0,00285093	0,0123581	8,18812	6,37395	0,776219	642,719
OP8	0,997954356	0,002045644	0,0123581	7,72352	6,38906	0,82553	658,727
OP9	0,998601586	0,001398414	0,0123581	7,3099	6,40366	0,874801	654,45

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 44 – Dados do Sistema de Medição H – menor densidade – parte 1.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	<i>XLM</i>	Úmido ou Seco	\bar{U}_{sg} (m/s)	\bar{U}_{sl} (m/s)	Fr_g	Fr_l	DR
OP1	45,43	9,76	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP2	63,01	9,76	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP3	80,59	9,76	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP4	45,43	7,12	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP5	63,01	7,12	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP6	80,59	7,12	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP7	45,43	4,48	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP8	63,01	4,48	-	gás seco	-	-	-	-	-
OP9	80,59	4,48	-	gás seco	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 45 – Dados do Sistema de Medição H – menor densidade – parte 2.

Ponto de Operação	<i>GVF</i>	<i>LVF</i>	\dot{m}_g (kg/s)	ρ_{mix} (kg/m ³)	ρ_{gas}	x	ρ_l
OP1	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP2	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP3	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP4	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP5	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP6	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP7	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP8	-	-	0,0254138	-	-	1	-
OP9	-	-	0,0254138	-	-	1	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 46 – Dados do Sistema de Medição H – maior densidade – parte 1.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	XLM	Úmido ou Seco	\bar{U}_{sg} (m/s)	\bar{U}_{sl} (m/s)	Fr_g	Fr_l	DR
OP1	45,43	9,76	0,027869497	Gás úmido	1,16626784	0,00414340	0,207876371	0,00579341	0,0162502
OP2	63,01	9,76	0,013477855	Gás úmido	1,27989863	0,00222381	0,230746915	0,003109973	0,016618924
OP3	80,59	9,76	0,001924009	Gás úmido	1,39007865	0,00034784	0,252868575	0,000486521	0,016914634
OP4	45,43	7,12	0,017427825	Gás úmido	1,66024505	0,00316971	0,253757279	0,004422438	0,012000784
OP5	63,01	7,12	0,006439653	Gás úmido	1,81265046	0,00128842	0,279174381	0,001797786	0,012183156
OP6	80,59	7,12	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP7	45,43	4,48	0,007959699	Gás úmido	2,70936360	0,00189971	0,332279204	0,002644842	0,007759772
OP8	63,01	4,48	0,000697942	Gás úmido	2,93743526	0,00018096	0,360987712	0,000251948	0,007791331
OP9	80,59	4,48	-	Gás seco	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 47 – Dados do Sistema de Medição H – maior densidade – parte 2.

Ponto de Operação	GVF	LVF	\dot{m}_g (kg/s)	ρ_{mix} (kg/m ³)	ρ_{gas}	x	ρ_l
OP1	0,996459877	0,003540123	0,0331562	12,8309	10,5664	0,820597	650,232
OP2	0,998265524	0,001734476	0,0331562	11,7129	10,6227	0,905347	639,193
OP3	0,999749833	0,000250167	0,0331562	10,8006	10,6458	0,985422	629,384
OP4	0,998094453	0,001905547	0,0331562	9,02807	7,80381	0,862747	650,275
OP5	0,999289713	0,000710287	0,0331562	8,27891	7,82808	0,944874	642,533
OP6	-	-	0,0331562	-	-	1	-
OP7	0,999299325	0,000700675	0,0331562	5,5389	5,08345	0,917129	655,103
OP8	0,999938398	6,16025E-05	0,0331562	5,11212	5,07232	0,992155	651,021
OP9	-	-	0,0331562	-	-	1	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 48 – Dados do Sistema de Medição I – menor densidade – parte 1.

Ponto de Operação	Temperatura °C	Pressão bar	XLM	Úmido ou Seco	\bar{U}_{sg} (m/s)	\bar{U}_{sl} (m/s)	Fr_g	Fr_l	DR
OP1	22,86	10,67	0,00234356	Gás úmido	0,38139234	0,00011411	0,039890133	9,34849E-05	0,01629871
OP2	31,71	10,67	0,000729201	Gás úmido	0,39549105	0,00003641	0,040903275	2,98267E-05	0,015942856
OP3	40,56	10,67	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP4	22,86	7,79	0,000935814	Gás úmido	0,53034911	0,00005359	0,046800789	4,37968E-05	0,011657173
OP5	31,71	7,79	0,000111007	Gás úmido	0,54861913	0,00000648	0,047711477	5,29631E-06	0,011325571
OP6	40,56	7,79	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP7	22,86	4,90	0,000112688	Gás úmido	0,85509537	0,00000812	0,058735548	6,61881E-06	0,007095506
OP8	31,71	4,90	-	Gás seco	-	-	-	-	-
OP9	40,56	4,90	-	Gás seco	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

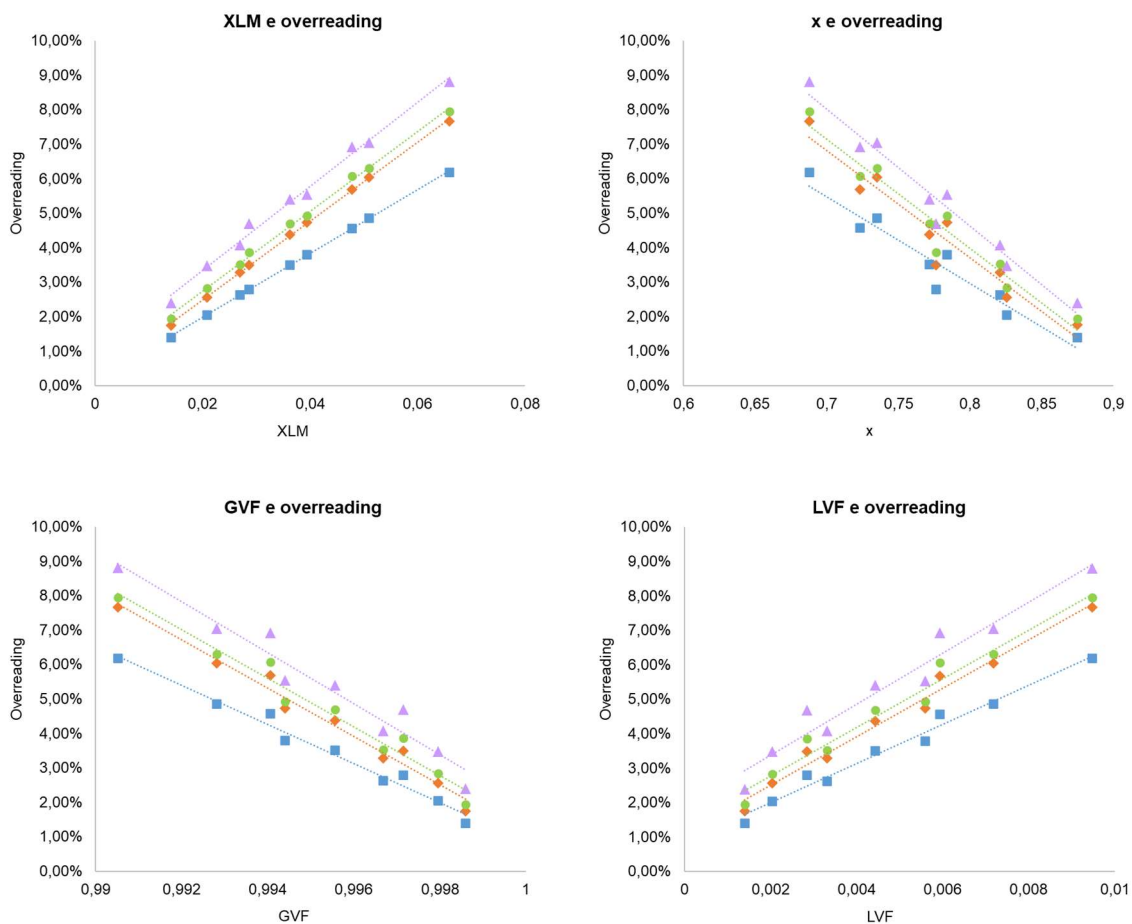
Tabela 49 – Dados do Sistema de Medição I – menor densidade – parte 2.

Ponto de Operação	GVF	LVF	\dot{m}_g (kg/s)	ρ_{mix} (kg/m ³)	ρ_{gas}	x	ρ_l
OP1	0,999700896	0,000299104	0,0764214	10,692	10,5024	0,981974	644,37
OP2	0,999907936	9,20641E-05	0,0764214	10,313	10,2547	0,994258	643,216
OP3	-	-	0,0764214	-	-	1	-
OP4	0,999898972	0,000101028	0,0764214	7,69051	7,62519	0,991407	654,12
OP5	0,999988187	1,18134E-05	0,0764214	7,43505	7,4274	0,998958	655,808
OP6	-	-	0,0764214	-	-	1	-
OP7	0,999990508	9,49219E-06	0,0764214	4,77026	4,76393	0,998664	671,401
OP8	-	-	0,0764214	-	-	1	-
OP9	-	-	0,0764214	-	-	1	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

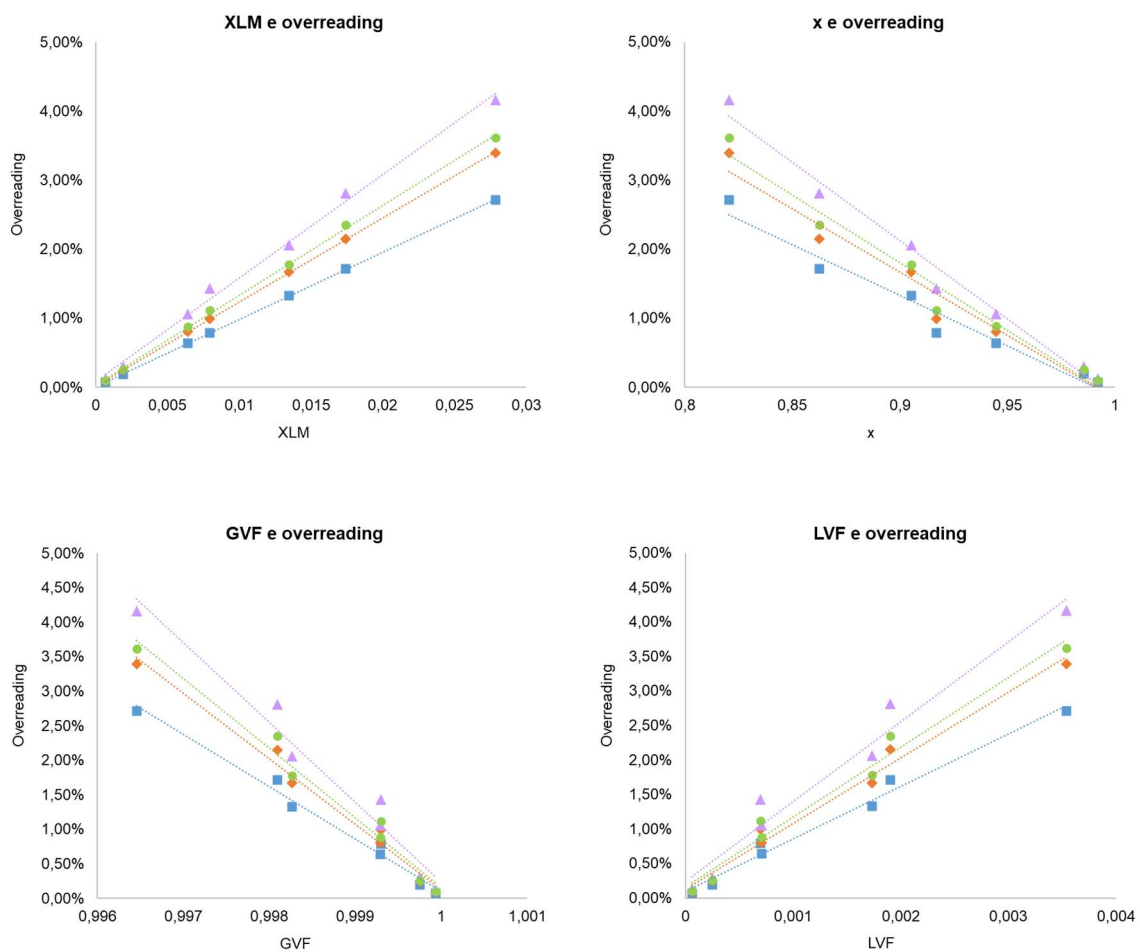
APÊNDICE C – ANÁLISE DAS EQUAÇÕES LINEARES DO OVERREADING EM FUNÇÃO DO *XLM*, *x*, *GVF* E *LVF*

Figura 48 – Equações lineares do *overreading* em função do *XLM*, *x*, *GVF* e *LVF* para a MS-G.



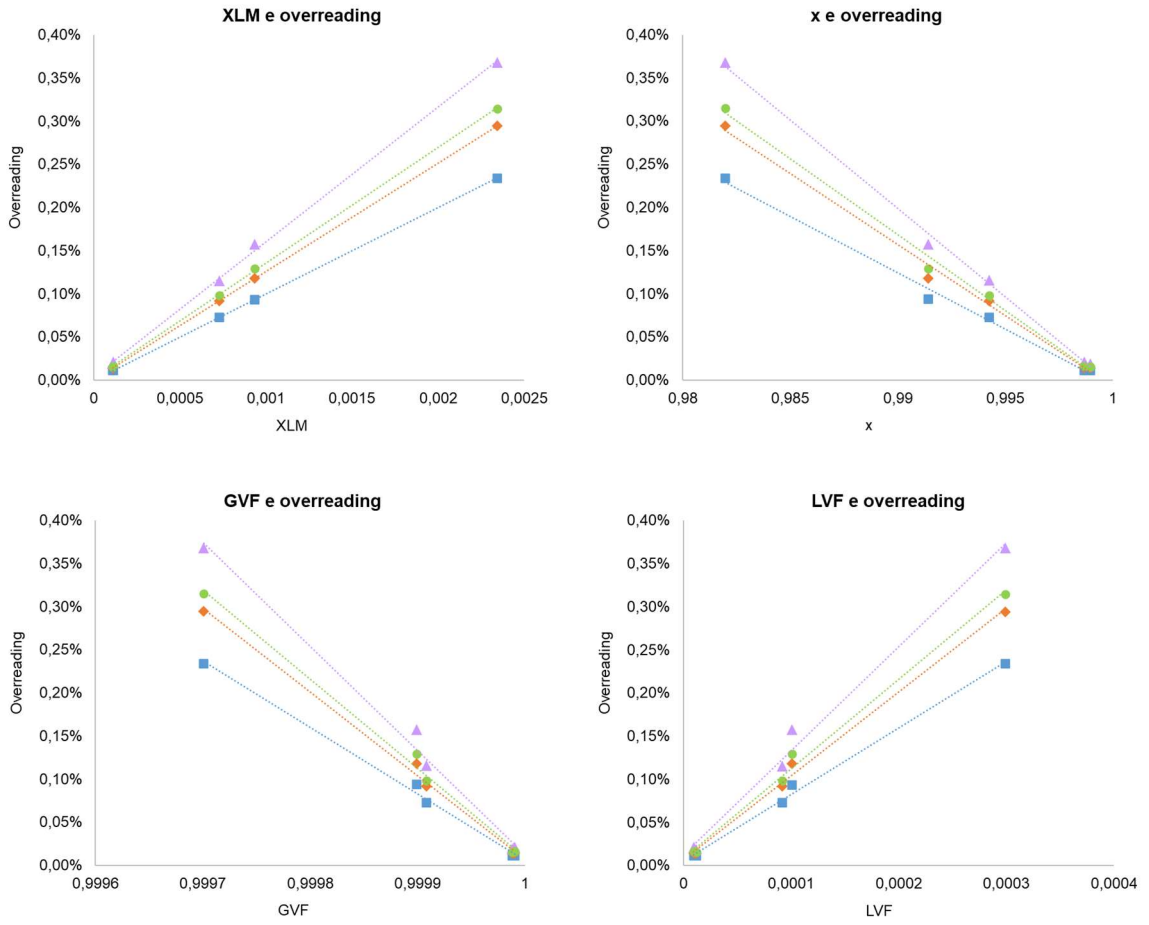
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 – Equações lineares do *overreading* em função do *XLM*, *x*, *GVF* e *LVF* para a MS-H.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Equações lineares do *overreading* em função do *XLM*, *x*, *GVF* e *LVF* para a MS-I.



Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE D – PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DAS REGRESSÕES LINEARES REALIZADAS NO SIGMAPLOT®

Tabela 50 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de Murdock (1962).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9951	0,9903	0,9805	0,0236	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	16,8533	4,9476	3,4063	0,0271
y0	7,9137	1,2314	6,4266	0,0030
a	0,5964	0,1683	3,5429	0,0240
b	8,3337	2,6245	3,1754	0,0337
c	2,0510	0,6493	3,1589	0,0342
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	0,3729	0,0746	
Residual	4	0,0022	0,0006	
Total	9	0,3751	0,0417	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	0,2259	0,0565	
Residual	4	0,0022	0,0006	
Total	8	0,2282	0,0285	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9128	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,3363)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,9477)	

Tabela 51 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de Chisholm (1977).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9953	0,9907	0,9813	0,0306	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	16,9237	4,6649	3,6279	0,0222
y0	7,5623	0,8354	9,0527	0,0008
a	0,7449	0,1563	4,7650	0,0089
b	8,3577	2,4971	3,3469	0,0287
c	1,9366	0,5068	3,8210	0,0188
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	0,6717	0,1343	
Residual	4	0,0038	0,0009	
Total	9	0,6755	0,0751	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	0,3979	0,0995	
Residual	4	0,0038	0,0009	
Total	8	0,4016	0,0502	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,8826	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,1673)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,9477)	

Tabela 52 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de Lin (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting
 Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$

Results for the Overall Best-Fit Solution:

R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate
0,9948	0,9896	0,9792	0,0269

	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	16,6974	5,1275	3,2564	0,0312
y0	7,6329	1,0117	7,5448	0,0017
a	0,6330	0,1562	4,0516	0,0155
b	8,5312	2,7074	3,1511	0,0345
c	1,9043	0,5875	3,2413	0,0316

Analysis of Variance:

	DF	SS	MS
Regression	5	0,4579	0,0916
Residual	4	0,0029	0,0007
Total	9	0,4608	0,0512

Corrected for the mean of the observations:

	DF	SS	MS
Regression	4	0,2759	0,0690
Residual	4	0,0029	0,0007
Total	8	0,2788	0,0348

Statistical Tests:

Normality Test (Shapiro-Wilk)	W Statistic = 0,9292
Significance Level = <0,0001	Passed (P = 0,4735)
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)	Passed (P = 0,9825)

Tabela 53 – Dados da regressão não linear do MS-F – correlação de *Separated Flow Model* (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting
 Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$

Results for the Overall Best-Fit Solution:

R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate
0,9960	0,9920	0,9840	0,0170

	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	16,8582	4,4668	3,7741	0,0195
y0	7,9125	1,1117	7,1173	0,0021
a	0,4759	0,1211	3,9289	0,0171
b	-8,3347	2,3708	-3,5155	0,0245
c	2,0513	0,5865	3,4973	0,0250

Analysis of Variance:

	DF	SS	MS
Regression	5	0,2378	0,0476
Residual	4	0,0012	0,0003
Total	9	0,2390	0,0266

Corrected for the mean of the observations:

	DF	SS	MS
Regression	4	0,1438	0,0359
Residual	4	0,0012	0,0003
Total	8	0,1450	0,0181

Statistical Tests:

Normality Test (Shapiro-Wilk)	W Statistic = 0,8803
Significance Level = <0,0001	Passed (P = 0,1581)
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)	Passed (P = 0,9477)

Tabela 54 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de Murdock (1962).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9981	0,9961	0,9922	0,1637	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	-133,3739	524,3847	-0,2543	0,8118
y0	17,7107	1,9600	9,0362	0,0008
a	49,5791	294,6505	0,1683	0,8745
b	-87,4042	132,0319	-0,6620	0,5442
c	8,2199	1,1266	7,2959	0,0019
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	201,4901	40,2980	
Residual	4	0,1072	0,0268	
Total	9	201,5973	22,3997	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	27,5140	6,8785	
Residual	4	0,1072	0,0268	
Total	8	27,6212	3,4526	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9617	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,8159)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,3314)	

Tabela 55 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de Chisholm (1977).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9970	0,9940	0,9879	0,2185	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	-57,1167	187,5325	-0,3046	0,7759
y0	17,5354	2,4468	7,1668	0,0020
a	22,8972	47,0633	0,4865	0,6521
b	66,4149	63,9667	1,0383	0,3578
c	8,9836	1,5503	5,7946	0,0044
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	291,3317	58,2663	
Residual	4	0,1909	0,0477	
Total	9	291,5226	32,3914	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	31,4773	7,8693	
Residual	4	0,1909	0,0477	
Total	8	31,6682	3,9585	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9546	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,7406)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,1694)	

Tabela 56 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de Lin (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsq	Adj Rsq	Standard Error of Estimate	
0,9977	0,9953	0,9906	0,1819	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	-89,5923	309,7599	-0,2892	0,7868
y0	17,2483	1,9237	8,9661	0,0009
a	30,3285	105,6637	0,2870	0,7883
b	75,8048	90,4523	0,8381	0,4492
c	8,2775	1,1819	7,0034	0,0022
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	224,9686	44,9937	
Residual	4	0,1323	0,0331	
Total	9	225,1009	25,0112	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	28,1277	7,0319	
Residual	4	0,1323	0,0331	
Total	8	28,2600	3,5325	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9637	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,8362)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,2852)	

Tabela 57 – Dados da regressão não linear do MS-G – correlação de *Separated Flow Model* (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsq	Adj Rsq	Standard Error of Estimate	
0,9982	0,9964	0,9928	0,1278	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	-125,3944	460,6427	-0,2722	0,7989
y0	17,7892	1,9339	9,1984	0,0008
a	37,1594	195,5533	0,1900	0,8585
b	-85,0197	118,2605	-0,7189	0,5119
c	8,2271	1,1014	7,4695	0,0017
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	129,9245	25,9849	
Residual	4	0,0653	0,0163	
Total	9	129,9898	14,4433	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	17,9881	4,4970	
Residual	4	0,0653	0,0163	
Total	8	18,0534	2,2567	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9680	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,8770)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,4072)	

Tabela 58 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de Murdock (1962).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9926	0,9852	0,9703	0,2012	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	43,8278	8,1696	5,3647	0,0058
y0	11,8853	3,0148	3,9423	0,0169
a	3,9402	1,1534	3,4160	0,0269
b	14,9347	5,5334	2,6990	0,0542
c	4,2531	1,5556	2,7341	0,0522
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	20,4274	4,0855	
Residual	4	0,1619	0,0405	
Total	9	20,5893	2,2877	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	10,7553	2,6888	
Residual	4	0,1619	0,0405	
Total	8	10,9172	1,3647	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9415	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,5981)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,8437)	

Tabela 59 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de Chisholm (1977).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9908	0,9817	0,9634	0,2778	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	43,7379	9,2337	4,7368	0,0091
y0	11,7415	3,2705	3,5901	0,0230
a	4,7272	1,3442	3,5167	0,0245
b	14,8832	6,1983	2,4012	0,0743
c	4,4595	1,7945	2,4852	0,0678
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	32,4121	6,4824	
Residual	4	0,3086	0,0772	
Total	9	32,7207	3,6356	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	16,5451	4,1363	
Residual	4	0,3086	0,0772	
Total	8	16,8538	2,1067	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9323	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,5036)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,8094)	

Tabela 60 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de Lin (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9920	0,9841	0,9682	0,2234	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	43,6689	8,6297	5,0603	0,0072
y0	11,7924	3,0278	3,8947	0,0176
a	4,1597	1,1772	3,5337	0,0242
b	14,9852	5,7819	2,5917	0,0606
c	4,3026	1,6050	2,6808	0,0552
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	23,7021	4,7404	
Residual	4	0,1996	0,0499	
Total	9	23,9017	2,6557	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	12,3452	3,0863	
Residual	4	0,1996	0,0499	
Total	8	12,5448	1,5681	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9368	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,5489)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,8437)	

Tabela 61 – Dados da regressão não linear do MS-H – correlação de *Separated Flow Model* (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9927	0,9854	0,9708	0,1595	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	43,8447	8,1287	5,3938	0,0057
y0	11,9563	3,0927	3,8660	0,0181
a	3,1691	0,9587	3,3055	0,0298
b	14,9101	5,5085	2,7067	0,0537
c	4,2818	1,5796	2,7108	0,0535
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	13,0100	2,6020	
Residual	4	0,1018	0,0254	
Total	9	13,1118	1,4569	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	6,8596	1,7149	
Residual	4	0,1018	0,0254	
Total	8	6,9614	0,8702	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9373	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,5542)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,8437)	

Tabela 62 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de Murdock (1962).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9958	0,9916	0,9883	0,0093	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	18,1283	2,7858	6,5073	<0,0001
y0	10,8532	1,0433	10,4024	<0,0001
a	0,3528	0,0611	5,7717	0,0002
b	-7,8850	1,2643	-6,2365	<0,0001
c	2,1757	0,6845	3,1784	0,0098
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	0,1428	0,0286	
Residual	10	0,0009	8,5625E-05	
Total	15	0,1437	0,0096	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	0,1012	0,0253	
Residual	10	0,0009	8,5625E-05	
Total	14	0,1021	0,0073	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9567	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,6345)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,0413)	

Tabela 63 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de Chisholm (1977).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9956	0,9912	0,9877	0,0120	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	16,0065	4,1107	3,8939	0,0030
y0	11,1100	0,9923	11,1960	<0,0001
a	0,5156	0,1412	3,6506	0,0045
b	8,7744	1,6494	5,3196	0,0003
c	2,4167	0,6138	3,9373	0,0028
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	0,2327	0,0465	
Residual	10	0,0014	0,0001	
Total	15	0,2341	0,0156	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	0,1619	0,0405	
Residual	10	0,0014	0,0001	
Total	14	0,1634	0,0117	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9760	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,9347)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,2191)	

Tabela 64 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de Lin (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9959	0,9917	0,9884	0,0098	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	17,2812	3,2211	5,3651	0,0003
y0	11,6597	1,3072	8,9197	<0,0001
a	0,4213	0,1047	4,0241	0,0024
b	8,2876	1,3887	5,9678	0,0001
c	2,6772	0,6909	3,8751	0,0031
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	0,1634	0,0327	
Residual	10	0,0010	9,5290E-05	
Total	15	0,1644	0,0110	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	0,1141	0,0285	
Residual	10	0,0010	9,5290E-05	
Total	14	0,1151	0,0082	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9315	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,2875)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,2405)	

Tabela 65 – Dados da regressão não linear do MS-I – correlação de *Separated Flow Model* (1982).

Nonlinear Regression - Dynamic Fitting				
Equation: 3D; Gaussian $f = a \cdot \exp(-,5 \cdot ((x-x_0)/b)^2 + ((y-y_0)/c)^2)$				
Results for the Overall Best-Fit Solution:				
R	Rsqr	Adj Rsqr	Standard Error of Estimate	
0,9962	0,9925	0,9895	0,0069	
	Coefficient	Std. Error	t	P
x0	17,7020	2,8901	6,1252	0,0001
y0	11,4344	1,3509	8,4641	<0,0001
a	0,3011	0,0697	4,3205	0,0015
b	-7,9738	1,2697	-6,2801	<0,0001
c	2,4540	0,7324	3,3504	0,0074
Analysis of Variance:				
	DF	SS	MS	
Regression	5	0,0872	0,0174	
Residual	10	0,0005	4,7329E-05	
Total	15	0,0877	0,0058	
Corrected for the mean of the observations:				
	DF	SS	MS	
Regression	4	0,0624	0,0156	
Residual	10	0,0005	4,7329E-05	
Total	14	0,0629	0,0045	
Statistical Tests:				
Normality Test (Shapiro-Wilk)			W Statistic = 0,9595	
Significance Level = <0,0001			Passed (P = 0,6836)	
Constant Variance Test (Spearman Rank Correlation)			Passed (P = 0,0782)	

ANEXO A – NORMAS CORRELATAS - GÁS NATURAL ÚMIDO

- ABNT 14903 - Gás Natural - Determinação da composição gasosa por cromatografia
- ABNT NBR 15912 - Gás Natural - Determinação do ponto de orvalho de água através de higrômetros de condensação em superfície resfriada
- ABNT NBR 15912 Gás natural - Determinação do ponto de orvalho de água através de higrômetros de condensação em superfície resfriada
- ABNT NBR 16338 - Gás Natural - Determinação do Ponto de Orvalho de Hidrocarbonetos
- AGA Report Nº 11 (API MPMS Chapter 14.9) - Medição de Gás Natural por Medidor Coriolis
- AGA Report Nº 3 - Medição de Orifício de Gás Natural e Outros Fluidos de Hidrocarbonetos Relacionados
- AGA Report Nº 7 - Medição de Gás Natural por Medidores de Turbina
- AGA Report Nº 8 - Propriedades Termodinâmicas do Gás Natural e Gases Relacionados
- AGA Report Nº 9 - Medição de Gás por Medidores Ultrassônicos Multifeixes
- API 14.1 - Manual de Padrões de Medição de Petróleo Capítulo 14 - Medição de Fluidos de Gás Natural
- API 2566 - Estado da arte da medição multifásica
- ASME - Diretriz de medição de vazão de gás úmido
- ISO 10715 - Diretrizes de Amostra de gás natural
- ISO 12213 - Gás natural - Cálculo do fator de compressão
- ISO 18453 - Gás natural - Correlação entre conteúdo e ponto de orvalho da água
- ISO 23874 - Gás natural - Cromatografia gasosa
- ISO 5167 - Medição de vazão de fluido por meio de dispositivos de diferencial de pressão inseridos em condutos de seção transversal circular
- ISO 6327 (1981) - ISO 6327 - Gas Analysis - Determination of the Water Dew Point of Natural Gas - Cooled Surface Condensation Hygrometers
- ISO 6570 - Gás Natural - Determinação do Teor Potencial de Hidrocarbonetos Líquidos - Métodos Gravimétricos
- ISO 6976 - Gás natural - Cálculo de valores caloríficos, densidade, densidade relativa e índices de Wobbe da composição
- ISO TR 11150 - Gás natural - Ponto de orvalho do hidrocarboneto
- ISO TR 11583 - Medição do fluxo de gás úmido por meio de dispositivos diferenciais de pressão inseridos em condutos de seção transversal circular
- ISO TR 12748 - Gás Natural - fluxo de gás úmido
- ISO TR 26762 - Gás natural - Upstream - Alocação de Gás e condensado
- NBR 15213 - Gás Natural - Cálculo de propriedades físico-químicas a partir da composição
- NFOGM - Manual da medição de fluxo de gás úmido
- Resolução ANP No 16 - Regulamento Técnico ANP da especificação do gás natural