ESTIMAÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DE ÓLEOS VIVOS POR REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS

Flavio Peixoto Barbosa Lins Junior

Dissertação de Mestrado

Orientadores:
Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.
Prof. Donato Alexandre Gomes Aranda, D.Sc.

Programa em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos
Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro

Rio de Janeiro
2019

ESTIMAÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DE ÓLEOS VIVOS POR REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS

Flavio Peixoto Barbosa Lins Junior

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre.

Aprovado por:

_____
Maurício Bezerra de Souza Júnior
(EQ/UFRJ)

_____
Victor Rolando Ruiz Ahón
(TEQ/UFF)

Orientado por:

_____
Donato Alexandre Gomes Aranda, D.Sc.
(EQ/UFRJ)

_____
Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.
(EQ/UFRJ)

Rio de Janeiro
Abril de 2019

Lins Junior, Flavio Peixoto Barbosa Lins.

Estimação Da Razão De Solubilidade E Fator Volume De Formação De Óleos Vivos Por Redes Neuronais Artificiais. / Flavio Peixoto Barbosa Lins Junior. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2019. xxii, 242 p.; il.

(Dissertação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química,

2019. Orientadores: Donato Alexandre Gomes Aranda e Krishnaswamy Rajagopal

1. Propriedades PVT. 2. Redes Neuronais Artificiais. 3. Razão de Solubilidade. 4. Fator Volume de Formação do Óleo. I. Aranda, Donato Alexandre Gomes. II. Rajagopal, Krishnaswamy. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. IV. Título.

À minha mãe, cujo amor e
carinho me permitiram
chegar até aqui.

“Aprender é a única coisa de que a
mente nunca se cansa, nunca tem medo
e nunca se arrepende”

Leonardo Da Vinci

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, sem o qual nada seria possível.

Agradeço aos professores Donato Alexandre Gomes Aranda e Krishnaswamy Rajagopal pela oportunidade concedida a mim para realizar esse trabalho.

Agradeço a minha mãe, Francisca Pontes Broca Lins, por prover todo o apoio e amor que alguém poderia precisar.

Agradeço a toda a equipe do Laboratório de Termodinâmica e Cinética Aplicada da UFRJ (LATCA), na ajuda com a obtenção dos dados experimentais, pelo apoio e orientação, este trabalho não seria possível sem a colaboração de todos.

Resumo da Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química / UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau Mestre (M.Sc.)

ESTIMAÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DE ÓLEOS VIVOS POR REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS

Flavio Peixoto Barbosa Lins Junior

Abril, 2019

Orientadores: Prof. Donato Alexandre Gomes Aranda, D.Sc.
Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.

A correta determinação das propriedades físico-químicas dos óleos vivos é de crucial importância técnica e econômica para processos *upstream* como a separação, transporte e estocagem de fluidos de reservatório. A razão de solubilidade (R_s) e o fator volume de formação do óleo (B_o) são consideradas duas das principais propriedades PVT requeridas na caracterização do óleo vivo. Preferencialmente tais propriedades são medidas em laboratórios, contudo, tais experimentos podem ser demorados ou de alto custo. Na falta de dados experimentais, correlações empíricas podem ser usadas para estimar as propriedades necessárias como função de variáveis facilmente medidas. O uso de correlações pode resultar em grandes erros de estimação caso as características do óleo vivo sejam muito diferentes dos óleos usados no desenvolvimento das correlações. A grande importância dessas propriedades justifica o desenvolvimento de métodos mais acurados para prevê-las. Neste estudo foram obtidos, com colaboração da equipe do Laboratório de Termodinâmica e Cinética Aplicada (LATCA) da UFRJ, valores experimentais de R_s e B_o para 565 amostras de óleos vivos oriundas do separador de testes de diversos navios plataforma brasileiros formando um banco de dados. Os dados obtidos foram usados para desenvolver Redes Neuronais Artificiais, uma técnica de aprendizado de máquina, para a predição de R_s e B_o nas condições de separação. Foram projetadas 2 redes neuronais artificiais *perceptron* de múltiplas camadas (RNA-MLP) uma para cada variável estimada usando como variáveis de entrada a temperatura de separação, pressão de separação, densidade do óleo morto e densidade do gás

dissolvido, variáveis facilmente medidas em campo. Os resultados obtidos foram comparados com as predições das principais correlações empíricas disponíveis na literatura. Os resultados das redes também foram comparados com as predições dadas pelas mais populares equações de estado cúbicas usadas no setor de petróleo e gás, para isso, 21 amostras representativas dos óleos vivos estudados tiveram sua composição e massa molar determinadas. Para a predição de R_s, a rede neuronal projetada apresentou um erro médio de 11.76% contra 19.55% da melhor correlação empírica e 29.04% da melhor equação de estado. Para a predição de B_o, a rede neuronal apresentou erro médio de 0.96%, semelhante a melhor equação de estado, 1.16%, e a melhor correlação empírica, 1.04%, porém, com a vantagem de ter menos parâmetros de entrada.

Palavras-Chave: Propriedades PVT. Redes Neuronais Artificiais. Razão de Solubilidade. Fator Volume de Formação do Óleo.

Abstract of Thesis presented to Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos - EQ/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master (M.Sc.)

Estimation of Solution Gas-Oil Ratio and Oil Formation Volume Factor of Live Crude Oils Using Artificial Neuronal Networks

Flavio Peixoto Barbosa Lins Junior
April, 2019

Advisors: Prof. Donato Alexandre Gomes Aranda, D.Sc.
Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D.

The correct physicochemical properties determination of live crude oils has crucial technical and economic importance for upstream processes such as reservoir fluids separation, transport and storage. The solution gas-oil ratio (R_s) and the oil formation volume factor (B_o) are considered two main PVT properties required to characterizethe live oil. Preferably such properties are measured in laboratories, however, such experiments may be time-consuming or costly. In the absence of experimental data, empirical correlations can be used to estimate the required properties as a function of easily measurable variables. The use of correlations may result in large estimation errors if the live oil characteristics are different from the oils used in the correlations development. The great importance of these properties justifies the development of more accurate prediction methods. In this study, experimental values of R_s and B_o were obtained for 565 live oil samples from the test separator of several Brazilian vessels in collaboration with the UFRJ Applied Thermodynamics and Kinetics Laboratory (LATCA) team forming a database. The obtained data were used to develop Artificial Neuronal Networks, a machine learning technique, for the $R_s$and B_o prediction in separation conditions. Two multilayer perceptron artificial neuronal networks (MLP-ANN) were designed for each variable estimated using the separation temperature, separation pressure, dead oil density and dissolved gas density, easily measurable field variables, as input variables. The results obtained were compared with the predictions of the main empirical correlations available in the literature. The results of the networks were also compared with the predictions given by the most popular cubic equations of state used in the oil and gas industry, for which, 21 representative samples of the live oils studied had their

composition and molar mass determined. For the R_s prediction, the projected neuronal network presented an average error of 11.76% against 19.55% of the best empirical correlation and 29.04% of the best equation of state. For the prediction of B_o the neuronal network presented an average error of 0.96%, similar to the best equation of state, 1.16% and the best empirical correlation, 1.04%, with the advantage of having fewer input parameters.

Keywords: PVT Properties. Artificial Neural Networks. Solution Gas-oil Ratio. Oil Formation Volume Factor.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Esquema de um cromatógrafo a gás. 56
Figura 2.2: Neurônio Artificial. 58
Figura 2.3: Função de ativação linear 60
Figura 2.4: Função de ativação logística. 61
Figura 2.5: Função de ativação tangente hiperbólica. 62
Figura 2.6: Mudança na forma da função de transferência devido aos pesos a) e limiares b). 62
Figura 2.7: Rede MLP com duas camadas escondidas e completamente conectada. 64
Figura 2.8: Etapa de retropropagação. 68
Figura 3.1: Cilindro de amostragem. 77
Figura 3.2: Sistema de recombinação de amostras 78
Figura 3.3: Bomba de deslocamento positivo. 78
Figura 3.4: Cilindro com fita de aquecimento. 79
Figura 3.5: Picnômetro U-Tube. 80
Figura 3.6: Gasômetro. 80
Figura 3.7: Densímetro Digital 81
Figura 3.8: Karl-Fisher coulométrico 82
Figura 3.9: Crioscópio. 84
Figura 3.10: Variação da temperatura da amostra ao longo do tempo durante a crioscopia. 85
Figura 3.11: Cromatógrafo de análise de gases. 87
Figura 3.12: Tubo de ensaio para coleta de gás. 88
Figura 3.13: Cromatógrafo de análise de líquidos. 89
Figura 3.14: Exemplo de regressão linear para estimação da massa específica da fração C20+. 99
Figura 3.15: Processamento dos dados de entrada e saída das redes MLP. 100
Figura 4.1: Faixas da pressão de saturação do óleo vivo. 109
Figura 4.2: Faixas de temperatura do reservatório ou separador. 110
Figura 4.3: Faixas do grau API do óleo morto. 110
Figura 4.4: Faixas de densidade do gás a 60°F. 111
Figura 4.5: Faixas da razão de solubilidade nas condições padrão de 60 °F e 1 atm. 111

Figura 4.6: Faixas do fator volume de formação do óleo nas condições padrão de 60 °F e 1 atm. 112
Figura 4.7: Distribuição da pressão de separação das amostras. 114
Figura 4.8: Distribuição da temperatura de separação das amostras. 114
Figura 4.9: Distribuição da densidade do óleo morto a 20°C. 115
Figura 4.10: Distribuição da densidade do gás em solução a 20ºC. 115
Figura 4.11: Distribuição da razão de solubilidade das amostras nas condições padrão brasileiras. 116
Figura 4.12: Distribuição do fator volume de formação do óleo das amostras nas condições padrão brasileiras. 116
Figura 4.13: Treinamento da melhor rede para estimação da razão de solubilidade. 126
Figura 4.14: Estimação da razão de solubilidade pela Rede Neuronal Artificial desenvolvida. 127
Figura 4.15: Treinamento da melhor rede para estimação do fator volume de formação do óleo. 129
Figura 4.16: Estimação do fator volume de formação de óleo pela rede neuronal desenvolvida. 130
Figura 4.17: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Standing (1947). 131
Figura 4.18: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Vasquez e Beggs (1980). 131
Figura 4.19: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Glaso (1980). 132
Figura 4.20: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Al-Marhoun (1980). 132
Figura 4.21: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1994). 133
Figura 4.22: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de McCain (1980). 133
Figura 4.23: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Dokla e Osman (1992). 134
Figura 4.24: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997). 134

Figura 4.25: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Petrosky e Farshad (1998). 135
Figura 4.26: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Arabloo et. al. (2014). 135
Figura 4.27: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Jarrahian et. al. (2015). 136
Figura 4.28: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Abdul- Majeed (2016). 136
Figura 4.29: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Andrade e Rajagopal (2017). 137
Figura 4.30: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de pressão de separação. 139
Figura 4.31: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de temperatura de separação. 139
Figura 4.32: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de densidade do óleo morto. 140
Figura 4.33: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de densidade do gás. 140
Figura 4.34: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de valores estimados. 141
4.35: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Standing (1947). 148
Figura 4.36: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Glaso (1980). 148
Figura 4.37: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Vasquez e Beggs (1980). 149
Figura 4.38: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Al-Marhoun (1988). 149
Figura 4.39: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1994). 150
Figura 4.40: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de McCain (1991). 150
Figura 4.41: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Dokla e Osman (1992). 151

Figura 4.42: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Omar e Todd (1993). 151
Figura 4.43: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997). 152
Figura 4.44: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Petrosky e Farshad (1998). 152
Figura 4.45: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Al-Shamasi (2001). 153
Figura 4.46: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Hemmati e Kharrat (2007). 153
Figura 4.47: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Karimnezhad et. al. (2014). 154
Figura 4.48: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação Andrade e Rajagopal (2017). 154
Figura 4.49: Correlação entre o fator volume de formação do óleo e a massa específica do óleo morto. 155
Figura 4.50: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação baseada em Bucci (2014). 155
Figura 4.51: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de pressão de separação. 157
Figura 4.52: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de temperatura de separação. 158
Figura 4.53: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de densidade do óleo morto. 158
Figura 4.54: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de densidade do gás. 159
Figura 4.55: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de predição. 159
Figura 4.56: Comparação entre os resultados experimentais e a estimativa das redes neuronais e equações de estado para a razão de solubilidade. 167
Figura 4.57: Comparação entre os resultados experimentais e a estimativa das redes neuronais e equações de estado para o fator volume de formação do óleo. 168

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1: Propriedades físico-químicas de pseudocomponentes com único número de carbono (KATZ e FIROOZABADI, 1978).....90
Tabela 3.2: Soluções para o sistema das equações 127-130 (SHIBATA et. al., 1984; apud ESPÓSITO et. al, 2017). 95
Tabela 3.3: Faixa de propriedades e origem geográfica das correlações empíricas estudadas.....105
Tabela 4.1: Faixa de propriedades e condições de separação para o grupo 1. 107
Tabela 4.2: Faixa de propriedades e condições de separação para o grupo 2. 108
Tabela 4.3: Composição das amostras do grupo 2 (A1 a A11). 119
Tabela 4.4: Composição das amostras do grupo 2 (A12 a A21). 121
Tabela 4.5: Caracterização das amostras do grupo 2. 123
Tabela 4.6: Resíduos médios do treinamento, validação e teste das arquiteturas e resíduo da melhor rede para estimação da razão de solubilidade. 125
Tabela 4.7: Resíduos médios do treinamento, validação e teste das arquiteturas e resíduo da melhor rede para estimação da razão de solubilidade. 128
Tabela 4.8: Erros percentuais e coeficiente de determinação dos métodos de estimação da razão de solubilidade. 138
Tabela 4.9: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da pressão de separação.....143
Tabela 4.10: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da temperatura de separação. 144
Tabela 4.11: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da densidade do óleo morto. 145
Tabela 4.12: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da densidade do gás. 146
Tabela 4.13: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da faixa estimada.....147
Tabela 4.14: Erros percentuais e coeficiente de determinação dos métodos de estimação do volume de formação do óleo vivo.....156
Tabela 4.15: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da pressão de separação. 162
Tabela 4.16: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da temperatura de separação.....163

Tabela 4.17: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da densidade do óleo morto. 164
Tabela 4.18: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da densidade do gás. 165
Tabela 4.19: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da faixa estimada. 166
Tabela 4.20: Erros percentuais e coeficiente de determinação das equações de estado e rede neuronal artificial para a estimativa da razão de solubilidade das amostras do grupo 2. 167
Tabela 4.21: Erros percentuais e coeficiente de determinação das equações de estado e rede neuronal artificial para a estimativa do volume de formação do óleo das amostras do grupo 2. 168

NOMENCLATURA

a	Termo atrativo da equação de estado
°API	Grau API do óleo morto
b	Termo repulsivo da equação de estado, limiar, molalidade
c	Parâmetro de translação volumétrica
CG	Cromatografia gasosa
d	Valor de saída desejado da rede neuronal artificial (*target*)
B_o	Fator volume de formação do óleo
$B_{o\,20\,°C}$	Fator volume de formação do óleo nas condições padrão de 20°C e 101,325 kPa
$B_{o\,60\,°F}$	Fator volume de formação do óleo nas condições padrão de 60°F e 101,325 kPa
C_n	Pseudocomponente com compostos de n átomos de carbono
e	Erro da rede neuronal artificial
$\boldsymbol{E}$	Vetor de erros da rede neuronal artificial
EDE	Equação de estado
F_e	Fator de encolhimento
FID	*Flame Ionization Detector*
$\boldsymbol{H}$	Matrix Hessiana
$\boldsymbol{I}$	Matrix identidade
I	número de átomos de carbono dos compostos no pseudocomponente
$\mathbf{J}$	Matrix Jacobiana
KF	Percentual volumétrico de água no óleo morto medido por coulometria Karl-Fisher
K_f	Constante crioscópica
K_W	Fator de caracterização do Watson
LATCA	Laboratório de Termodinâmica e Cinética Aplicada
M	Massa molar
m	Massa
MSE	*Mean squared error*
n	Número de moles

P	Pressão
P_c	Pressão crítica
P_b	Pressão no ponto de bolha
P_s	Pressão do separador
PVT	Pressão-Volume-Temperatura
R	Constante universal dos gases perfeitos
R^2	Coeficiente de determinação
R_s	Razão de solubilidade
$R_{s\,20\,°C}$	Razão de solubilidade nas condições padrão de 20°C e 101,325 kPa
$R_{s\,60\,°F}$	Razão de solubilidade nas condições padrão de 60°F e 101,325 kPa
$\overline{ResTe}$	Média dos resíduos do grupo de teste
$\overline{ResTr}$	Média dos resíduos do grupo de treinamento
$\overline{ResVal}$	Média dos resíduos do grupo de validação
RNA	Rede Neuronal Artificial
T	Temperatura
T_b	Temperatura média de ebulição da fração
T_c	Temperatura crítica
T_r	Temperatura reduzida
TCD	*Thermal Comductivity Detector*
V	Volume
v	Volume molar, somatório realizado pelo neurônio artificial
v_c	Volume molar crítico
w	Peso
$\mathbf{w}$	Vetor de pesos e limiares
X	Fração mássica na fase líquida
x	Fração molar na fase líquida
Y	Função aproximada pela rede neuronal artificial, fração mássica na fase vapor
y	Fração molar na fase vapor, sinal de saída do neurônio artificial
Z	Fração mássica global
z	Fração molar global

Símbolos Gregos

α	Constante de momento
$\alpha(T)$	Função alfa
γ	Densidade
γ_g	Densidade do gás
γ_o	Densidade do óleo morto
$\gamma_{o\ 60°F}$	Densidade do óleo morto à 60°F
δ	Gradiente local
η	Taxa de aprendizado
ρ	Massa específica
ρ_{AR}	Massa específica do ar
ρ_g	Massa específica do gás
ρ_o	Massa específica do óleo morto
ρ_w	Massa específica da água
κ_{ij}	Coeficiente de interação binária
μ	Parâmetro de regularização
ϕ	Coeficiente de fugacidade
φ	Função de ativação
ω	Fator acêntrico

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 22
1.1 MOTIVAÇÃO 23
1.2 OBJETIVOS 24
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 24
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 26
2.1 SEPARAÇÃO PRIMÁRIA 26
2.2 PROPRIEDADES PVT DE ÓLEOS VIVOS 28
2.2.1 Pressão do Ponto de Bolha 28
2.2.2 Razão de Solubilidade 29
2.2.3 Fator Volume de Formação do Óleo 29
2.2.4 Massa Específica e Densidade 30
2.2.5 Determinação de Propriedades PVT 31
2.3 CORRELAÇÕES EMPÍRICAS PARA A ESTIMAÇÃO DA PRESSÃO DE BOLHA, RAZÃO DE SOLUBILIDADE E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO 33
2.4 EQUAÇÕES DE ESTADO 46
2.4.1 Equações de Estado Cúbicas 47
2.4.1.1 Equação de Soave-Redlich-Kwong 47
2.4.1.2 Equação de Peng-Robinson 48
2.4.1.3 Regras de Mistura 49
2.4.1.4 Correção do Volume 50
2.5 CARACTERIZAÇÃO DO ÓLEO VIVO 52
2.5.1 Correlações Generalizadas para Propriedades de Pseudocomponentes 53
2.5.2 Determinação PNA 53
2.5.3 Splitting 54
2.5.4 Lumping 55
2.5.5 Cromatografia Gasosa 55

2.6 REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS 57
2.6.1 O Neurônio Artificial 58
2.6.2 Função de Ativação 59
2.6.2.1 Função Linear 60
2.6.2.2 Função Logística 60
2.6.2.3 Função Tangente Hiperbólica 61
2.6.2.4 Influência dos Pesos e Limiares 62
2.6.3 Arquiteturas das RNA 63
2.6.3.1 Rede Perceptron Multicamadas (MLP) 63
2.6.4 Treinamento 65
2.6.4.1 Algoritmo de Levenberg-Marquardt 68
2.6.5 Generalização 70
2.6.6 Redes Neuronais na Estimação de Propriedades do Petróleo 71
3 MATERIAIS E MÉTODOS 77
3.1 MEDIÇÃO DA RAZÃO GÁS ÓLEO E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO 77
3.2 CARACTERIZAÇÃO DO ÓLEO VIVO 83
3.2.1 Determinação da Massa molar do Óleo Morto 84
3.2.2 Caracterização PNA 86
3.2.3 Determinação da Composição do Óleo Vivo 87
3.2.4 Redes Neuronais Artificiais 99
3.2.5 Avaliação dos Resultados 101
3.2.5.1 Correlações Empíricas 102
3.2.5.2 Equações de Estado 106
4 RESULTADOS 107
4.1 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA MEDIÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE E VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO. 107
4.1.1 Caracterização das Amostras 117
4.2 REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS 125
4.2.1 Estimação da Razão de Solubilidade 125

4.2.2 Estimação do Volume de Formação do Óleo 127

4.3 CORRELAÇÕES EMPÍRICAS 130

4.3.1 Correlações para a Razão de Solubilidade 131

4.3.1.1 Distribuição dos erros na estimação da razão de solubilidade..... 138

4.3.2 Correlações para o Fator Volume de Formação do óleo 148

4.3.2.1 Distribuição dos erros na estimação do fator volume de formação do óleo.... 157

4.3.3 Equações de estado 167

5 CONCLUSÕES 169

5.1 PROPOSTAS DE ESTUDOS FUTUROS 170

REFERÊNCIAS 171

APÊNDICE A – MEDIDAS EXPERIMENTAIS 179

APÊNDICE B – PESOS E LIMIARES DA REDE NEURONAL ARTIFICIAL PARA A ESTIMAÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE 215

APÊNDICE C – PESOS E LIMIARES DA REDE NEURONAL ARTIFICIAL PARA A ESTIMAÇÃO DO FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO 217

1 INTRODUÇÃO

A lucratividade e o desempenho dos projetos no setor de petróleo e gás são dependentes de diversas variáveis, naturais e operacionais, o que torna o processo de tomada de decisão uma tarefa complexa (JOVIĆ, 2013). Para se ter um retorno econômico aceitável, o desafio é otimizar o processo de extração das reservas. O conhecimento das condições de superfície e subterrâneas do poço têm um impacto considerável no processo de extração e, portanto, o sucesso ou falha do projeto depende desse conhecimento (SPEIGHT, 2009).

A correta determinação das propriedades de pressão-volume-temperatura (PVT) dos fluidos de reservatório é de crucial importância em diversos projetos da engenharia de petróleo como a análise e simulação de poços, simulações numéricas de reservatórios, cálculo de reservas, balanços materiais (FATTAH E LASHIN, 2018), bem como na separação gás-óleo, transporte e estocagem do petróleo produzido.

Caso as propriedades PVT sejam determinadas com acurácia os cálculos subsequentes, que dependam dessas propriedades para avaliação da performance do reservatório e operações de produção, também serão acurados (FATTAH, EL-BANBI e SAYYOUH, 2009).

As propriedades PVT dos fluidos de reservatório podem ser determinadas pela realização de medições experimentais, ou estimadas por uma correlação empírica, uma equação de estado ou por métodos de inteligência artificial.

Com o aumento no acesso a grandes capacidades computacionais, os métodos de inteligência artificial se destacam devido a sua fácil implementação, menor custo de infraestrutura que laboratórios experimentais e sua capacidade de aprender o comportamento de sistemas complexos.

Neste estudo, foram obtidas medições experimentais da Razão de Solubilidade (Rs) e do Fator Volume de Formação (Bo), duas das mais importantes propriedades PVT, para diversas amostras de óleo vivo oriundas do separador primário de plataformas *offshore* brasileiras. Os dados obtidos foram utilizados para desenvolver e treinar Redes Neuronais Artificiais (RNAs) com objetivo de estimar os valores de Rs e Bo utilizando propriedades facilmente mensuráveis do óleo vivo. O desempenho das RNAs foi comparado com os resultados obtidos através de correlações empíricas e equações de estado descritas na literatura.

1.1 MOTIVAÇÃO

A razão de solubilidade e o fator volume de formação são consideradas duas das mais importantes propriedades PVT do óleo vivo. Tais propriedades são preferencialmente obtidas em medições laboratoriais para as condições de temperatura e pressão do reservatório ou processo específico. Contudo, medições experimentais, apesar de precisas, requerem a infraestrutura de um laboratório moderno, e costumam ser demoradas e caras.

A literatura apresenta diversas correlações empíricas, obtidas através de métodos estatísticos de regressão, que podem ser facilmente aplicadas quando o modelo correlaciona a propriedade de interesse com variáveis de entrada facilmente medidas. Tais modelos possuem aplicação limitada, pois as propriedades físico-químicas do petróleo dependem de sua origem geográfica. Muitas destas correlações foram criadas com dados locais e não podem ser estendidas para óleos de outras origens e para outras faixas de pressão e temperatura.

Andrade (2017), mostrou que as correlações empíricas presentes na literatura apresentam grandes erros na estimação da razão de solubilidade e do fator volume de formação quando aplicadas para óleos vivos parafínico-naftênico brasileiros nas condições do separador primário.

Durante o processamento do petróleo no separador primário, ocorre a separação dos três principais fluidos componentes, o óleo, o gás natural e a água. O óleo que sai do separador está na condição de ponto de bolha. Quando ele é transferido para outra etapa do processamento, variações na pressão e temperatura podem liberar o gás dissolvido no óleo, o que altera sua composição e propriedades físico-químicas, propriedades estas que são fundamentais para a determinação dos parâmetros operacionais das demais etapas do processamento. Portanto, é importante ser capaz de estimar com acurácia as propriedades PVT do óleo vivo nas condições de separação e não apenas nas condições de reservatório.

As RNAs são ferramentas poderosas para a identificação do comportamento de sistemas complexos especialmente quando bancos de dados grandes estão disponíveis. Uma RNA de Múltiplas Camadas com uma função de ativação apropriada é um aproximador universal de funções. RNAs também possuem alta capacidade de generalização e de lidar com dados contendo ruídos, podem ser facilmente implementadas e retreinadas conforme novos dados são disponibilizados. Tais

características tornam as RNAs ferramentas atrativas para a estimação das propriedades PVT em questão.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é propor um método baseado em Redes Neuronais Artificiais Multicamadas para a estimação da razão de solubilidade e o fator volume de formação de óleos vivos brasileiros nas condições de separação primária e avaliar o desempenho em relação às correlações empíricas e equações de estado presentes na literatura.

Para isso foram definidos os seguintes objetivos específicos:

i. Medição da razão de solubilidade e do fator volume de formação de amostras do separador de teste de plataformas offshore brasileiras e escolha de resultados já disponíveis no banco de dados do LATCA.
ii. Com os dados obtidos desenvolver e treinar modelos de Redes Neuronais Artificiais para estimar a razão de solubilidade e o fator volume de formação.
iii. Medir a composição, Massa molar e calcular o fator de caracterização de Watson de amostras selecionadas para uso nas equações de estado.
iv. Avaliar a estimação da razão de solubilidade e do fator volume de formação de correlações empíricas e equações de estado presentes na literatura e comparar com os resultados obtidos pelo método proposto.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado da seguinte forma:

No capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica sobre a separação primária dos fluidos de reservatório, análise de propriedades PVT, correlações empíricas para a estimação da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo vivo, equações de estado e Redes Neuronais Artificiais, também são apresentados conceitos teóricos e definições necessárias a compreensão do trabalho;

No capítulo 3 são apresentadas as metodologias experimentais usadas na medição da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo, medição da composição do óleo vivo e medição da Massa molar do óleo morto. Também são

apresentados o método de desenvolvimento e treinamento das Redes Neuronais Artificiais, as correlações empíricas e as equações de estado estudadas bem como os critérios estatísticos de comparação dos resultados.

No capítulo 4 são apresentados os resultados das medições experimentais e da caracterização das amostras selecionadas. É apresentada a comparação das predições da razão de solubilidade e do fator volume de formação obtidas pelo método proposto com o resultado das equações de estado e correlações empíricas.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões desse trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Unidades Utilizadas Neste Capítulo:

API	Grau API (°API)
B_o	Fator volume de formação do óleo (bbl/STB)
P	Pressão (psia)
P_b	Pressão de Bolha (psia)
R_s	Razão de Solubilidade (scf/STB)
T	Temperatura (°F)

2.1 SEPARAÇÃO PRIMÁRIA

Os fluidos de reservatório produzidos nos poços de petróleo normalmente são misturas complexas contendo centenas de componentes. Uma corrente típica oriunda de um reservatório é uma mistura de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, água líquida e vaporizada e eventualmente sólidos. Essas correntes se movem rapidamente, são turbulentas e sofrem mudanças físicas bruscas como rápidas expansões (GUO, 2011).

A separação primária é a primeira e mais crítica etapa do processamento no campo (GUO, 2011). Durante o processamento primário do petróleo, ocorre a separação dos três principais componentes da corrente do reservatório, o óleo, o gás natural e a água. Esta operação é realizada em vasos chamados separadores, que promovem a separação da corrente alterando o estado de equilíbrio da mistura (BUCCI, 2014).

Separadores trifásicos, são grandes vasos que fornecem tempo de retenção suficiente para que a gravidade segregue as diferentes fases em equilíbrio na pressão e temperatura do separador. Água é retirada no fundo do tanque, gás no topo e o óleo é retirado pelo meio (HSU e ROBINSON, 2017).

O processamento primário deve ser realizado assim que possível quando a corrente do reservatório é trazida à superfície. Isso se deve pois (MANNING e THOMPSON, 1991):

- É mais fácil e mais barato tratar as correntes de óleo, gás e água separadamente;

- A água separada costuma ser corrosiva e sua separação permite o uso de materiais mais baratos nas instalações;
- A energia requerida para movimentar as fases separadas é menor.

A operação do separador normalmente é conduzida de modo a maximizar a produção de óleo, já que a corrente de hidrocarbonetos líquida possui maior valor agregado que a corrente gasosa. Fatores como pressão e temperatura de operação e composição do fluido de entrada afetam diretamente a relação entre volume de gás e óleo produzido (GUO, 2011).

Unidades de processamento primário normalmente possuem um separador de testes. O separador de testes é um separador trifásico dedicado a realização de testes de produção em cada poço produtor individualmente. A produção do poço a ser testado é desviada para o separador de testes onde as vazões de água, óleo e gás são medidas durante um tempo apropriado, amostras das correntes produzidas são coletadas para testes em laboratório. Estes testes são fundamentais para o acompanhamento do comportamento dos poços e na tomada de decisões operacionais. A operação do separador de testes não é continua, sua capacidade é menor que a do separador primário, mas opera em condições de temperatura e pressão idênticas.

A otimização dos parâmetros operacionais da separação e demais etapas de processamento do petróleo é realizada através de simulações computacionais do comportamento de fases das correntes envolvidas no processo, os cálculos numéricos envolvidos dependem do conhecimento das propriedades físico-químicas destas correntes (GUO, 2011).

A operação de separação normalmente é realizada em diversos estágios, o óleo produzido no separador primário pode ser conduzido a uma sequência de separadores adicionais, cada um com uma pressão de operação menor que o anterior. A redução de pressão permite que mais componentes voláteis sejam separados antes de transportar o óleo para estocagem ou venda (DEVOLD, 2013). Logo as propriedades físico-químicas dos fluidos produzidos em cada estágio de separação serão importantes no projeto e otimização das operações de processamento seguintes.

2.2 PROPRIEDADES PVT DE ÓLEOS VIVOS

Óleo vivo é o óleo que possui gás dissolvido, tanto o óleo oriundo do reservatório quanto o óleo produzido em qualquer etapa do processamento, caso tenha gás dissolvido é considerado óleo vivo. O óleo que liberou todo o gás dissolvido, nas condições padrões de temperatura e pressão (20 ºC e 0,101325 MPa no Brasil e 60 °F e 14,696 psi nos Estados Unidos da América), é considerado um óleo morto.

“Propriedades PVT” é o termo geral usado para expressar a dependência do comportamento volumétrico de um fluido com a pressão e a temperatura (PEDERSEN et al., 2014). Misturas multicomponentes também dependem da composição.

Dados acurados do comportamento de fases e volumétrico do petróleo, desde o reservatório até a refinaria, são elementos essenciais para o gerenciamento de reservatórios. Essa informação é necessária na garantia de escoamento, no desenvolvimento e uso de equações de estado (ADEEYO et al., 2013), na avaliação de reservas, planejamento e otimização dos métodos de recuperação, na determinação da quantidade e características do petróleo produzido bem como no acompanhamento das mudanças de pressão e composição que o reservatório sofre devido a produção (DANESH, 1998; PEDERSEN et al., 2014)

Algumas das propriedades PVT de fluidos de reservatório mais importantes são: a razão de solubilidade, o fator volume de formação do óleo, a massa específica do óleo, a densidade do gás, a viscosidade do óleo e a compressibilidade isotérmica do óleo (AHMED, 2013).

2.2.1 Pressão do Ponto de Bolha

A pressão do ponto de bolha ou pressão de saturação, P_b, de uma mistura de hidrocarbonetos é definida como a maior pressão em que a primeira bolha de gás é liberada do óleo. Esta propriedade e importante para balanços materiais e definição de parâmetros operacionais pois abaixo da pressão de bolha o sistema se torna bifásico.

2.2.2 Razão de Solubilidade

A razão de solubilidade, Rs, é definida como o volume de gás, nas condições padrão, liberado do óleo vivo (proveniente do reservatório ou processo) dividido pelo volume do óleo morto nas condições padrão (GUO, 2011).

$$\mathrm{Rs} = \frac{\text{Volume de gás liberado nas condições padrão}}{\text{Volume de óleo morto nas condições padrão}} \tag{1}$$

A razão de solubilidade tem seu valor máximo para pressões iguais ou acima da pressão de bolha e diminui quando a pressão cai abaixo da pressão de bolha. Esta propriedade PVT é usada em cálculos de balanço de massa e como parâmetro na estimativa de outras propriedades (GUO, 2011; AHMED, 2013).

A unidade da razão de solubilidade pode ser expressa em m^3/m^3 ou scf/STB, (*Standard Cubic Feet* / *Stock Tank Barrel*). Um scf/STB é igual a 0,178107078 m^3/m^3 nas condições padrão (McCAIN, 2017).

2.2.3 Fator Volume de Formação do Óleo

O fator volume de formação do óleo, B_o, é definido como a razão entre o volume ocupado pelo óleo vivo nas condições de pressão do reservatório ou processo e o volume do óleo morto nas condições padrão (GUO, 2011).

$$B_o = \frac{\text{Volume de óleo vivo a T e P}}{\text{Volume de óleo morto a } \mathrm{T_0} \text{ e } \mathrm{P_0}} \tag{2}$$

Para uma dada temperatura, o fator volume de formação do óleo permanece aproximadamente constante para pressões acima ou iguais a pressão de bolha e decresce para pressões abaixo da de bolha. Esta propriedade é utilizada principalmente em cálculos volumétricos e cálculo de influxo de poços, pode também ser utilizada na estimação de outras propriedades (GUO, 2011).

2.2.4 Massa Específica e Densidade

A massa específica, ρ, é definida como a razão entre a massa e o volume ocupado por um determinado composto ou mistura e é expressa em Kg/m^3 (SI) ou lbm/ft^3 (US) (GUO, 2011).

$$\rho = {}^{m}/_{V} \tag{3}$$

Onde:

ρ: massa específica;
m: massa;
V: volume.

A densidade do óleo, γo, é definida como a razão entre a massa específica do óleo e a massa específica da água nas mesmas condições de pressão e temperatura e é uma grandeza adimensional (GUO, 2011).

$$\gamma_o = {}^{\rho_o}/_{\rho_w} \tag{4}$$

Onde:

ρ_o: massa específica do óleo;
ρ_w: massa específica da água;
γ_o: densidade do óleo.

A densidade do óleo também pode ser expressa em graus API ($°API$) (GUO, 2011).

$$°API = \frac{141{,}15}{\gamma o_{60°\mathrm{F}}} - 131{,}15 \tag{5}$$

Onde:

$°API$: grau API;

$\gamma o_{60°F}$: densidade do óleo a 60 °F (15,6 °C).

A densidade do gás, γg, é definida como a razão entre a massa específica do gás e a massa específica do ar nas mesmas condições de pressão e temperatura (GUO, 2011).

$$\gamma_g = {\rho_g}/{\rho_{AR}} \tag{6}$$

Onde:

ρ_g: massa específica do gás;

ρ_{AR}: massa específica do ar;

γ_g: densidade do gás.

2.2.5 Determinação de Propriedades PVT

A determinação das propriedades PVT podem ser feitas através de medições de amostras de fundo de poço, amostras de fluido produzido na superfície ou através de um modelo preditivo (RAFIEE-TAGHANAKI et al., 2013).

Alguns equipamentos comuns em laboratórios PVT são:

- Células PVT visuais: usadas para a medição de diversas propriedades, principalmente pressão e temperatura de bolha de óleos vivos, através de expansões isotérmicas ou isobáricas. As amostras podem ser visualizadas dentro da célula com auxílio de uma câmera digital, as mudanças de volume da amostra em função da pressão e temperatura podem ser acompanhadas visualmente (AHMED, 2013).
- Densímetro digital: usado para a medição da massa específica e densidade do óleo. Normalmente densímetros de tubo vibratório, onde a frequência de vibração do tubo de vidro é função da massa específica do fluido que o preenche. Fornece medições mais acuradas que métodos baseados em pesagem e medição de volume.

- Viscosímetro: usado para a medição da viscosidade do óleo (PEDERSEN et al., 2014). Geralmente viscosímetros de pistão oscilante, onde um campo magnético de magnitude conhecida faz um pistão, de dimensões conhecidas com microprecisão, oscilar em meio a uma amostra de fluido a temperatura e pressão constantes. A viscosidade é calculada com base na frequência de oscilação do pistão.
- Gasômetro: equipamento onde o gás dissolvido em uma amostra de óleo vivo é liberado e seu volume medido. Modelos modernos possuem monitoramento de temperatura e pressão, bomba para a circulação do gás e um cilindro de volume variável para medição do volume liberado. As informações coletadas podem ser usadas no cálculo da massa específica e densidade do gás, razão de solubilidade e fator volume de formação
- Bombas de alta pressão: são usadas para recombinar amostras, controlar a pressão dos experimentos, e coletar alíquotas. Geralmente possuem controle volumétrico do fluido de trabalho muito acurado e isso permite seu uso na coleta de alíquotas e na medição da variação volumétrica de pequenos volumes de amostras durante as análises PVT.

A determinação correta das propriedades PVT também possuem importância econômica e legal, além da importância técnica. No Brasil, O fator de encolhimento ($1/B_0$), F_e, a razão de solubilidade e a massa específica são propriedades determinadas nos fluidos produzido nos pontos fiscais em unidades de produção e processamento primário para atender aos requisitos contidos na resolução conjunta n° 1, de 10 de junho de 2013, publicada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

“Os pontos de medição fiscal são todos aqueles utilizados no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais” (reproduzido da resolução). Pontos fiscais ficam situados logo após as instalações de separação. Companhias petrolíferas atuantes no território nacional devem cumprir os requisitos da resolução.

Equipamentos para medições PVT costumam ser caros, exigem infraestrutura e espaço adequados e as análises podem ser demoradas. Contudo grandes bases de dados foram formadas ao longo de décadas de realização de tais análises. Desta forma, métodos preditivos capazes de estimar as propriedades PVT com acurácia, de

fácil uso e baseados em variáveis simples de se medir, podem ser desenvolvidos com base nos dados disponíveis e utilizados para acelerar o processo de tomada de decisão em projetos onde estas propriedades são importantes.

2.3 CORRELAÇÕES EMPÍRICAS PARA A ESTIMAÇÃO DA PRESSÃO DE BOLHA, RAZÃO DE SOLUBILIDADE E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO

A literatura apresenta diversas correlações empíricas obtidas por regressão linear ou não linear para a estimação da pressão de bolha, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo. Como o óleo que sai do separador está no seu ponto de bolha, correlações para essa propriedade podem ser usadas para a estimação da razão de solubilidade se esta propriedade estiver incluída no modelo como parâmetro de entrada.

Standing (1947) publicou correlações para a pressão de bolha, fator volume de formação (**equação 7**) para óleos vivos saturados e fator volume de formação para pressões abaixo da pressão de bolha. As correlações foram ajustadas com base nas informações experimentais de 105 amostras de 22 poços diferentes da região da Califórnia, Estados Unidos. A correlação para a pressão de bolha pode ser rearranjada para o cálculo da razão de solubilidade (**equação 8**).

Correlação de Standing para o fator volume de formação do óleo saturado ou subsaturado (apud ANDRADE, 2018):

$$B_o = 0{,}9759 + 0{,}00012 \times \left[R_S \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0{,}5} + 1{,}25 \times T\right]^{1{,}2} \tag{7}$$

Razão de Solubilidade pela correlação de Standing para a pressão de bolha do óleo (apud GODEFROY et al., 2012):

$$R_S = \gamma_g \times \left[\left(\frac{Pb}{18.2} + 1{,}4\right) \times 10^{(0{,}0125 \times {}^{\circ}API - 0{,}00091 \times T)}\right]^{1{,}2048} \tag{8}$$

Glaso (1980) publicou correlações para a pressão de bolha e o fator volume de formação do óleo saturado (**equação 9**) com base em 45 amostras de óleo vivo do Mar do Norte. O autor se baseou nas correlações de Standing e introduziu

modificações para levar em consideração efeitos de parafinas na densidade do óleo morto. O modelo ainda leva em consideração a presença de gases não orgânicos. A razão de solubilidade do óleo vivo saturado pode ser estimada rearranjando a equação para a pressão de bolha (**equação 11**).

Correlação de Glaso para o fator volume de formação do óleo saturado (apud ANDRADE, 2018):

$$log_{10}(B_o - 1) = -6{,}58511 + 2{,}91329 \times log_{10}(B_{ob}^*) - 0{,}27683 \times [log_{10}(B_{ob}^*)]^2 \quad (9)$$

Onde:

$$B_{ob}^* = R_S \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0{,}526} + 0{,}968 \times T \quad (10)$$

Razão de Solubilidade pela correlação de Glaso para a pressão de bolha do óleo (apud ABDUL-MAJEED, 2016):

$$R_S = \gamma_g \times [W \times {}^\circ\mathrm{API}^{0{,}989} \times \mathrm{T}^{-0{,}172}]^{1{,}2255} \quad (11)$$

Onde:

$$W = 3{,}8315 + 0{,}0028 \times P_b + 5{,}1 \times 10^{-7} \times P_b^2 \quad (12)$$

Vasquez e Beggs (1980) desenvolveram correlações para fator volume de formação (**equação 13**) e razão de solubilidade (**equação 14**) do óleo saturado com base na análise PVT de 600 amostras de origem não publicada. Os autores propuseram 2 conjuntos de parâmetros diferentes para os modelos, um para óleos mortos com °API > 30 e outro para óleos mortos com °API ≤ 30. As correlações também usam o valor da densidade do gás corrigido para a pressão de 100 psi (**equação 15**).

Correlação de Vasquez e Beggs para o fator volume de formação do óleo saturado (apud ANDRADE, 2018):

$$B_o = 1 + C_1 \times R_s + C_2 \times (T - 60) \times \left(\frac{°API}{\gamma_{g100}}\right) + C_3 \times R_s \times (T - 60) \times \left(\frac{°API}{\gamma_{g100}}\right) \quad (13)$$

Onde:

$C_1 = 4{,}670 \times 10^{-4}$; $C_2 = 1{,}751 \times 10^{-5}$; $C_3 = -1{,}811 \times 10^{-8}$ para $°API \leq 30$

$C_1 = 4{,}670 \times 10^{-4}$; $C_2 = 1{,}100 \times 10^{-5}$; $C_3 = 1{,}337 \times 10^{-9}$ para $°API > 30$

Razão de Solubilidade pela correlação de Vasquez e Beggs para a pressão de bolha do óleo saturado (apud ABDUL-MAJEED, 2016):

$$Rs = C_1 \times \gamma_{g100} \times P^{c_2} \times exp\left(C_3 \times \frac{°API}{(T + 460)}\right) \quad (14)$$

Onde:

$C_1 = 0{,}0362$; $C_2 = 1{,}0937$; $C_3 = 25{,}724$ para $°API \leq 30$

$C_1 = 0{,}0178$ $C_2 = 1{,}187$; $C_3 = 23{,}931$ para $°API > 30$

Correção de Vasquez e Beggs para a densidade do gás para pressão de 100 psi (apud GODEFROY et al., 2012):

$$\gamma_{g100} = \gamma_g \times \left[1{,}00 + 5{,}912 \times 10^{-5} \times °\text{API} \times T \times log_{10}\left(\frac{P}{114{,}7}\right)\right] \quad (15)$$

Al-Marhoun (1988) obteve correlações para a pressão de bolha e fator volume de formação do óleo (**equação 16**) a partir de óleos de 69 amostras de fundo de poço do Oriente Médio. Essa foi a primeira vez que uma correlação para óleos do oriente médio foi proposta. A razão de solubilidade pode ser estimada pelo rearranjo da equação de pressão de bolha (**equação 18**).

Correlação de Al-Marhoun (1988) para o fator volume de formação do óleo saturado (apud ANDRADE, 2018):

$$B_o = 0{,}497069 + 0{,}862963 \times 10^{-3} \times (T + 460) + 0{,}182594 \times 10^{-2} \times F + 0{,}318099 \times 10^{-5} \times F^2 \quad (16)$$

Onde:

$$F = R_S^{0{,}742390} \times \gamma_g^{0{,}323294} \times \gamma_o^{-1{,}202040} \quad (17)$$

Razão de Solubilidade pela correlação de Al-Marhoun (1988) para a pressão de bolha do óleo saturado (apud ABDUL-MAJEED, 2016):

$$Rs = 1490{,}3 \times {\gamma_g}^{2{,}262} \times P_b^{1{,}3984} \times {\gamma_o}^{-4{,}3963} \times (T + 460)^{-1{,}86} \quad (18)$$

McCain (1991) desenvolveu correlações para a pressão de bolha, razão de solubilidade (**equação 19**) fator volume de formação do óleo (**equação 20**). Estas correlações foram propostas a partir de um banco de dados de centenas de amostras de diversas áreas geográficas do mundo.

Correlação de McCain para a razão de solubilidade (apud ANDRADE, 2018):

$$log_{10}(R_s) = 0{,}3818 - 5{,}506 \times log_{10}(\gamma_o) + 2{,}902 \times log_{10}(\gamma_g) \quad (19)$$

Correlação de McCain para fator volume de formação do óleo (apud ANDRADE, 2018):

$$B_o = 0{,}9759 + 12 \times 10^{-5} \times C_{B_{ob}}^{1{,}2} \quad (20)$$

Onde:

$$C_{B_{ob}} = R_S \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0{,}5} + 1{,}25 \times T \quad (21)$$

Rollins et al. (1990) desenvolveram uma correlação para estimativa da razão de solubilidade (**equação 22**) como função da densidade do óleo nas condições padrão, densidade do gás nas condições de separador, temperatura e pressão do separador a partir de 301 amostras de regiões não divulgadas. Rollins e McCain reportaram erro relativo médio de 3%.

Correlação de Rollins et al. para razão de solubilidade:

$$log_{10}(R_s) = 0{,}4896 - 4{,}916 \times log_{10}(\gamma_o) + 3{,}469 \times log_{10}(\gamma_g) + 1{,}501 \times log_{10}(P_s) - 0{,}9213 \times log_{10}(T) \quad (22)$$

Kartoatmodjo e Schmidt (1994) desenvolveram correlações para ponto de bolha, razão de solubilidade (**equação 23**) e fator volume de formação do óleo (**equação 24**) a partir de um grande banco de dados de óleos de diversas regiões geográficas do mundo. A correlação para estimativa de razão de solubilidade proposta possui dois conjuntos de parâmetros, um para amostras com °API maior que 30 e outro para as amostras que apresentam °API menor ou igual a 30. Assim como Vasquez e Beggs (1980), Kartoatmodjo e Schmidt desenvolveram uma correção para a densidade do gás para 100 psi (**equação 25**).

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para a razão de solubilidade do óleo (apud GODEFROY et al., 2012):

$$Rs = C_1 \times {\gamma_{g100}}^{C_2} \times P_b^{C_3} \times 10^{C4 \times \frac{°API}{(T+460)}} \quad (23)$$

Onde:

$C_1 = 0{,}05958;\ C_2 = 0{,}7972;\ C_3 = 1{,}0014;\ C_4 = 13{,}1405$ para $°API \leq 30$

$C_1 = 0{,}03150;\ C_2 = 0{,}07587;\ C_3 = 1{,}0937;\ C_4 = 11{,}2895$ para $°API > 30$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para fator volume de formação do óleo (apud GODEFROY et al., 2012):

$$B_o = 0{,}98496 + 0{,}0001 \times \left(R_S^{0{,}755} \times \gamma_{g100}^{0{,}25} \times \gamma_o^{-1{,}5} + 0{,}45 \times T\right)^{1{,}5} \quad (24)$$

Correção de Kartoatmodjo e Schmidt para a densidade do gás para pressão de 100 psi (apud GODEFROY et al., 2012):

$$\gamma_{g100} = \gamma_g \times \left[1{,}00 + 0{,}1595 \times {}^{\circ}API^{0{,}4078} \times T^{0{,}2466} \times log_{10}\left(\frac{P}{114{,}7}\right)\right] \quad (25)$$

Dokla e Osman (1992) desenvolveram correlações para estimar a pressão de bolha e fator volume de formação de óleo (**equação 26**) para óleos crus dos Emirados Árabes Unidos (EUA). Mantendo a forma funcional proposta por Al-Marhoun (1988) os autores usaram dados de 51 amostras de fundo de poço para reestimar os parâmetros da correlação. A razão de solubilidade pode ser calculada em condições de saturação rearranjando a correlação para a pressão de bolha (**equação 28**).

Correlação de Dokla e Osman para fator volume de formação do óleo

$$B_o = 0{,}0431935 \times +0{,}00156667 \times (T + 460) + 0{,}00139775 \times M + 0{,}380525 \times 10^{-5} \times M^2 \quad (26)$$

Onde:

$$M = R_S^{0{,}773572} \times \gamma_g^{0{,}404020} \times \gamma_o^{-0{,}882605} \quad (27)$$

Razão de Solubilidade pela correlação de Dokla e Osman para a pressão de bolha do óleo saturado:

$$Rs = \left(\frac{P}{C_1 \times {\gamma_g}^{C_2} \times \gamma_o^{C_3} \times T^{C_4}}\right)^{C_5} \quad (28)$$

Onde:

$C_1 = 0{,}836386 \times 10^{-4}$; $C_2 = -1{,}01049$; $C_3 = 0{,}107991$; $C_4 = 0{,}952584$; $C_5 = 1{,}381125$

Petrosky e Farshad (1998) desenvolveram correlações para pressão de bolha, fator volume de formação (**equação 29**) e razão de solubilidade (**equação 30**) do óleo a partir de 81 dados da análise PVT de óleos do Golfo do México. Os autores basearam a correlação no trabalho de Standing (1947) mas usaram um método de regressão que dava mais liberdade para a determinação dos parâmetros dando a cada variável um coeficiente e um expoente diferente da unidade.

Correlação de Petrosky e Farshad para fator volume de formação do óleo:

$$B_o = 1{,}0113 + 7{,}2046 \times 10^{-5} \times \left[R_S^{0{,}3738} \times \frac{\gamma_g^{0{,}2914}}{\gamma_o^{0{,}6265}} + 0{,}246 \times T^{0{,}5371}\right]^{3{,}0936} \quad (29)$$

Correlação de Petrosky e Farshad para razão de solubilidade:

$$R_S = \left[\left(\frac{P}{112{,}727} + 12{,}34\right) \times \gamma_g^{0{,}8439} \times 10^X\right]^{1{,}73184} \quad (30)$$

Onde:

$$X = 7{,}916 \times 10^{-4} \times {}^\circ API^{1{,}541} - 4{,}561 \times 10^{-5} \times T^{1{,}3911} \quad (31)$$

Omar e Todd (1993) desenvolveram correlações para estimativa de ponto de bolha e fator volume de formação (**equação 32**) do óleo a partir de 93 análises PVT de amostras de diversos campos da Malásia. A razão de solubilidade na saturação do óleo pode ser novamente calculada pela correlação de pressão de bolha (**equação 34**).

Correlação de Omar e Todd para fator volume de formação de óleo:

$$B_o = 0{,}972 + 0{,}000147 \times \left[R_S \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0{,}5} + 1{,}25 \times T\right]^X \quad (32)$$

Onde:

$$X = 1{,}1663 + 0{,}762 \times 10^{-3} \times \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_g}\right) - 0{,}03990 \times \gamma_g \quad (33)$$

Razão de Solubilidade pela correlação de Omar e Todd para a pressão de bolha do óleo saturado:

$$Rs = \gamma_g \times \left[\left(\frac{P}{18{,}2} + 1{,}4\right) \times 10^{-(0{,}00091 \times T - 0{,}125 \times {}^{\circ}API}\right]^{-X} \quad (34)$$

Onde:

$$X = A_1 + A_2 \times B_o + A_3 \times \gamma_g + A_4 \times {B_o}^2 + A_5 \times {\gamma_g}^2 + A_6 \times \left(\frac{1}{\gamma_g \times B_o}\right) \quad (35)$$

A_1= 1,4256; A_2= -0,2608; A_3= -0,4596; A_4= 0,04481; A_5= 0,2360; A_6= -0,1077.

Elsharkawy e Alikhan (1997) desenvolveram correlações para estimativa de razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo (**equação 36**) a partir de 171 amostras de óleo do Kuwaiti, respectivamente. Foram apresentadas duas correlações para razão de solubilidade (equações 37 e 38), uma para amostras de grau API maior que 30 e uma para amostras de API menor ou igual a 30, estas correlações não diferem apenas nos valores dos parâmetros como as correlações de Kartoatmodjo e Schmidt (1993) e Vasquez e Beggs (1980), elas também apresentam relações diferentes entre as variáveis.

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para fator volume de formação do óleo:

$$B_o = 1 + 40{,}428 \times 10^{-5} \times R_S + 63{,}802 \times 10^{-5} \times (T - 60) + 0{,}780 \times 10^{-5} \times \left[R_S \times (T - 60) \times \gamma_g / \gamma_o\right] \quad (36)$$

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para razão de solubilidade para amostras com º*API* ≤ 30:

$$R_S = \gamma_g \times P^{1{,}18026} \times 10^{-1{,}2179 + 0{,}4636 \times ({}^{\circ}API/T)} \quad (37)$$

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para razão de solubilidade para amostras com °API > 30:

$$R_S = P^{0,94776} \times \gamma_g^{0,04439} \times API^{1,1394} \times 10^{-2,188+0,0008392\times T} \quad (38)$$

Al-Shammasi (2001) avaliou o desempenho de 13 correlações para a estimativa da pressão de bolha e outras 13 correlações para estimativa do fator volume de formação do óleo saturado. O autor estimou novos coeficientes para as correlações usando 1243 análises PVT para as correlações de pressão de bolha e 1345 análises para as correlações de fator volume de formação do óleo, as análises eram provenientes de óleos de todo o mundo. O autor estudou a performance das correlações para os dados globais, agrupando as amostras por região geográfica e agrupando as amostras por °API do óleo. Foram desenvolvidas correlações para a pressão de bolha e duas correlações para o fator volume de formação do óleo saturado uma com 4 variáveis (**equação 39**) e outra com 3 variáveis (**equação 40**). Os autores concluíram que algumas correlações propostas na literatura descrevem erroneamente o comportamento físico das amostras, as amostras não devem ser classificadas por região geográfica e sim por °API, a razão de solubilidade pode ser expressa a partir da equação da pressão de bolha (**equação 41**).

Correlação de Al-Shamasi de 4 parâmetros para fator volume de formação de óleo:

$$\begin{aligned} B_o = 1 + 5,53 \times 10^{-7} \times [Rs \times (T - 60)] + 0,000181 \times \left({Rs}/{\gamma_o}\right) \\ + 0,000449 \times \left[{(T - 60)}/{\gamma_o}\right] \\ + 0,000206 \times Rs \times ({\gamma_g}/{\gamma_o}) \end{aligned} \quad (39)$$

Correlação de Al-Shamasi de 3 parâmetros para fator volume de formação de óleo:

$$B_o = 1 + 0,000412 \times \left({Rs}/{\gamma_o}\right) + 0,000605 \times [{(T - 60)}/{\gamma_o}] \quad (40)$$

Razão de Solubilidade pela correlação de Al-Shamasi para a pressão de bolha do óleo saturado (apud ABDUL-MAJEED, 2016):

$$Rs = S \times P \times \gamma_o^{-5,527215} \times \gamma_g^{-0.783716} \times (T - 60)^{-0,783716} \quad (41)$$

Onde:

$$S = \exp(1,841408 \times \gamma_o \times \gamma_g) \quad (42)$$

Hemmati e Kharrat (2007) utilizaram 287 análises PVT de aproximadamente 30 campos de petróleo iranianos para desenvolver correlações para pressão de bolha, fator volume de formação do óleo saturado (**equação 43**) e razão de solubilidade (**equação 46**). As correlações propostas foram comparadas com diversas correlações da literatura e consideradas melhores para os óleos iranianos.

Correlação de Hemmati e Kharrat para fator volume de formação de óleo:

$$B_o = 1 + 10^A \quad (43)$$

Onde:

$$A = -4,6862 + 1,5959 \times log10(B_o^*) - 0,0566 \times (log10(B_o^*))^2 \quad (44)$$

$$B_o^* = Rs \times ({}^{\gamma_g}/_{\gamma_o})^{0,5946} + 1,739 \times T \quad (45)$$

Correlação de Hemmati e Kharrat para razão de solubilidade:

$$Rs = \left[0,1769 \times {\gamma_g}^{1,0674} \times \gamma_o^{-5,0956} \times T^{-0,1294}\right]^{1,0857} \quad (46)$$

Karimnezhad et. al. (2014), desenvolveram uma correlação para a estimação do fator volume de formação do óleo (**equação 47**), com base em 429 análises PVT de amostras do oriente médio. Os autores utilizaram como algoritmo de otimização do modelo uma implementação dos algoritmos genéticos, 286 amostras foram utilizadas para o ajuste do modelo e 143 para teste.

Correlação de Karimnezhad et. al para fator volume de formação de óleo:

$$B_0 = [[1{,}166 \times Rs \times {}^{\gamma_o}/_{\gamma_g}{}^{-0{,}03} + 0{,}0000044 \times [Rs \times (T + 460)]^{0{,}894}]^H \quad (47)$$

Onde:

$$H = (T + 460)^{-0{,}044} \times \gamma_o{}^{-1{,}52} \times \gamma_g{}^{0{,}161} \quad (48)$$

Arabloo (2014), o autor utilizou 750 analises PVT de amostras de diversas regiões geográficas para desenvolver correlação para a pressão de bolha e o fator volume de formação do óleo saturado (**equação 49**). Para a solução do problema foram usados algoritmos de busca multivariada com restrições (Programação Linear Sucessiva e Redução de Gradiente Generalizada) e algoritmo *Branch and Bound* para evitar mínimos locais. A correlação de pressão de bolha pode ser usada para o cálculo da razão de solubilidade (**equação 50**).

Correlação de Arabloo para o fator volume de formação de óleo:

$$B_o = 1 + \left[C_1 \times (Rs + 2C_2) \times \left(\gamma_g + 1\right) \times \left(log10(°API)\right) + C_2\right]^{(C_3 + T^{C_4})} \quad (49)$$

Onde:

$C_1 = 0{,}0003348062;\ C_2 = 25;\ C_3 = -0{,}2856905; C_4 = 0{,}03640287$

Razão de Solubilidade pela correlação de Arabloo para a pressão de bolha do óleo saturado (apud ABDUL-MAJEED, 2016):

$$Rs = {}^{5000 \times Rsn}/_{(1 - Rsn)} \quad (50)$$

Onde:

$$Rsn = [6{,}102089 \times 10^{-9} \times An \times P_b \times Gn^{5{,}651436} \times Tn^{0{,}095371}]^{1{,}091273} \quad (51)$$

$$Gn = {}^{1}/_{(\gamma_g + 5)} \quad (52)$$

$$An = {}^{API}/_{(API + 50)} \quad (53)$$

$$Tn = {}^{T}/_{(T + 500)} \quad (54)$$

Bucci (2014) avaliou os dados de ensaios experimentais de massa específica, fator de encolhimento, (F_e, que é o recíproco do fator volume de formação do óleo), e razão de solubilidade para óleos de diferentes poços obtidos pelo Laboratório PVT do E&P-SERV/US-AP/LF (Exploração e Produção-Serviços/Unidade de Serviços de Apoio/Laboratório de Fluidos) da PETROBRAS localizado na cidade de Macaé-RJ. O autor estudou correlações entre as propriedades citadas utilizando o coeficiente de determinação (R^2) como critério.

O autor analisou cada poço separadamente e concluiu que existe correlação apenas entre o fator de encolhimento e a massa específica, ambos normalizados pela razão (P/T). Através do gráfico $F_e/(P/T)$ x $\rho_o/(P/T)$, é possível fazer a previsão do fator de encolhimento por meio da medição da massa específica do óleo morto.

Jarrahian et al. (2015) desenvolveram uma correlação para a estimação da pressão de bolha usando 207 analises PVT de amostras de fundo de poço de campos iranianos de *black oil*. A correlação foi testada com 1840 análises PVT de diferentes regiões geográficas e 171 analises composicionais. A razão de solubilidade do óleo saturado é estimada pela correlação para a pressão de bolha (**equação 55**).

Razão de Solubilidade pela correlação de Jarrahian et al. para a pressão de bolha do óleo saturado (apud ABDUL-MAJEED, 2016):

$$Rs = \left[\frac{C_1 \times P \times \gamma_g^{C_2}}{\gamma_o^{C_3} \times G_g \times T^{C_4}}\right]^{C_5} \quad (55)$$

Onde:

$$G_g = \exp(\frac{C_6 \times \gamma_g}{\gamma_o}) \tag{56}$$

$C_1 = 33{,}382;\ C_2 = 0{,}448067;\ C_3 = 3{,}32023;\ C_4 = 1{,}074756; C_5 = 1{,}21255; C_6 = -0{,}542446$

Abdul-Majeed (2016) realizou uma pesquisa com 132 engenheiros químicos e de petróleo da academia, indústria e funcionários públicos e constatou que a prioridade da maioria dos participantes no momento da escolha do método de estimação da razão de solubilidade é a praticidade do cálculo, tendo a acurácia como segunda prioridade. O autor desenvolve uma simples correlação para a estimação da razão de solubilidade (**equação 57**) revisando a correlação de Baniasadi et al. (2015) e mudando a forma funcional da pressão na correlação original. A nova correlação foi ajustada por regressão não linear com base em 100 novas análises PVT de amostras de origem não explicitada.

Correlação de Abdul-Majeed para razão de solubilidade:

$$Rs = 0{,}002721 \times {}^{\circ}API \times P^{1{,}015} \times (2 \times \gamma_g + 1) \tag{57}$$

Andrade e Rajagopal (2017) avaliaram diversas correlações para a estimação da razão de solubilidade e fator volume de formação aplicadas a óleos vivos parafínico-naftênico brasileiros oriundos do separador de teste e verificaram que elas não descrevem bem o comportamento das amostras. Os autores propuseram novas correlações para as duas propriedades (equações 58 e 59).

Correlação de Andrade e Rajagopal para razão de solubilidade:

$$\begin{aligned} log_{10}(R_S) = {} & -0{,}81251 - 0{,}04465 \times log_{10}(\gamma_g) \\ & + 1{,}56535 \times log_{10}(P) + 0{,}25354 \times log_{10}({}^{\circ}API) \\ & - 0{,}66027 \times log_{10}(T) \end{aligned} \tag{58}$$

Correlação de Andrade e Rajagopal para o fator volume de formação do óleo:

$$log_{10}(B_o) = -0{,}008399 - 0{,}007717 \times log_{10}(T) + 0{,}005794 \times log_{10}\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right) + 0{,}023053 \times log_{10}(R_S) \quad (59)$$

2.4 EQUAÇÕES DE ESTADO

A condição de equilíbrio químico em um sistema é a igualdade de fugacidade de cada componente em cada fase (ver Danesh (1998) para prova). A fugacidade pode ser interpretada como a tendência de uma molécula em uma fase “escapar” para uma fase adjacente. Sendo assim, em um sistema multifásico se a fugacidade de cada componente em fases adjacentes for igual, essas fases estão em equilíbrio químico e não há transferência líquida de moléculas entre elas (DANESH, 1998).

A fugacidade pode ser rigorosamente correlacionada com propriedades mensuráveis através do coeficiente de fugacidade, ϕ_i, pela seguinte expressão (DANESH, 1998):

$$\ln(\phi_i) = \frac{1}{RT} \times \int_V^{\infty} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial n_i}\right)_{T,V,n_{j\neq i}} - \frac{RT}{V}\right] dV - \ln\left(\frac{PV}{nRT}\right) \quad (60)$$

Onde:

ϕi: coeficiente de fugacidade do componente i;
R: constante dos gases perfeitos;
n_i: número de moles do componente i;
n: número de moles total.

É possível calcular todas as propriedades volumétricas (como quantidade relativa das fases, massa específica) e composição do sistema através do cálculo do coeficiente de fugacidade. Este cálculo pode ser realizado através do uso de equações de estado (EDE). Apesar da **equação 60** descrever rigorosamente o equilíbrio termodinâmico em função de dados volumétricos é a qualidade da equação de estado usada que irá determinar a acurácia da predição do equilíbrio de fases e propriedades volumétricas do sistema (DANESH, 1998).

2.4.1 Equações de Estado Cúbicas

A maioria dos cálculos de equilíbrio de fases são realizados através de equações de estado cúbicas. As mais populares no setor de petróleo e gás são as equações de Soave-Redlich-Kwong (SRK) e Peng-Robinson (PR) que são apresentadas a seguir.

2.4.1.1 Equação de Soave-Redlich-Kwong

A equação SRK (SOAVE, 1972), foi proposta como uma modificação da equação Redlich-Kwong (Redlich e Kwong, 1949). O autor propõe uma nova dependência com a temperatura do termo atrativo, a.

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b)} \tag{61}$$

Onde:

$$a = a_c \alpha(T) \tag{62}$$

$$a_c = \frac{0{,}42747 \times R^2 T_c^2}{P_c} \tag{63}$$

$$b = \frac{0{,}08664 \times RT_c}{P_c} \tag{64}$$

$$\alpha(T) = \left(1 + m\left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right)^2 \tag{65}$$

$$m = 0{,}480 + 1{,}574 \times \omega - 0.176 \times \omega^2 \tag{66}$$

Onde:

ω: fator acêntrico;
v: volume molar.

2.4.1.2 Equação de Peng-Robinson

Peng e Robinson (1976) notaram que a massa específica de líquidos prevista pela equação SRK era demasiada baixo. Os autores atribuíram o erro ao fato de a equação superestimar o fator de compressibilidade de substâncias puras. Peng e Robinson propuseram a seguinte equação:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)} \tag{67}$$

Onde:

$$a_c = \frac{0{,}45724 \times R^2 T_c^2}{P_c} \tag{68}$$

$$b = \frac{0{,}007780 \times RT_c}{P_c} \tag{69}$$

$$\alpha(T) = \left(1 + m\left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right)^2 \tag{70}$$

$$m = 0{,}37464 + 1{,}54226 \times \omega - 0{,}26992 \times \omega^2 \tag{71}$$

Peng e Robinson (1978) sugeriram uma mudança para sua equação de estado quando $\omega > 0{,}49$ (**equação 72**).

$$m = 0{,}379642 + 1{,}48503 \times \omega - \ 0{,}164423 \times \omega^2 + 0{,}016666 \times \omega^3 \tag{72}$$

2.4.1.3 Regras de Mistura

Equações de estado são naturalmente aplicáveis para um componente puro, para estender seu uso para misturas é necessário a introdução de regras de mistura, modelos para se calcular o parâmetro de energia (termo atrativo), a, e o co-volume, b, das equações de estado levando em consideração as interações das diferentes moléculas da mistura (KONTOGEORGIS e FOLAS, 2009).

Soave sugeriu que para uma mistura de N componentes fosse aplicada a seguinte regra de mistura quadrática na composição (apud PEDERSEN et al., 2014):

$$a = \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} x_i x_j \left(a_i a_j\right)^{1/2} \left(1 - \kappa_{ij}\right) \tag{73}$$

Onde:

$$a_i = a_{c_i} \alpha_i(T) \tag{74}$$

O parâmetro a_{c_i} é calculado pela **equação 63** ou **equação 68** dependendo da EDE utilizada.

O parâmetro κ_{ij} é chamado de parâmetro de interação binária, existem dados na literatura para um conjunto limitado de pares de componentes puros, este parâmetro pode ser estimado por regressão de dados experimentais de equilíbrio de fases. A função alfa, $\alpha(T)$, pode possui a seguinte forma:

$$\alpha_i(T) = \left[1 + m_1\left(1 - T_{ri}^{1/2}\right)\right]^2 \tag{75}$$

$$m_i = d_1 + d_2 \omega_i + d_3 \omega_i \tag{76}$$

$$b = \sum_{i=1}^{N} x_i b_i \tag{77}$$

Onde b_i é calculada pela **equação 64** ou **equação 69** dependendo da EDE usada, a temperatura reduzida, T_r é definida como:

$$T_r = \frac{T}{T_C} \tag{78}$$

Stryjek e Vera (1986) propuseram uma modificação para o termo atrativo da equação de Peng-Robinson, os autores modificaram a dependência com a temperatura e fator acêntrico da função alfa e introduziram um parâmetro de componente puro, k_{0i}. As mudanças permitiram representar com acurácia dados experimentais de pressão de vapor de várias substâncias. Os resultados foram melhores que os da EDE original com exceção de misturas de substâncias polares com hidrocarbonetos saturados. As modificações são mostradas a seguir:

$$\alpha_i(T) = \left[1 + k_i\left(1 - T_{ri}^{1/2}\right)\right]^2 \tag{79}$$

Onde:

$$k_i = k_{0i} + k_{1i}\left(1 + T_{ri}^{1/2}\right)\left(0{,}7 - T_{ri}^{1/2}\right) \tag{80}$$

$$k_{0i} = 0.378893 + 1.4897153 \times \omega_i - 0.17131848 \times \omega_i^2 + 0.0196554 \times \omega_i^3 \tag{81}$$

2.4.1.4 Correção do Volume

Peneloux et. al. (1982) apresentaram uma correção para a equação SRK com objetivo de melhorar a capacidade preditiva da densidade das fases em equilíbrio principalmente a fase líquida. Os autores introduziram um novo parâmetro chamado de parâmetro de translação de volume, c. A introdução desse parâmetro não altera as composições de equilíbrio calculadas apenas os volumes molares e massas específicas das fases em equilíbrio (PEDERSEN et. al., 2014). A equação SRK modificada para componente puro será:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + c)(v + b + 2c)} \tag{82}$$

Onde:

$$c = \frac{0{,}40768 \times RT_c(0{,}29441 - Z_{RA})}{P_c} \tag{83}$$

Onde Z_{RA} é o fator de compressibilidade de Rackett (Rackett, 1970) definido por:

$$Z_{RA} = 0{,}29056 - 0{,}08775 \times \omega \tag{84}$$

Jhaveri e Youngren (1988) estenderam a aplicação do fator de translação do volume para a equação de Peng e Robinson (1978). E equação modificada para componente puro será:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + c)(v + b + 2c) + (b + c)(v - b)} \tag{85}$$

Onde:

$$c = \frac{0{,}50033 \times RT_c(0{,}25969 - Z_{RA})}{P_c} \tag{86}$$

Para misturas, o volume calculado pela equação de estado original é corrigido pelas seguintes relações:

$$v_{corr}^{L} = v^{L} - \sum_{i} x_I c_i \tag{87}$$

$$v_{corr}^{V} = v^{V} - \sum_{i} y_I c_i \tag{88}$$

Onde:

v_{corr}^{L} : volume molar corrigido da fase líquida;

v_{corr}^{V} : volume molar corrigido da fase gás;

v^{L} : volume molar da fase líquida pela EDE original;

v^{V} : volume molar da fase gás pela EDE original;

x_I : fração molar do componente i na fase líquida;

y_I : fração molar do componente i na fase gás;

c_i : parâmetro de translação do volume do componente i (**equação 83** ou **86**).

2.5 CARACTERIZAÇÃO DO ÓLEO VIVO

Equações de Estado podem ser aplicadas para fornecer boas previsões sobre o comportamento de fase de sistemas multicomponentes. Contudo, diversos parâmetros característicos de cada componente da mistura devem ser fornecidos aos modelos para a realização dos cálculos como o fator acêntrico e as propriedades críticas (PEDERSEN et al., 2014).

O petróleo é uma mistura complexa que normalmente contém centenas de compostos diferentes. Uma descrição perfeita de todos os constituintes do petróleo é na prática impossível, e o uso de tantos compostos nas equações de estado tornam a velocidade dos cálculos muito lenta (DANESH, 1998; AHMED, 2013).

Algumas frações leves do petróleo são bem determinadas como os gases inorgânicos CO_2, N_2 e H_2S e hidrocarbonetos leves do metano (C_1) até o pentano (C_5). A partir de 6 átomos de carbono o número de isômeros cresce exponencialmente, (PEDERSEN et al., 2014).

Componentes com 6 ou mais átomos de carbono costumam ser agrupados em pseudocomponentes contendo compostos com o mesmo número de átomos de carbono, C_n (PEDERSEN et al., 2014). Os grupos normalmente são determinados pelas suas temperaturas de ebulição, através de destilações, ou através de cromatografia gasosa (AHMED, 2013).

O grupo C_6 normalmente é considerado n-hexano puro. A caracterização do petróleo, portanto, precisa representar a fração C_{7+}, contendo moléculas com 7 ou mais átomos de carbono, em um número conveniente de pseudocomponentes para

que as propriedades necessárias ao uso das EDEs sejam determinadas (PEDERSEN et al., 2014).

Katz e Firoozabadi (1978) apresentaram um conjunto generalizado de propriedades para classes de pseudocomponentes de C_6 até C_{45}. Os dados foram propostos com base na análise de 26 amostras de condensado e óleos crus. As propriedades tabeladas incluem pressão crítica, temperatura crítica, volume molar crítico, massa molar e fator acêntrico.

2.5.1 Correlações Generalizadas para Propriedades de Pseudocomponentes

Também é possível estimar as propriedades das frações pesadas através de correlações generalizadas que usam um conjunto de medidas experimentais da fração de interesse. Diversas correlações foram propostas para o cálculo de propriedades como P_c, T_c, v_c, ω e massa molar como função da densidade e temperatura normal de ebulição da fração (Riazi e Daubert. 1980; Cavett, 1962; Kesler e Lee, 1976) ou como função da massa molar e densidade (Riazi e Daubert. 1980; Standing, 1977; Rowe; 1978).

2.5.2 Determinação PNA

Os diversos componentes do petróleo podem ser agrupados quimicamente de acordo com similaridades em suas moléculas. Para a fração C_{7+} assume-se que os seus principais constituintes são parafinas, naftênos e aromáticos (PNA). O conteúdo de cada uma das 3 classes pode ser determinado experimentalmente por destilação, cromatografia ou por correlações (PEDERSEN, 2014).

Watson, Nelson e Murphy (1935), introduziram um fator para a caracterização PNA baseado na temperatura normal de ebulição e na densidade do óleo ou fração:

$$K_w = \frac{T_b^{\frac{1}{3}}}{\gamma} \tag{89}$$

Onde K_w é o fator de caracterização de Watson, T_b é a temperatura normal de ebulição em Rankine (R) e γ é a densidade do óleo ou fração. Dependendo do valor de K_w o óleo pode ser classificado como (AHMED, 2013):

- Parafínico: 12,5 $< K_w \leq$ 13,5;
- Naftênico: 11,0 $< K_w \leq$ 12,5;
- Aromático: 8,5 $< K_w \leq$ 11,0;

Whitson (1983), sugeriu que para quando apenas dados de Massa molar, M, e densidade estivessem disponíveis a **equação 89** poderia ser aproximada por:

$$K_w \approx 4{,}5579 \times \left[\frac{M^{0{,}15178}}{\gamma^{0{,}84573}}\right] \tag{90}$$

Com base na caracterização PNA diversos autores desenvolveram correlações para calcular o fator acêntrico e propriedades críticas de cada grupo (HOPKE E LIN, 1974; ERBAR, 1977; BERGMAN et al., 1975; PENG e ROBINSON, 1978).

2.5.3 Splitting

A fração C_{7+} é uma parcela grande do petróleo natural e é composta por centenas de moléculas distintas, o uso dessa fração diretamente nas equações de estado como um único componente pode resultar em grandes erros. Dividir a fração C_{7+} em outros grupos com apenas um número de carbono e calcular as propriedades necessárias para esses grupos melhora os resultados das predições de equilíbrio de fases (AHMED, 2013).

As correlações de *splitting* são propostos com base em observações experimentais da distribuição de classes C_n de componentes no petróleo. A aplicação do método permite estimar a fração molar, densidade e Massa molar das diferentes classes de um único número de carbono presente na fração C_{7+}. Á partir desses dados é possível calcular as propriedades necessárias para uso nas equações de estado (AHMED, 2013). A aplicação de uma correlação de *splitting* deve respeitar as simples relações de balanço de massa:

$$\sum_{n=i}^{n+} z_n = z_{i+} \tag{91}$$

$$\sum_{n=i}^{n+} [z_n M_n] = z_{i+} M_{i+} \tag{92}$$

$$\sum_{n=i}^{n+} \frac{[z_n M_n]}{\gamma_n} = \frac{z_{i+} M_{i+}}{\gamma_{i+}} \tag{93}$$

A literatura apresenta diversos esquemas de *splitting* (LOHRENZ, BRAY E CLARK, 1964; KATZ, 1983; WHITSON, 1983; AHMED, CADY E STORY, 1985).

2.5.4 Lumping

Quando dados experimentais de muitas frações estão disponíveis é conveniente reagrupar cada fração de um único número de carbono em um número menor de frações com múltiplos números de carbono. Dessa forma é possível reduzir o esforço computacional necessário ao se aplicar as equações de estado. O *lumping* é particularmente importante nas simulações computacionais (AHMED, 2013).

O problema se torna como agrupar essas frações e como determinar suas propriedades críticas e fator acêntrico. A literatura apresenta diversos esquemas de *lumping* para o agrupamento de frações de um único número de carbono (LEE et al., 1981; WHITSON, 1983; MONTEL e GOUEL, 1984; BEHRENS e SANDLER, 1988) e regras de mistura para o cálculo dos parâmetros usados nas equações de estado (HONG, 1982; LEE et al., 1981).

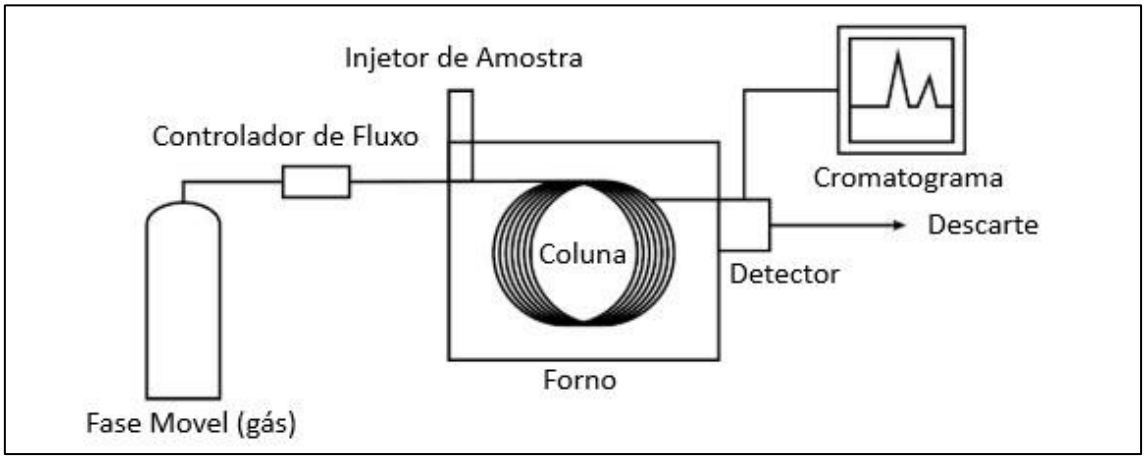
2.5.5 Cromatografia Gasosa

É a principal técnica de determinação da composição do petróleo. O método consiste em injetar um pequeno volume de amostra, em um extremo de uma coluna cromatográfica, que é um tubo preenchido geralmente com um material granular

(recheio), mantido em um forno com controle de temperatura. A coluna cromatográfica pode ser um tubo capilar com alguns micrômetros de diâmetro e vários metros de comprimento ou uma coluna empacotada. Um fluxo constante de gás inerte, normalmente hélio, é imposto à coluna e desloca os componentes da amostra. Componentes mais leves são deslocados primeiro enquanto os mais pesados se movem mais lentamente pela coluna devido a sua adsorção no recheio. Desta forma a coluna separa os componentes por volatilidade (MCCAIN JR, 2017).

No outro extremo da coluna existem detectores que medem a massa de cada composto que passa por eles. Esses dados são tratados eletronicamente e plotados em um gráfico chamado cromatograma. A área embaixo de cada pico é proporcional à sua massa, portanto é possível saber a fração mássica de cada componente (MCCAIN JR, 2017). Alguns detectores medem a concentração dos componentes e fornecem resultados em termos de fração molar. Um esquema básico de um equipamento cromatográfico pode ser visto na **Figura 2.1**.

Figura 2.1: Esquema de um cromatógrafo a gás.



Fonte: Adaptado de McCain Jr (2017).

Contudo não é possível separar todos os componentes do petróleo e a composição do óleo é reportada como a fração mássica de cada pseudocomponente de único número de carbono. Uma característica importante comum a todos as amostras de petróleo não degradado é que os n-alcanos (os hidrocarbonetos lineares saturados) são os principais constituintes em massa de cada fração e, portanto, possuem os maiores picos no cromatograma (MCCAIN JR, 2017).

O método usado para determinar os pseudocomponentes consiste em somar a área entre dois picos de n-alcanos com a área do pico de maior número de carbono e esse será um pseudocomponente (por exemplo: detectados os picos entre o n-hexano e o n-octano a área do pseudocomponente C_8 será a área entre os dois picos somada a área do n-octano) (MCCAIN JR, 2017).

A partir dos dados de fração mássica é possível usar a tabela de Katz e Firoozabadi (1978) para converter os resultados para fração molar e aplicar esquemas de *lumping*, *splitting,* e determinar os parâmetros necessários para uso com equação de estado. Existem alguns erros inerentes desta metodologia, mas é uma das melhores e mais usadas no setor de petróleo e gás, uma discussão pode ser lida em McCain Jr (2017).

2.6 REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS

Uma Rede Neuronal Artificial pode ser definida como um processador massivo distribuído paralelamente formado de unidades simples de processamento, chamadas neurônios, que possuem a capacidade de armazenar conhecimento experimental e torná-lo disponível (HAYKIN, 2009). Os neurônios são dispostos em camadas e interligados através de diversas conexões análogas as sinapses biológicas (DE SOUZA JR., 1993) que são implementadas através de vetores e matrizes chamados pesos (da SILVA et al., 2017) que ponderam o sinal transmitido de um neurônio até o outro.

O desenvolvimento inicial das RNAs se deu entre as décadas de 1940 e 1960 com a busca de desenvolver sistemas computacionais capazes de reproduzir algumas capacidades do cérebro biológico como o aprendizado e a cognição. Neste período, destacam-se os trabalhos pioneiros de McCulloch e Pitts (1943), que desenvolveram o primeiro modelo matemático do neurônio biológico (neurônio artificial), Hebb (1949), que demonstrou que o aprendizado pode ser obtido pelo ajuste do valor das sinapses (pesos) entre os neurônios e Rosenblatt (1958) que propôs o modelo de neurônio artificial *perceptron*, o mais utilizado em redes neuronais artificiais (HAYKIN, 2009).

Nas décadas subsequentes, foram feitos diversos avanços que permitiram expandir o uso das RNAs para problemas não linearmente separáveis, uma limitação dos modelos iniciais. O grande potencial das RNAs em lidar com sistemas não lineares, contendo ruído ou mal definidos, fez a técnica se destacar em diversas áreas

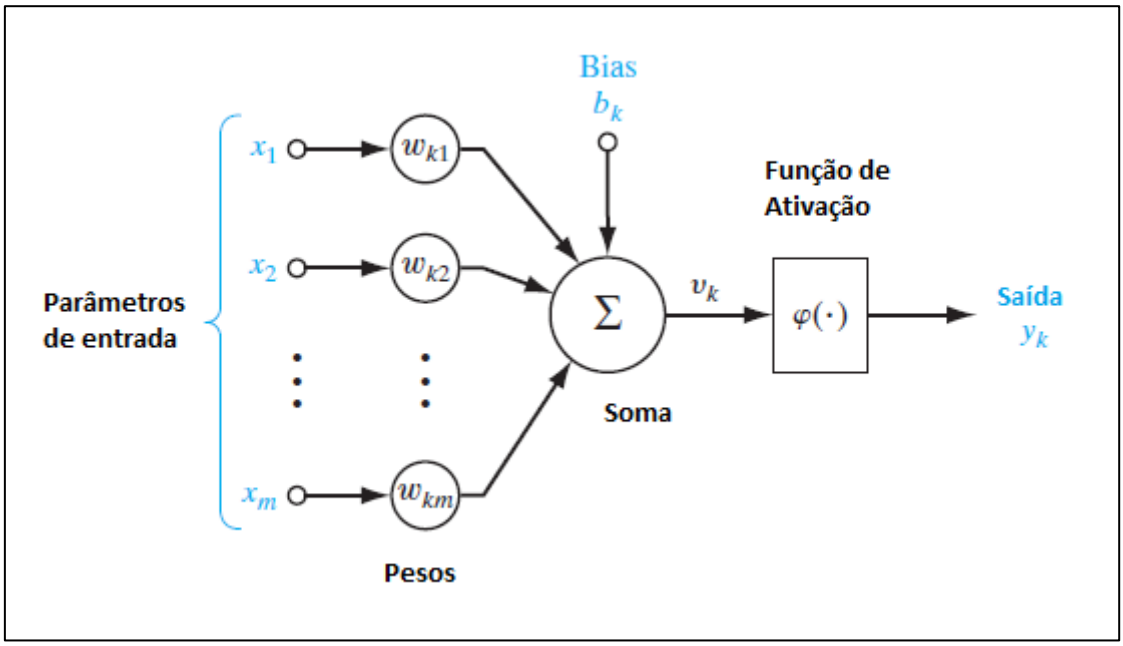
do conhecimento científico como: estatística, teoria de aproximação de funções, processamento de sinais, controle de processos dinâmicos, otimização de sistemas entre outras (SILVA, 1998).

Uma rede neuronal pode ser caracterizada por 3 aspectos fundamentais: a função de ativação em cada neurônio, arquitetura da rede e o algoritmo de aprendizagem, também chamado de treinamento (da SILVA et al., 2017).

2.6.1 O Neurônio Artificial

O neurônio é a unidade de processamento fundamental de uma rede neuronal (HAYKIN, 2009). Os elementos de um neurônio podem ser vistos na **Figura 2.2**.

Figura 2.2: Neurônio Artificial.



Fonte: Haykin (2009).

É possível observar na **Figura 2.2** um conjunto de sinapses ou conexões, cada uma caracterizada por um peso próprio, w_{km}. Um sinal de entrada x_i conectado a um neurônio k é multiplicado pelo peso w_{ki}. O valor do peso de um neurônio artificial pode ser positivo ou negativo (HAYKIN, 2009).

Os valores dos pesos são então somados e um *bias* ou limiar, b_k, externo, também incluído. O limiar pode aumentar ou diminuir a intensidade da conexão dependendo do seu valor ser positivo ou negativo (HAYKIN, 2009)

O último elemento do neurônio é uma função de ativação, $\varphi(.)$, que limita o valor do sinal de saída do neurônio, y_k, a um determinado intervalo que depende do tipo de função usada (HAYKIN, 2009).

O neurônio artificial mostrado, pode ser expressado matematicamente pelas relações:

$$u_k = \sum_{i=1}^{m} w_{ki}\, x_i \tag{94}$$

$$v_k = u_k + b_k \tag{95}$$

$$y_k = \varphi(v_k) = \varphi\left(\sum_{i=1}^{m} w_{ki}\, x_i + b_k\right) \tag{96}$$

Este modelo de neurônio artificial é conhecido como *perceptron*, proposto por Rosenblatt (1958) com base no trabalho de McCulloch e Pitts (1943). Este modelo é o mais utilizado nas arquiteturas de RNAs (DU e SWAMY, 2014).

2.6.2 Função de Ativação

As funções de ativação limitam o sinal de saída do neurônio e devem ser escolhidas de acordo com as particularidades do sistema (MONTANHEIRO, 2004). Geralmente são funções monotônicas, contínuas, diferenciáveis e crescentes (SILVA, 1998).

Diversos tipos de função de ativação podem ser escolhidos para os neurônios algumas das mais comuns são (SILVA, 1998):

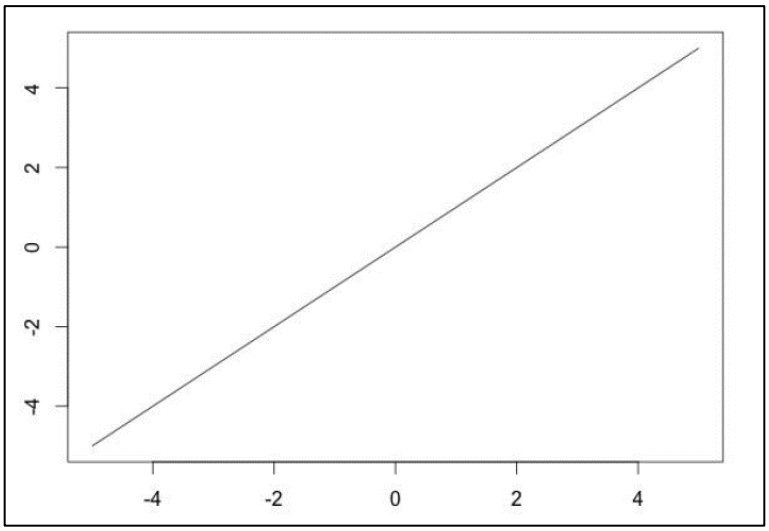
2.6.2.1 Função Linear

A função linear pode ser expressa pela equação

$$\varphi(v) = v \tag{97}$$

Esta função é comumente usada nos neurônios da camada de saída das redes. A **Figura 2.3** mostra o comportamento da função linear.

Figura 2.3: Função de ativação linear



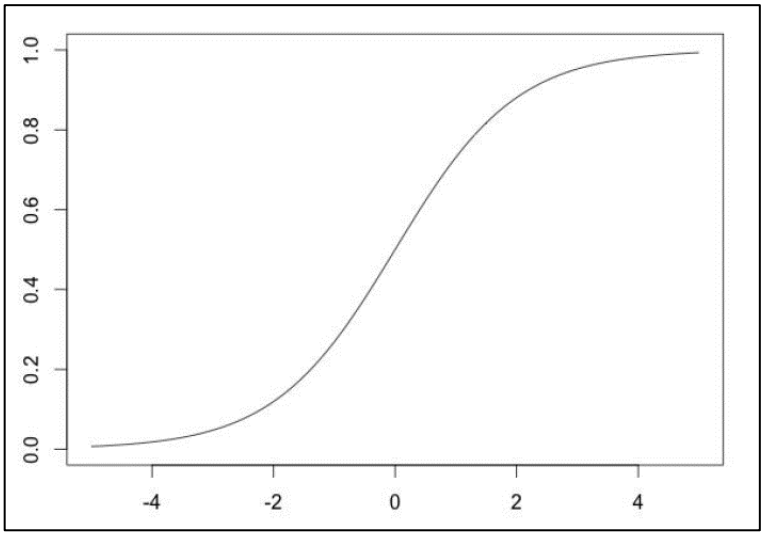
. Fonte: Heaton (2015).

2.6.2.2 Função Logística

A função logística (**Figura 2.4**) é uma função não linear que mapeia o sinal de entrada em um sinal de saída no intervalo de [0,1]. Sua representação matemática é:

$$\varphi(v) = \frac{1}{1 + e^{-v}} \tag{98}$$

Figura 2.4: Função de ativação logística.



Fonte: Heaton (2015).

Esta é uma função muito usada quando o resultado desejado na saída da RNA é uma probabilidade já que probabilidades são definidas no mesmo intervalo que esta função.

2.6.2.3 Função Tangente Hiperbólica

A função tangente hiperbólica (**Figura 2.5**) é uma função não linear que mapeia o sinal de entrada em um sinal de saída no intervalo de [-1,1]. Sua representação matemática dada pela expressão:

$$\varphi(v) = \frac{1 - e^{-v}}{1 + e^{-v}} \tag{99}$$

Fonte: Heaton (2015).

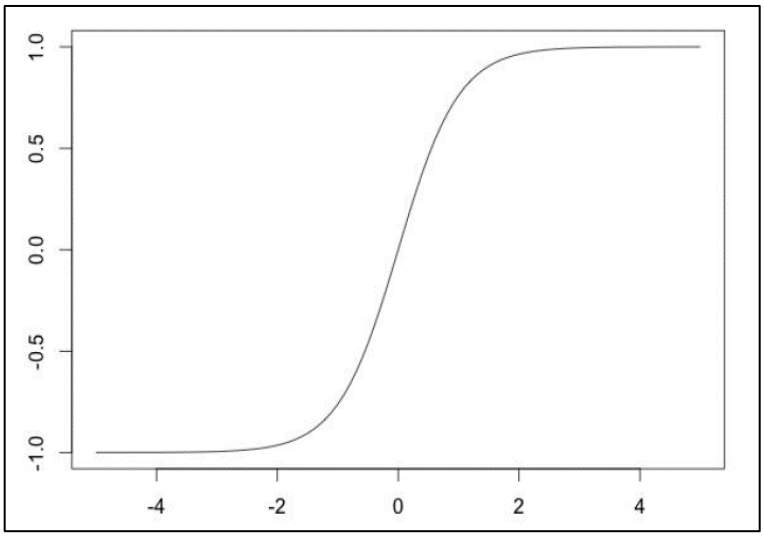
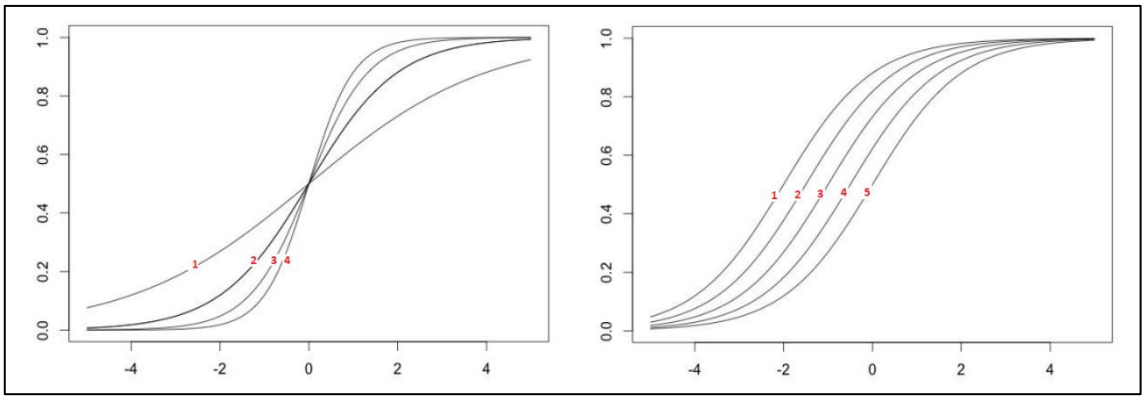


Figura 2.5: Função de ativação tangente hiperbólica.

2.6.2.4 Influência dos Pesos e Limiares

As funções de ativação determinam o valor da saída de um único neurônio, juntos, pesos e limiares moldam a forma da função para atingir o valor de saída adequado (HEATON, 2015). A influência dos pesos e limiares na forma da função de transferência logística pode ser vista na **Figuras 2.6a** e **2.6b** respectivamente.

Figura 2.6: Mudança na forma da função de transferência devido aos pesos a) e limiares b).



Fonte: Heaton (2015).

Na **figura 2.6a** são mostradas 4 funções logísticas com pesos diferentes e limiares iguais a 0, onde $w_1 < w_2 < w_3 < w_4$. É possível observar que quanto maior o peso, mais vertical se torna a curva.

Na **figura 2.6b** são mostradas 5 funções logísticas com limiares diferentes e pesos iguais a 1, onde $b_1 > b_2 > b_3 > b_4 > b_5$. É possível observar que quanto maior o limiar mais deslocada para a esquerda a curva se encontra.

2.6.3 Arquiteturas das RNA

Nas RNAs, os neurônios geralmente estão distribuídos em camadas (da SILVA et al., 2017). A arquitetura de uma RNA é a forma como os neurônios estão organizados nas camadas e como eles se interconectam. O algoritmo de treinamento usado durante a etapa de aprendizado da rede está intimamente relacionado com a sua arquitetura (HAYKIN, 2009).

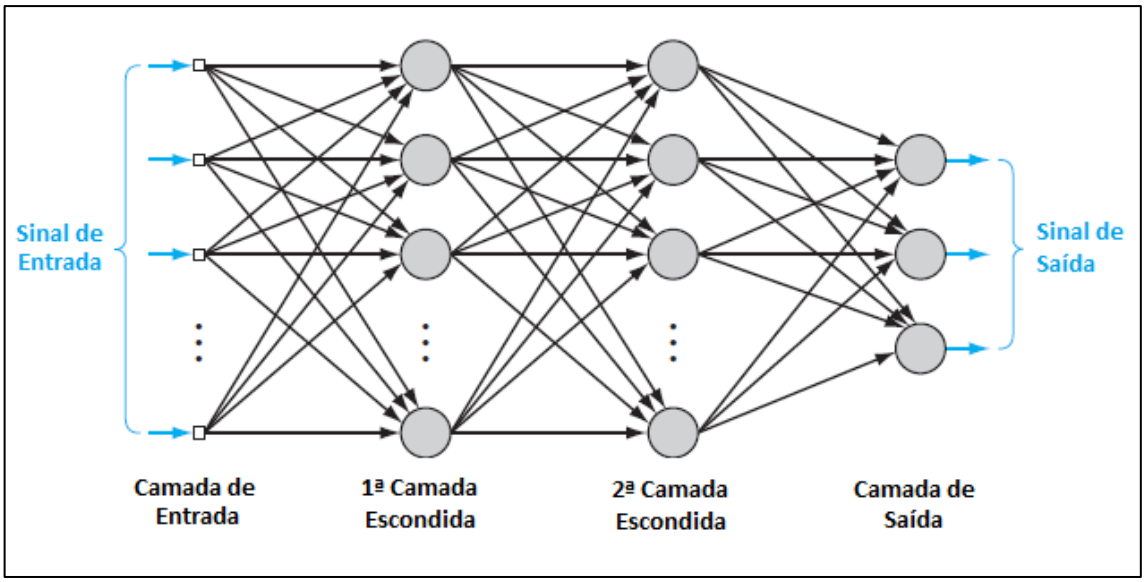
Diversos tipos de arquiteturas já foram propostos para diferentes aplicações como redes em camadas *feedfoward,* redes recorrentes, redes em *lattice* e redes de células (DU e SWAMY, 2014). Para diversos problemas, sobretudo o problema de aproximação de funções, as mais empregadas são as Redes Neuronais *Perceptron* Multicamadas (RNA-MLP).

2.6.3.1 Rede Perceptron Multicamadas (MLP)

Redes MLP são redes *feedfoward* com uma ou mais camadas de neurônios entre a camada de entrada e a camada de saída, chamadas camadas escondidas (DU e SWAMY, 2014).

Em uma rede *feedfoward* os sinais dos neurônios se propagam em apenas uma direção, neurônio a neurônio, da camada de entrada para a camada de saída. A **Figura 2.7** mostra uma rede MLP com duas camadas escondidas e completamente conectada. A rede é dita completamente conectada se cada neurônio de uma camada está conectado com cada outro neurônio das camadas adjacentes, esta é a forma de conexão mais largamente usada em redes MLP (HAYKIN, 2009).

Figura 2.7: Rede MLP com duas camadas escondidas e completamente conectada.



Fonte: (HAYKIN, 2009).

Os neurônios das camadas escondidas agem como identificadores de características do sistema (HAYKIN, 2009). O número de camadas escondidas e o número de neurônios em cada uma delas é função da complexidade do problema a ser resolvido bem como do número e qualidade dos dados disponíveis para treinar a rede. A determinação da arquitetura ótima normalmente e feita de forma empírica (da SILVA 2017).

Uma MLP com uma única camada escondida é chamada de rasa (*shallow*) e uma rede com mais camadas escondidas é chamada de profunda (*deep*) (KIN, 2017).

O número de neurônios da camada de saída também depende do problema abordado. Uma rede MLP pode ter múltiplos neurônios de saída, contudo uma rede projetada para aproximação de funções normalmente possui um único neurônio de saída já que o objetivo é obter um único número para um conjunto de variáveis de entrada (HEATON, 2015).

Redes MLP com pelo menos uma camada escondida de neurônios, com funções de ativação não constantes, limitadas, contínuas e monotonicamente crescentes, (como as funções logística e tangente hiperbólica) são aproximadores universais de funções (ver Cybenko (1989) para prova) pois, obedecem o teorema da aproximação universal de Kolmogorov (1957). Sua capacidade de aproximação universal deriva das não linearidades usadas nas funções de ativação dos neurônios (DU e SWAMY, 2014).

Apesar de uma MLP com uma única camada escondida ser suficiente para aproximar qualquer função, isso não significa que esta arquitetura seja a ótima. Diversos trabalhos abordando a capacidade de aproximação de funções de redes MLP para diversas arquiteturas são mostradas na literatura (TAMURA E TATEISHI, 1997; HUANG, 2003; XIANG, DING E LEE, 2005; TRENN, 2008).

2.6.4 Treinamento

Os tipos de treinamento de redes neuronais podem ser divididos em supervisionado e não supervisionado. Durante um treinamento supervisionado um conjunto de dados de entrada juntamente com os dados de saída desejados (*targets)* são apresentados às redes que “aprendem” através da modificação dos seus pesos e limiares. Os métodos não supervisionados não precisam que algum dado de saída seja mostrado à rede, ela simplesmente identifica, autonomamente, alguma característica dos dados de entrada e os reflete nas suas saídas (DE SOUZA JR., 1993).

O método mais utilizado para o treinamento de redes MLP é o algoritmo de retropropagação. Este é um algoritmo de treinamento supervisionado que utiliza uma técnica de busca baseada no gradiente para minimizar uma função de custo que meça o erro entre a saída da rede e os valores desejados (DU e SWAMY, 2014).

O algoritmo se divide em duas etapas: a etapa de propagação e a etapa de retropropagação (**Figura 2.8**) que são descritas a seguir (HAYKIN, 2009).

Durante a etapa de propagação os pesos e limiares são fixados, o conjunto de dados de treinamento é apresentado para a rede e os sinais de entrada se propagam, camada por camada, até a saída.

Durante a etapa de retropropagação um sinal de erro é gerado comparando o sinal de saída da rede com um valor desejado. O sinal de erro então se propaga na direção oposta, da saída para a entrada, novamente camada por camada. Nesta etapa, sucessivos ajustes aos pesos e limiares são feitos.

Essas duas etapas podem ser descritas matematicamente pelas seguintes relações (ver Haykin (2009) para a dedução):

- Etapa de propagação:

$$y_j^l(n) = \varphi_j\left(\sum_i w_{ji}^{(l)}(n)\, y_i^{(l-1)}(n)\right) \tag{100}$$

Onde:

$y_j^l(n)$: saída do neurônio j na camada l e iteração n;

φ_j: função de ativação do neurônio j;

$w_{ji}^{(l)}(n)$: peso da conexão entre o neurônio j na camada l e o neurônio i na camada $l-1$ na iteração n;

$y_i^{(l-1)}(n)$: é a saída do neurônio i na camada $l-1$ na iteração n.

- Etapa de retropropagação:

$$w_{ji}^{(l)}(n+1) = w_{ji}^{(l)}(n) + \alpha\left[\Delta w_{ji}^{(l)}(n-1)\right] + \eta\delta_j^{(l)}(n) y_i^{(l-1)}(n) \tag{101}$$

Onde:

$w_{ji}^{(l)}(n+1)$: peso da conexão entre o neurônio j na camada l e o neurônio i na camada $l-1$ na iteração $n+1$;

α: constante de momento, sempre >0;

$\Delta w_{ji}^{(l)}(n-1)$: correção do peso da conexão entre o neurônio j na camada l e o neurônio i na camada $l-1$ na iteração $n-1$;

η: taxa de aprendizado, sempre >0;

$\delta_j^{(l)}(n)$: gradiente local do neurônio j na camada l na iteração n;

O gradiente local, $\delta_j^{(l)}(n)$ aponta a direção da mudança dos pesos e seu cálculo depende se o neurônio é de uma camada de saída ou camada escondida.

Para um neurônio j na camada de saída L:

$$\delta_j^{(L)}(n) = e_j^{(L)}(n)\varphi_j'\left(v_j^{(L)}(n)\right) \tag{102}$$

Para um neurônio j na camada escondida l:

$$\delta_j^{(l)}(n) = \varphi_j'(v_j^{(l)}(n))\sum_k \delta_k^{(l+1)}(n)w_{kj}^{(l+1)}(n) \tag{103}$$

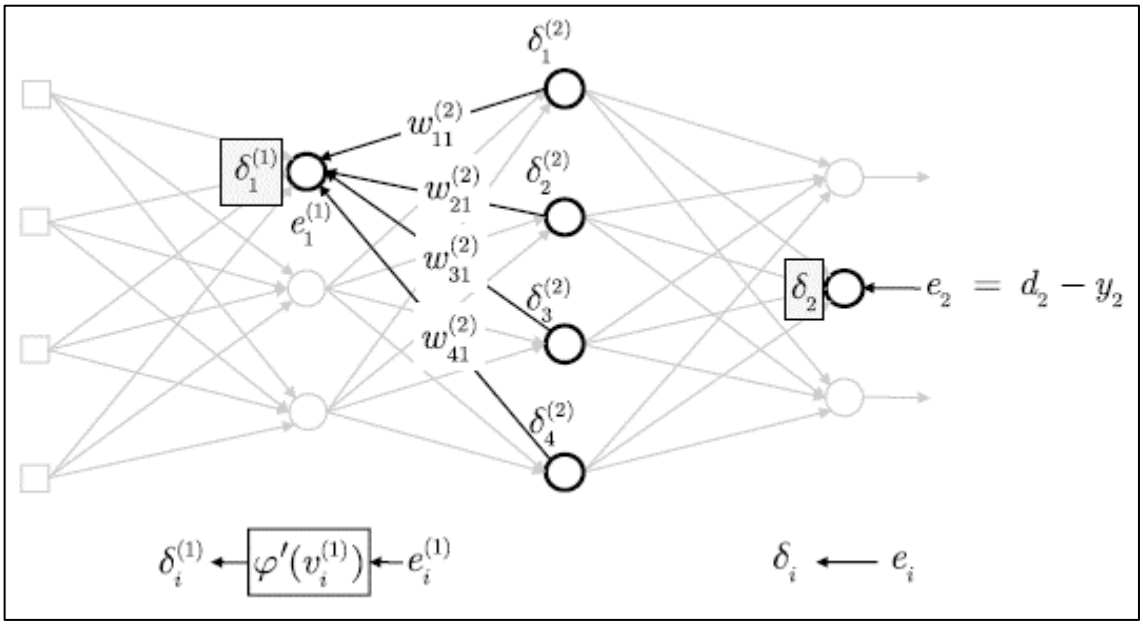
Onde:

$e_j^{(L)}$: erro de um neurônio j na camada de saída L é a diferença entre o sinal de saída e o valor desejado;

$\varphi_j'(.)$: derivada da função de ativação em relação ao argumento $(.)$;

k: denota um neurônio na camada $l+1$.

Figura 2.8: Etapa de retropropagação.



Fonte: Kim (2017).

O algoritmo é iterativo, o grupo de iterações necessário para apresentar todos os dados do conjunto de entrada para a rede é chamado de uma época. As iterações se repetem até que algum critério de parada seja atendido. Normalmente os pesos são atualizados até minimizarem uma função objetivo, também chamada de função de custo que fornece uma medida do erro entre o valor dado pela saída da rede e os valores desejados apresentados no treinamento (HAYKIN, 2009).

A função de custo mais comumente utilizada é a média da soma dos erros quadráticos, MSE (da SILVA et al., 2017).

$$MSE = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}[d_i - Y(x(i);\mathbf{w})]^2 \tag{104}$$

Onde: N é o número de exemplos de treinamento fornecidos, $\mathbf{w}$ é o vetor de pesos e limiares, d_i é o valor desejado para o exemplo x_i e $Y(x(i);\mathbf{w})$ é a função de aproximação que a rede representa e depende da sua arquitetura.

2.6.4.1 Algoritmo de Levenberg-Marquardt

O algoritmo de retropropagação ajusta os pesos na direção oposta ao gradiente da função de custo. Na prática, o algoritmo converge muito lentamente e diversos algoritmos de otimização foram propostos para superar este problema (da SILVA et al., 2017).

O método de Levenberg-Marquardt é um algoritmo de clássico de otimização muito eficiente no treinamento de MLPs (HEATON, 2015). É um algoritmo híbrido, baseado no método de newton e no método do gradiente (HAYKIN, 2009) que introduz uma matriz Hessiana modificada, garantindo que esta seja positiva-definida e bem condicionada.

De acordo com o método, a correção ótima aplicada a um peso é dada pela seguinte relação.

$$\Delta \boldsymbol{w} = [\boldsymbol{H}(\boldsymbol{w}) + \mu \boldsymbol{I}]^{-1}.\boldsymbol{\delta}(\mathbf{w}) \tag{105}$$

Onde:

$\Delta \boldsymbol{w}$:	ajuste no vetor de pesos
$\boldsymbol{\delta}(\mathbf{w})$:	gradiente da função de custo em relação aos pesos;
$\boldsymbol{H}(\boldsymbol{w})$:	matriz Hessiana (matriz das segundas derivadas) da função de custo em relação aos pesos;
μ:	parâmetro de regularização;
$\boldsymbol{I}$**:**	matriz identidade.

O gradiente $\boldsymbol{\delta}$ pode ser expresso por:

$$\boldsymbol{\delta}(\mathbf{w}) = \mathbf{J}^{\boldsymbol{t}}(\boldsymbol{w}).\boldsymbol{E} \tag{106}$$

Onde $\mathbf{J}\,(\boldsymbol{w})$ é a matriz Jacobiana (matriz das primeiras derivadas) da função que a rede representa, $Y(x(i);\mathbf{w})$**,** em relação aos pesos, $\mathbf{J}^{\boldsymbol{t}}(\boldsymbol{w})$ é sua transposta e $\boldsymbol{E}$ é o vetor de erros.

A matriz Hessiana é pode ser aproximada pelo seu produto externo:

$$\boldsymbol{H}(\boldsymbol{w}) \approx \mathbf{J}^{\boldsymbol{t}}(\boldsymbol{w}).\mathbf{J}\,(\boldsymbol{w}) \tag{107}$$

Portanto a forma final do ajuste dos pesos será:

$$\Delta \boldsymbol{w} = [\, \mathbf{J}^{\boldsymbol{t}}(\boldsymbol{w}).\mathbf{J}\,(\boldsymbol{w}) + \mu \boldsymbol{I}\,]^{-\mathbf{1}}.\mathbf{J}^{\boldsymbol{t}}(\boldsymbol{w}).\boldsymbol{E} \tag{108}$$

Este método, é bastante eficiente quando estamos tratando de redes que não possuem mais do que algumas centenas de conexões a serem ajustadas (HAGAN, 1994). O parâmetro μ é de extrema importância para o desempenho do método, Press et al. (1988) exibe uma discussão de como ajustar esse parâmetro ao longo da execução do treinamento (HAYKIN, 2009).

Diversos critérios de parada foram propostos para finalizar o treinamento das redes, dentre estes critérios estão: atingir um valor de erro baixo o suficiente, atingir um valor de gradiente baixo o suficiente ou parada antecipada quando a rede começa a perder sua capacidade de generalização (HAYKIN, 2009).

2.6.5 Generalização

Durante o treinamento por retropropagação, os exemplos de treinamento são apresentados à rede que, através da alteração dos valores dos pesos, “aprende” os padrões presentes nos dados. De um modo geral é desejável apresentar o maior número possível de dados disponíveis, e espera-se que a rede projetada generalize bem (HAYKIN, 2009).

Uma rede generaliza bem caso o mapeamento entrada-saída seja correto para dados de teste nunca antes usados para treiná-la (HAYKIN, 2009). Normalmente a capacidade de generalização está associada com o tamanho (e qualidade) do conjunto de dados, complexidade do problema e arquitetura da rede (DU e SWAMY, 2014).

Matematicamente, a etapa de treinamento de uma rede é uma regressão não linear enquanto a generalização é uma interpolação ou extrapolação dos dados de entrada (DU e SWAMY, 2014).

O objetivo do treinamento de redes neuronais não é criar uma representação exata dos dados do conjunto de treino e sim construir um modelo estatístico do processo que gera os dados (DU e SWAMY, 2014).

Quando uma rede neuronal é apresentada a muitos exemplos, possui muitos parâmetros ou o algoritmo de treinamento é executado por muitas épocas pode acontecer o fenômeno de supertreinamento (*overfitting*) (DU e SWAMY, 2014).

Uma rede supertreinada apresenta bons resultados para os dados usados no treinamento, mas perde capacidade de generalização. Isso ocorre, pois, a rede supertreinada modela o ruído dos dados em vez da relação funcional existente. (HAYKIN, 2009; DU e SWAMY, 2014).

O supertreinamento pode ser evitado interrompendo-se o algoritmo de treinamento antes que a rede comece a modelar o ruído dos dados de entrada. Para isso os dados são divididos em 2 grupos: um grupo de treinamento e um grupo de validação (da SILVA et al., 2017). Os dados de treinamento são usados no ajuste dos pesos e limiares durante o treinamento e a cada época o erro do grupo de validação é acompanhado. Normalmente o erro do grupo de validação cai juntamente com o erro de treinamento, porém quando a rede começa a ser supertreinada, o erro do conjunto de validação começa a subir. O treinamento é interrompido se o erro de validação sobe consecutivamente por um número estabelecido de épocas. Os valores dos pesos e limiares são então fixados com base na época onde o erro de validação é mínimo. Esse é o método padrão para melhorar a generalização das redes e evitar o supertreinamento e é chamado de parada antecipada por validação cruzada. Outros métodos de melhoria de generalização também podem ser usados como a Regulação Bayesiana do Erro (DU e SWAMY, 2014).

A parada antecipada é recomendada quando o número de dados de treinamento é pequeno comparado com o número de parâmetros (pesos e limiares) que devem ser ajustados pela rede. Como critério geral, a parada antecipada, pode ser desejável quando $N \leq 30N_w$ onde N é o número de dados de treinamento e N_w é o número de pesos e limiares a serem ajustados (DU e SWAMY, 2014).

2.6.6 Redes Neuronais na Estimação de Propriedades do Petróleo

A literatura apresenta dezenas de correlações empíricas para a estimativa da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo, isso se deve às limitações de tais correlações. Correlações empíricas normalmente se aplicam apenas a determinada região geográfica, devido às variações de composição do petróleo em diferentes locais, e para faixas estreitas de propriedades. Quando seu uso é estendido tais correlações apresentam grandes erros.

Devido a sua capacidade de mapear processos por exemplos, Redes Neuronais MLP se tornam candidatas para solucionar diversos problemas onde as únicas informações são conjuntos de dados de entrada e saída (da SILVA et al., 2017).

As redes neuronais MLP possuem capacidade de generalização superior, podem lidar com dados imprecisos e ruídos além de modelarem sistemas sem a necessidade de conhecimento preciso da relação funcional entre os dados de entrada e saída. A principal desvantagem das redes neuronais é que estas funcionam como *black box,* representando o conhecimento aprendido em sua estrutura distribuída sendo muito difícil extrair informações sobre o sistema que está sendo modelado (DU e SWAMY, 2014).

Devido as suas características, redes MLP têm sido utilizadas no estudo de sistemas complexos ou onde os métodos tradicionais não fornecem resultados satisfatórios como o caso da estimação da razão de solubilidade e fator volume de formação dos óleos vivos nas condições aqui estudadas.

Gharbi, Elsharkawy e Karkoub (1999) utilizaram as redes MLP para estimar a pressão de bolha e o fator volume de formação do óleo em condições do reservatório. Foram utilizadas 5200 análises PVT de diversas regiões no mundo para o treinamento da rede e mais 234 análises para testar o modelo. Foram usados a pressão de bolha, temperatura do reservatório, densidade do gás e °API do óleo como variáveis de entrada das redes. Foram testadas arquiteturas com 1 e 2 camadas escondidas, o número de neurônios foi variado sistematicamente, a rede estimava ambas as variáveis em 2 outputs. A arquitetura escolhida pelos autores foi a de uma única camada escondida com 5 neurônios usando função de ativação logística. A rede foi treinada usando retropropagação com coeficiente de momento. O modelo com redes neuronais foi comparado com diversas correlações da literatura e sua performance foi considerada melhor.

Al-Marhoun e Osman (2002) desenvolveram um método baseado nas redes MLP para a estimativa da pressão de bolha e fator volume de formação do óleo. Foram

usadas 283 análises PVT da região da Arábia Saudita. Um total de 142 pontos foram usados para treinamento, 71 para validação cruzada e 70 para teste do modelo. A rede desenvolvida para a estimativa da pressão de bolha possuía apenas uma camada escondida com 7 neurônios e para a estimativa do fator volume de formação do óleo a rede possuía uma camada escondida com 8 neurônios. Foi utilizada função de ativação logística e ambas as redes recebiam dados de °API, razão de solubilidade, densidade do gás e temperatura do reservatório como parâmetros de entrada. O autor concluiu que as redes neuronais performaram melhor que todas as correlações avaliadas, pois tinha um erro médio relativo menor e um coeficiente de determinação maior.

Oloso et al. (2009) propuseram um método para determinar as curvas de variação da razão de solubilidade e da viscosidade de óleos crus ao longo de uma faixa de pressão usando redes MLP, *Suport Vector Machine* (SVM) e Redes Funcionais. Foram usados 12 dados de entrada: dados de composição, pressão e temperatura do reservatório, pressão de bolha do óleo, °API do óleo morto e viscosidade do óleo na saturação. Foram usados um conjunto de dados com 99 observações para treinamento dos métodos. Os três métodos foram usados para estimar os parâmetros das curvas da viscosidade e razão de solubilidade contra a pressão do reservatório. Foram geradas 5 redes MLP para estimação de 5 parâmetros necessários aos modelos. As redes tinham 2 camadas escondidas com 12 neurônios na primeira camada e 5 ou 6 neurônios na segunda e apenas 1 neurônio de saída. Foi utilizada como função de transferência a tangente hiperbólica e algoritmo de Levenberg-Marquardt para treinamento. As curvas geradas pelos três métodos foram comparadas usando o erro quadrático médio e o erro relativo percentual como critérios. A Rede Funcional teve o melhor desempenho seguido da SVM e da Rede Neuronal tradicional. As curvas obtidas foram consistentes com as experimentais e os autores destacaram a possibilidade de uso para extrapolação.

Dutta E Gupta (2010) usaram as redes MLP para estimar a pressão de bolha, o fator volume de formação, a razão de solubilidade e a viscosidade para óleos crus saturados e subsaturados da Índia. Os autores utilizaram 372 análises para a pressão de bolha e razão de solubilidade, 530 análises para o fator volume de formação do óleo saturado, 263 análises para o fator volume de formação do óleo subsaturado, 435 análises para a viscosidade do óleo saturado e 252 análises para a viscosidade do óleo subsaturado. Foram criadas uma rede para cada uma dessas 5 propriedades.

Os autores determinaram o número de neurônios e camadas em cada rede por tentativa e erro, foi utilizada uma função de custo proposta pelos autores com regulação de erro, não foi utilizado um conjunto de testes. Os pesos e limiares foram ajustados usando algoritmos genéticos, como o algoritmo não converge necessariamente para o ótimo, o algoritmo de Levenberg-Marquardt foi usado em seguida. Os resultados foram comparados com correlações empíricas e tiveram uma melhor performance para todas as variáveis estudadas. Também foi realizada uma análise de sensibilidade para determinação da contribuição das variáveis de entrada na estimação das variáveis de saída. A densidade do óleo foi considerada a principal variável para a estimação da razão de solubilidade e do fator volume de formação do óleo.

Alimadadi et al. (2011) usaram as redes neuronais com uma arquitetura modular para a predição do fator volume de formação do óleo e de sua massa específica. Foram fornecidos 24 dados de entrada para a rede (contendo composição do fluido de reservatório, propriedades físicas do reservatório e propriedades físico-químicas do óleo morto). Duas redes MLP em paralelo, ambas com uma única camada escondida, foram projetadas, uma com 5 entradas e 15 neurônios na camada escondida e outra com 19 entradas e 30 neurônios na camada escondida. Os neurônios das camadas escondidas de ambas as redes se conectavam a dois neurônios de saída para a predição de cada propriedade. Foram usadas 128 observações para o treinamento, 16 para validação cruzada e 16 para teste todas de um único campo iraniano. Os resultados foram comparados com correlações empíricas. O método provou ser mais acurado na predição destas duas propriedades. Os autores não especificaram o tipo de função de custo, a função de ativação usada e o algoritmo de retropropagação.

Bagheripour, Asoodeh e Asoodeh (2013) compararam a performance de duas redes neuronais MLP na estimação do fator volume de formação do óleo. Por tentativa e erro a arquitetura escolhida foi uma única camada escondida e 5 neurônios nesta camada, além de um único neurônio na saída. Uma das redes foi treinada por retropropagação usando o algoritmo de Levenberg-Marquardt enquanto a outra teve pesos e limiares otimizados por um método estocástico híbrido usando algoritmos genéticos e busca de padrões. Este método permite que a otimização escape de mínimos locais. Os autores mostraram que a rede treinada pelo método estocástico conseguiu obter melhores resultados que a rede treinada por retropropagação.

Shokrollahi, Tatar e Safari (2015) desenvolveram uma *Committee Machine* para a predição do volume de formação do óleo e da pressão de bolha. Os autores usaram 3 métodos inteligentes para a estimação das propriedades, redes neuronais MLP, redes neuronais de base radial e *support vector machine*. O resultado dos três métodos na predição foi então ponderado e combinado em uma resposta final. Os valores dos coeficientes usados para determinar a contribuição de cada método na resposta final foi determinado por algoritmos genéticos. As redes neuronais MLP usadas tinham 1 camada escondida com 6 neurônios para a estimação do fator volume de formação do óleo e 16 neurônios para a estimação pressão de bolha, o número de neurônios ótimo foi determinado por tentativa e erro. Os resultados obtidos foram melhores que os resultados das 3 técnicas separadamente assim como melhores que os das correlações empíricas testadas

Mahdiani e Kooti (2016) utilizaram redes MLP e programação genética para estimar o fator volume de formação do óleo. Foram usadas 471 análises para o treinamento das redes e desenvolvimento das correlações por programação genética, 395 pontos foram usados para teste dos modelos propostos. Os autores usaram algoritmos genéticos para a determinação da melhor arquitetura (número de camadas, número de neurônios em cada camada, e tipo de propagação) os pesos e limiares foram otimizados com o algoritmo de Levenberg-Marquardt, a função de avaliação do algoritmo genético foi o erro relativo médio. A melhor arquitetura determinada pelo algoritmo foi com 10 camadas escondidas de 8 neurônios cada, o que significa um número grande de parâmetros para serem estimados em relação ao número de dados de entrada. Contudo os autores reportaram que a redes neuronais projetadas e otimizadas por algoritmos genéticos tiveram desempenho superior ao das correlações geradas por programação genética e as correlações presentes na literatura para o grupo de teste. Isso indica que a capacidade de generalização da rede se manteve mesmo com o grande número de pesos e limiares estimados.

Outros trabalhos semelhantes podem ser encontrados na literatura (Al-Shammasi, 2001; Goda et al., 2003; Moghadam, Salahshoor e Kharrat, 2011; Rammay e Abdulraheem, 2016).

Diversos outros trabalhos publicados mostram a aplicação das Redes Neuronais na estimação das propriedades PVT da água de formação (Al-Marhoun e Osman, 2005), viscosidade de óleos crus (Elsharkwy e Gharbi, 2001; Omole et al., 2009; Torabi, Abedini e Abedini, 2011), pressão de bolha de óleos crus (Asoodeh e

Bagheripour, 2012; Kazemi, Moradi e Asoodeh, 2013; Tatar et al., 2016), propriedades PVT de gases puros (Moghadassi et al., 2009), coeficiente de compressibilidade (Gharbi, 1997).

Neste trabalho são realizadas 565 análises PVT de óleos vivos brasileiros oriundos do separador de teste de 40 navios plataforma. Cada uma das amostras possui informação de temperatura e pressão do separador. Foram determinadas durante as análises PVT a massa específica, densidades do óleo morto e gás dissolvido, fator volume de formação do óleo, razão de solubilidade e teor de água para todas as amostras. Utilizando como variáveis de entrada a temperatura do separador, pressão do separador, densidade do óleo morto e densidade do gás dissolvido, duas redes neuronais MLP foram treinadas para estimar a razão de solubilidade e o fator volume de formação do óleo. Adicionalmente, 21 amostras selecionadas tiveram suas composições e massas molares medidas, estas amostras também foram caracterizadas de acordo com seu conteúdo PNA. As amostras com composição determinada foram utilizadas para testar a capacidade das equações de estado de Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong na estimativa da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo além de servirem de grupo de teste para avaliação da capacidade de generalização das redes neuronais. Os resultados obtidos pelas redes neuronais foram comparados com as predições das equações de estado e diversas correlações empíricas presentes na literatura utilizando seus coeficientes originais. Este trabalho destaca-se dos presentes na literatura pois as redes neuronais artificiais são aplicadas pela primeira vez para a determinação da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo para óleos vivos de origem brasileira e em condição de separação. Neste trabalho também é realizado a estimação do fator volume de formação do óleo sem a utilização da razão de solubilidade (variável de difícil medição) como variável de entrada como é feito em todos os trabalhos que foram encontrados.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 MEDIÇÃO DA RAZÃO GÁS ÓLEO E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO

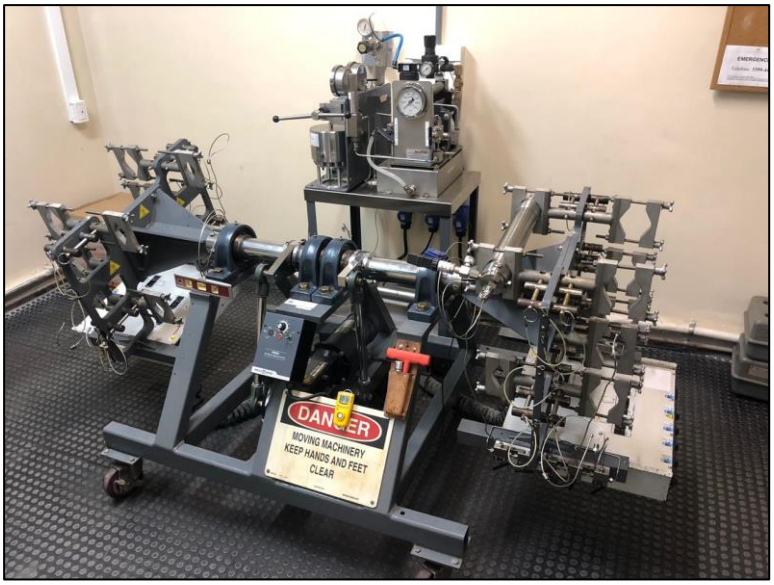
As amostras são recebidas em cilindros de amostragem de alta pressão equipados com pistão flutuante (**Figura 3.1**). Os dados da amostra (plataforma de origem, temperatura de separação, pressão de separação) são anotados. Os cilindros são inspecionados para a verificação da integridade das válvulas, presença de vazamentos, mobilidade do pistão flutuante, presença da esfera de agitação.

Figura 3.1: Cilindro de amostragem.

Fonte: LATCA (2019).

As amostras normalmente encontram-se na forma bifásica (líquido-vapor) e precisam ser recombinadas para a análise. O cilindro contendo a amostra é conectado ao sistema de recombinação (**Figura 3.2**). Sob agitação e à temperatura ambiente, fluido hidráulico é bombeado para aumentar a pressão no cilindro até 1000 psi (6894,76 KPa), esta pressão acelera o processo de recombinação e garante que ao final do procedimento a amostra esteja líquida e monofásica. O fim do procedimento é determinado quando a pressão do cilindro se estabiliza e não é mais necessária a injeção de fluido hidráulico para mantê-la. O cilindro é então desconectado da bomba e acomodado em posição vertical por um período de 24 horas para a sedimentação de material sólido que possa estar presente na amostra.

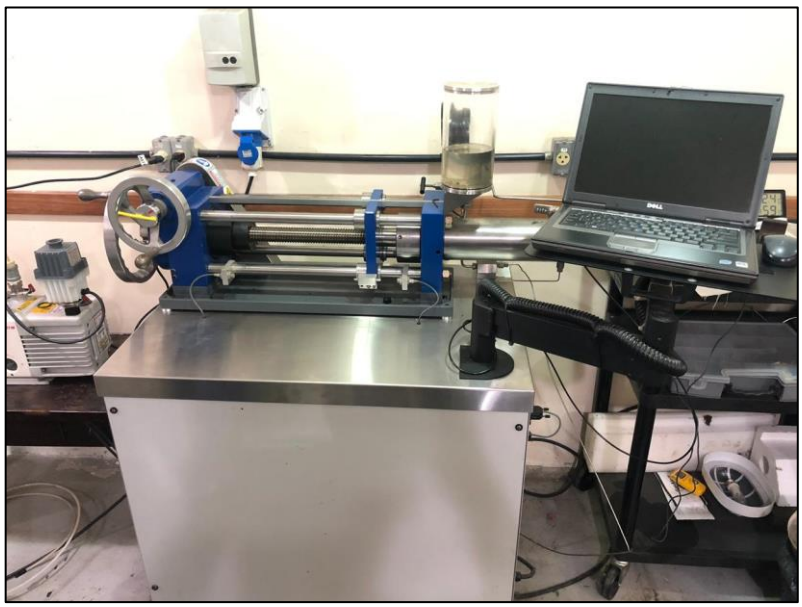
Figura 3.2: Sistema de recombinação de amostras



. Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

Após o período de repouso na posição vertical, o cilindro é acoplado a um suporte e conectado a uma bomba de deslocamento positivo com controle acurado do volume bombeado (**Figura 3.3**).

Figura 3.3: Bomba de deslocamento positivo.



Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

O cilindro é aquecido até a temperatura do separador trifásico de origem da amostra usando uma fita aquecedora (**Figura 3.4**). A temperatura é medida através de um termopar e controlada por um controlador PID. A pressão é controlada pela bomba durante todo o processo de aquecimento para se evitar pressão excessiva. A amostra é considerada pronta para a retirada das alíquotas quando a temperatura de trabalho e a pressão do cilindro se estabilizam.

Figura 3.4: Cilindro com fita de aquecimento.

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

Com a pressão e a temperatura estáveis, um picnômetro tipo U-Tube (**Figura 3.5**) previamente limpo e evacuado é pesado e sua massa é anotada. O picnômetro é então conectado à parte superior do cilindro onde está contida a amostra. A válvula do cilindro é aberta e uma alíquota da amostra é coletada a uma taxa de aproximadamente 2 cm^3/min. A queda de pressão no cilindro é corrigida pela bomba e mantida aproximadamente constante em 800 psi (5.515,81 KPa).

São coletados aproximadamente 20 cm^3 de amostra medidos usando como referência o volume de fluido hidráulico deslocado pela bomba. A massa do picnômetro contendo a amostra é anotada.

Figura 3.5: Picnômetro U-Tube.

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

O picnômetro contendo a alíquota é então conectado a um gasômetro calibrado, evacuado e equipado com medidor de temperatura, controlador de pressão e bomba de recirculação (**Figura 3.6**).

Figura 3.6: Gasômetro.

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

A pressão atmosférica é medida por um barômetro calibrado e anotada. O gás dissolvido é então liberado para o gasômetro, a pressão no interior do gasômetro é mantida à pressão atmosférica. O sistema é colocado em recirculação para que seja alcançado o equilíbrio e todo o gás dissolvido seja liberado. A liberação é concluída quando a pressão se estabiliza. O volume de gás retirado e a temperatura interna do equipamento são anotadas, a massa do picnômetro contendo o óleo morto é anotada e a massa de gás liberado é calculada. O volume de gás liberado é então convertido das condições do experimento para as condições padrão (20°C e 101,3249 KPa) via equação de estado do gás ideal (**equação 109**).

$$Pv = RT \tag{109}$$

Onde R é a constante universal dos gases ideais.

A massa específica do óleo morto é medida usando um densímetro de tubo vibratório Anton Paar modelo DMA 4500m (**Figura 3.7**), nas condições padrão seguindo o procedimento ASTM 5002-18.

Figura 3.7: Densímetro Digital

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

O teor de água do óleo morto é medido pelo o método Karl-Fischer coulométrico segundo norma ASTM D4928-12. Foi utilizado o equipamento Metrohm modelo 852 Titrando (**Figura 3.8**).

Figura 3.8: Karl-Fisher coulométrico

Fonte: Metrohm.com (2019).

Os resultados coletados permitem o cálculo da razão de solubilidade, do fator volume de formação do óleo e da massa específica do gás pelo seguinte conjunto de equações:

$$Rs = \frac{V_{g,lib}}{\frac{(m_{po} - m_p)}{\rho_o} \times \left(1 - \frac{KF}{100}\right)} \tag{110}$$

$$B_o = \frac{V_{ali}}{(m_{po} - m_p)/\rho_o} \tag{111}$$

$$\rho_g = \frac{m_{p\,ali} - m_{po}}{V_{g,lib}} \tag{112}$$

Onde:

m_p : massa do picnômetro vazio;

m_{po} : massa do picnômetro com óleo morto;

$m_{p\ ali}$: massa do picnômetro com alíquota (gás + óleo);

V_{ali} : volume da alíquota aproximado pelo volume de fluido hidráulico deslocado pela bomba a coleta;

$V_{g,lib}$: volume total de gás em solução liberado;

KF : percentual volumétrico de água no óleo morto medido por coulometria Karl-Fisher.

A metodologia, desenvolvida pelo LATCA, foi aplicada para 565 amostras oriundas do separador de testes de 40 navios plataformas. São feitas 5 réplicas do procedimento para o cálculo do erro experimental.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DO ÓLEO VIVO

O petróleo pode ser classificado de diversas maneiras de acordo com suas características físico-químicas como sua massa específica e composição. Tais propriedades variam consideravelmente entre diferentes reservatórios. A literatura mostra que correlações desenvolvidas para óleos vivos de uma região geográfica específica são mais acuradas na estimação das propriedades PVT destes óleos que correlações globais, mas, podem apresentar grandes erros quando empregadas na estimação das propriedades de óleos com características muito diferentes. Sendo assim a caracterização do óleo vivo é importante para determinar a faixa de validade dos métodos propostos para estimação de propriedades PVT.

Neste estudo, 21 amostras representativas dos óleos vivos estudados foram caracterizadas. Foram medidas a Massa molar e a composição. A natureza química das amostras dentre as classes parafínicos, naftênicos e aromáticos, foi estimada.

3.2.1 Determinação da Massa molar do Óleo Morto

A Massa molar do óleo morto foi determinada pelo método de crioscopia, em equipamento Gonotec modelo OSMOMAT 010 (**Figura 3.9**).

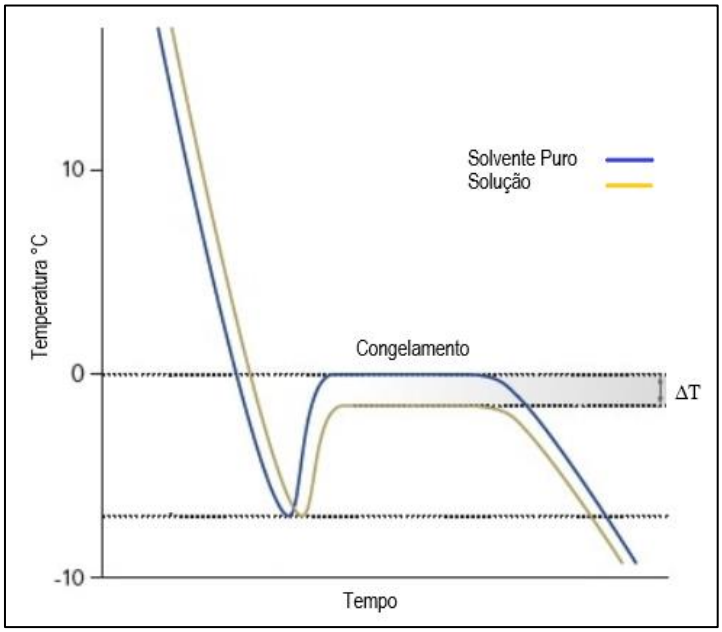
Figura 3.9: Crioscópio.

Fonte: Gonotec.com

O método se baseia em uma propriedade coligativa chamada de diminuição do ponto de congelamento que um solvente sofre devido a diminuição do seu potencial químico pela presença de um soluto (ATKINS e DE PAULA, 2006).

O processo executado pelo equipamento é ilustrado na **Figura 3.10**. A temperatura da amostra é gradualmente diminuída até uma temperatura convenientemente determinada abaixo de seu ponto de congelamento. Neste momento, o equipamento injeta pequenos cristais de gelo na amostra, os cristais de gelo servem como núcleos que iniciam o processo de congelamento da amostra. Durante o congelamento a temperatura da amostra sobe devido a liberação do calor latente de fusão e atinge um platô igual a sua temperatura de congelamento na pressão do experimento (pressão atmosférica). A temperatura da amostra é monitorada durante todo o processo.

Figura 3.10: Variação da temperatura da amostra ao longo do tempo durante a crioscopia.



A diferença na temperatura de congelamento entre o solvente puro e uma solução ideal, diluída e não iônica com este mesmo solvente, pode ser expressa como uma função linear da molalidade do soluto presente (ATKINS e DE PAULA, 2006):

$$\Delta T = K_f . b \tag{113}$$

Onde:

ΔT : diferença entre a temperatura de congelamento do solvente puro e da solução;

K_f : constante crioscópica;

b : molalidade do soluto.

A constate crioscópica é uma propriedade do solvente, mas não do soluto, é determinada pela calibração do equipamento usado na crioscopia.

Com a molalidade da solução determinada pela análise é possível o cálculo da Massa molar do soluto pela relação:

$$M_{sol} = \frac{1}{b} \times \frac{m_{sol}(g)}{m_{svt}(Kg)} \quad (114)$$

Onde M_{sol} é a Massa molar do soluto, m_{svt} é a massa de solvente em quilogramas e m_{sol} é a massa de soluto em gramas.

Neste estudo foi utilizado como solvente benzeno saturado em água. O benzeno puro é higroscópico portanto, usar o benzeno saturado com água evita a mudança de composição do solvente e diminui erros experimentais.

O equipamento foi calibrado usando o solvente puro, para zeragem, e uma solução padrão de esqualeno com molalidade igual a 0,036 mol/Kg benzeno.

As amostras de óleo morto foram preparadas em Erlenmeyer com rolha. Foi utilizado um volume de 20 mL de solvente medido com pipeta volumétrica. A massa do solvente foi medida em balança analítica e anotada. A massa de soluto, óleo morto, foi calculada de modo a respeitar a seguinte relação sugerida por Meireles (2014).

$$\frac{m_{svt}(Kg)}{m_{sol}(g)} \approx 15 \quad (115)$$

A massa de soluto é também medida em balança analítica e anotada. A solução foi homogeneizada sob agitação. Uma alíquota de aproximadamente 0,2 mL da solução foi transferida para Eppendorf e acoplada ao equipamento para medição. Foram realizadas 5 réplicas da análise, a molalidade média das medições foi usada para o cálculo da Massa molar do óleo morto pela **equação 115**.

3.2.2 Caracterização PNA

Com as medições da densidade e da Massa molar, o fator de caracterização de Watson do óleo morto foi calculado pela correlação proposta por Whitson (1983). Com base no valor do fator, amostras de óleo morto foram consideradas parafínicas, naftênicas ou aromáticas.

3.2.3 Determinação da Composição do Óleo Vivo

A determinação da composição do gás dissolvido foi realizada por cromatografia gasosa (CG) em equipamento Agilent modelo 7890A (**Figura 3.11**). Foram utilizados detectores FID (Flame Ionization Detector) e TCD (Thermal Conductivity Detector). Foi empregado hélio como fase móvel. Foram utilizadas duas colunas em paralelo, sendo a primeira uma coluna capilar Agilent J&W HP-PONA 19091S-001 com fase fixa composta por dimetil-polisiloxano de 50 m de comprimento, 0,2 mm de diâmetro e 0,5μm de espessura de filme da fase fixa. Conectada ao detector FID. A segunda coluna é uma coluna empacotada de aço SUPELCO com 1,8 m de comprimento, 1/8 de polegada (0,3175 cm) de diâmetro e 2,1 mm de diâmetro interno com fase fixa Porapak de 80 a 100 *mesh* conectada ao detector TCD.

Figura 3.11: Cromatógrafo de análise de gases.

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

As amostras foram injetadas manualmente (*on-colunm*). O fluxo de fase móvel foi mantido constante igual a 2 mL/min. A temperatura da análise foi iniciada em 60 °C e foi mantida por 5 min seguida por uma rampa de 10 °C/min até 100 °C, a temperatura foi mantida por 1 min seguida por nova rampa de 10 °C/min até 180 °C e foi mantida por 10 min. O tempo total de análise foi de 28 min.

A alíquota do gás usada na análise foi coletada do gasômetro, após a liberação flash, em um tubo de ensaio equipado com pistão flutuante e tampa de rosca (**Figura 3.12**).

Figura 3.12: Tubo de ensaio para coleta de gás.

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

A composição do óleo morto foi determinada também por CG em equipamento Agilent modelo 7890A equipado com injetor automático (**Figura 3.13**). Foi utilizado detector FID e coluna capilar Agilent J&W HP-5 19091J-413 com fase fixa 5% fenil-metil-polisiloxano 95% dimetil-polisiloxano com 30m de comprimento, 0,32 mm de diâmetro e 0,25µm de espessura do filme da fase fixa. As amostras foram preparadas em *vial* com aproximadamente 2 mL de óleo morto e 0,05g de 1-hexeno 99%, usado como padrão interno, foram injetados 2 µL de amostra na coluna. Foi utilizado hélio como fase móvel, em fluxo constante de 0,8 mL/min. A temperatura da análise foi iniciada em 30 °C, foi mantida por 10 min, em seguida foi aplicada uma rampa de 5 °C/min até 325 °C, a temperatura foi mantida assim por mais 20 minutos. O tempo total da análise foi de 95 min.

Figura 3.13: Cromatógrafo de análise de líquidos.

Fonte: LATCA/EQ/UFRJ (2019).

Para as amostras de gás, foram determinados componentes hidrocarbonetos de C1 até C8 e os não hidrocarbonetos N_2, CO_2 e O_2. Todo o O_2 presente nas amostras foi considerado como proveniente de contaminação por entrada de ar no tubo de ensaio durante a etapa de coleta. Como a composição do ar, em base molar, pode ser aproximada por 21% de O_2 e 79% de N_2, com base na quantidade de O_2 presente, uma quantidade proporcional de N_2 foi descontada do valor medido. A composição total da amostra de gás foi obtida em fração mássica pelo balanço de massa dos componentes identificados em ambos os detectores.

Para as amostras de óleo morto, foram determinados componentes hidrocarbonetos puros de C3 até C5. Componentes entre C6 e C19 foram agrupados em pseudocomponentes com único número de carbono usando como referência os picos das parafinas conforme discutido na **seção 2.5.5**. Os componentes mais pesados que C19, foram agrupados em uma única fração chamada $C20_+$. Para a realização dos balanços de massa, e cálculo dos parâmetros usados nas equações de estado, foram utilizadas as propriedades sugeridas por Katz e Firoozabadi (1978) para frações de petróleo de um único número de carbono (**Tabela 3.1**). A Massa molar

e a densidade da fração $C20_+$ foram calculadas pelos balanços de massa apresentados na **seção 2.5.3**.

Tabela 3.1: Propriedades físico-químicas de pseudocomponentes com único número de carbono (KATZ e FIROOZABADI, 1978).

Fração	**Massa Molecular (g/mol)**	**Massa Específica a 60 °F (g/cm³)**	**Temperatura de Ebulição Média (°F)**
C6	84	0,685	146,93
C7	96	0,727	199,13
C8	107	0,749	242,33
C9	121	0,768	289,13
C10	134	0,782	330,53
C11	147	0,793	370,13
C12	161	0,804	407,93
C13	175	0,815	442,13
C14	190	0,826	476,33
C15	206	0,836	510,53
C16	222	0,843	542,93
C17	237	0,851	571,73
C18	251	0,856	595,13
C19	263	0,861	616,73
C20	275	0,866	641,93
C21	291	0,871	663,53
C22	300	0,876	686,93
C23	312	0,881	706,73
C24	324	0,885	726,53
C25	337	0,888	748,13
C26	349	0,892	766,13
C27	360	0,896	784,13
C28	372	0,899	802,13

Continuação Tabela 3.1: Propriedades físico-químicas de pseudocomponentes com único número de carbono (KATZ E FIROOZABADI, 1978).

Fração	Massa Molecular (g/mol)	Massa Específica a 60 °F (g/cm³)	Temperatura de Ebulição Média (°F)
C29	382	0,902	816,53
C30	394	0,905	834,53
C31	404	0,909	850,73
C32	415	0,912	866,93
C33	426	0,915	881,33
C34	437	0,917	895,73
C35	445	0,92	908,33
C36	456	0,922	922,73
C37	464	0,925	933,53
C38	475	0,927	947,93
C39	484	0,929	958,73
C40	495	0,931	973,13
C41	502	0,933	982,13
C42	512	0,934	992,93
C43	521	0,936	1003,73
C44	531	0,938	1018,13
C45	539	0,94	1027,13

A composição global do óleo vivo foi determinada pelo balanço de massa:

$$Z_i = \frac{X_i m_o + Y_i m_g}{m_o + m_g} \tag{116}$$

$$z_i = \frac{\frac{X_i m_o}{M_i} + \frac{Y_i m_g}{M_i}}{\frac{m_o}{M_o} + \sum \frac{Y_i m_g}{M_i}} \tag{117}$$

$$m_g = R_s \rho_g \frac{m_o}{\rho_o} \tag{118}$$

Onde:

X_i : fração mássica do componente i no óleo morto;
Y_i : fração mássica do componente i no gás liberado;
Z_i : fração mássica do componente i no óleo vivo;
z_i : fração molar do componente i no óleo vivo;
M_i : Massa molar do componente i;
M_o : Massa molar do óleo morto;
m_o : massa no óleo morto;
m_g : massa do gás liberado.

Para melhorar a caracterização do óleo, a fração C20+ foi dividida em 2 pseudocomponentes através do método de Quadratura Generalizada de Gauss-Laguerre proposta por Shibata et al. (1987).

O método considera que a partir de 20 átomos de carbono, a fração molar dos hidrocarbonetos decai exponencialmente segundo a seguinte função:

$$x(I) = Ce^{-DI}dI \tag{119}$$

Onde:

I: número de átomos de carbono dos compostos no pseudocomponente;
$x(I)$: função de distribuição das frações molares dos componentes;
$C\ e\ D$: constantes da distribuição.

O número médio de átomos de carbono dos pseudocomponentes, $\bar{I}$, pode ser estimado pela relação (SHIBATA et al. 1987).

$$\bar{I} = \frac{\bar{M} + 4}{14} \tag{120}$$

Onde $\bar{M}$ é a Massa molar média do pseudocomponente. Também temos que pelas condições de normalização:

$$\int_{\eta}^{\emptyset} Ce^{-DI} dI = 1 \tag{121}$$

$$\int_{\eta}^{\emptyset} ICe^{-DI} dI = \bar{I} \tag{122}$$

Onde:

η: número mínimo de átomos de carbono na distribuição;

$\emptyset$: número máximo de átomos de carbono na distribuição.

Para o caso da fração C20+, $\eta = 20$. O limite superior de integração, $\emptyset$, é escolhido de acordo com a interpretação do analista, neste estudo é usado o valor de $\emptyset = 80$ conforme sugerido por Pedersen et al. (2014).

A integração da equação fornece uma expressão para o cálculo da constante C:

$$C = \frac{D}{e^{-D\eta} - e^{-D\emptyset}} \tag{123}$$

Para a resolução da equação são definidas novas variáveis como proposto por Espósito et al. (2000).

$$z = D(I - \eta) \tag{124}$$

$$\Delta = D(\emptyset - \eta) \tag{125}$$

Com essa transformação de variáveis temos que:

$$\frac{\bar{I} - \eta}{\emptyset - \eta} = \frac{1}{\Delta} - \frac{e^{-\Delta}}{1 - e^{-\Delta}} \tag{126}$$

A equação pode ser resolvida iterativamente para Δ. Com o valor de Δ é possível o cálculo da constante D e então da constante C.

Os novos pseudocomponentes são criados através da discretização da função de distribuição das frações molares usando o método da Quadratura Generalizada de Gaus-Laguerre.

A integral de uma função $g(z)$ qualquer ponderada por uma função peso (neste caso e^{-z}) pode ser aproximada por uma soma ponderada da função $g(z)$ avaliada nos pontos de quadratura (SHIBATA et al., 1987 apud ESPÓSITO et al., 2017). Introduzindo as variáveis definidas nas equações e tem-se:

$$\int_0^{\Delta} e^{-z} g(z) dz = \sum_{i=1}^{n} W_i g(z_i) \tag{127}$$

Onde n é o número de pontos da quadratura, W_i são os pesos da quadratura e z_i os pontos da quadratura.

A determinação de W_i e z_i é baseada no fato de que a quadratura é exata se $g(z)$ for uma função polinomial de grau até (2n-1). Para n = 2 e $g(z) = z^j$, onde $j = [0, 1, 2, 3]$, o seguinte sistema de 4 equações deve ser resolvido:

$$\int_0^{\Delta} e^{-z} z^0 dz = 1 - e^{-\Delta} = \sum_{i=1}^{2} W_i {z_i}^0 = W_1 + W_2 \tag{128}$$

$$\int_0^{\Delta} e^{-z} z^1 dz = 1 - (\Delta + 1) e^{-\Delta} = \sum_{i=1}^{2} W_i {z_i}^1 = W_1 z_1 + W_2 z_2 \tag{129}$$

$$\int_0^{\Delta} e^{-z} z^2 dz = 2 - [\Delta^2 + 2(\Delta + 1)] e^{-\Delta} = \sum_{i=1}^{2} W_i {z_i}^2 = W_1 {z_1}^2 + W_2 {z_2}^2 \tag{130}$$

$$\int_0^{\Delta} e^{-z} z^3 dz = 6 - [\Delta^3 + 3\Delta^2 + 6(\Delta + 1)]e^{-\Delta}$$
$$= \sum_{i=1}^{2} W_i {z_i}^3 = W_1 {z_1}^3 + W_2 {z_2}^3 \quad (131)$$

A solução para o sistema de equações foi apresentada por Shibata et al. (1987) para ampla faixa de valores de Δ (**Tabela 3.2**). Os valores de z_i e W_i foram interpolados linearmente da tabela para as 20 amostras caracterizadas neste estudo. Os pesos da quadratura, W_1 e W_2, também são as frações molares dos dois pseudocomponentes na fração C20+.

Tabela 3.2: Soluções para o sistema das equações 127-130 (SHIBATA et. al., 1984; apud ESPÓSITO et. al, 2017).

Δ	$\boldsymbol{z_1}$	$\boldsymbol{z_2}$	$\boldsymbol{W_1}$	$\boldsymbol{W_2}$
0,3	0,0615	0,2347	0,5324	0,4676
0,4	0,0795	0,3101	0,5353	0,4647
0,5	0,0977	0,3857	0,5431	0,4569
0,6	0,1155	0,4607	0,5518	0,4482
0,7	0,1326	0,5347	0,5601	0,4399
0,8	0,1492	0,6082	0,5685	0,4315
0,9	0,1652	0,6807	0,5767	0,4233
1	0,1808	0,7524	0,5849	0,4151

Continuação Tabela 3.2: Soluções para o sistema das equações 127-130 (SHIBATA et. al., 1984; apud ESPÓSITO et. al, 2017).

Δ	z_1	z_2	W_1	W_2
1,1	0,1959	0,8233	0,5932	0,4068
1,2	0,2104	0,8933	0,6011	0,3989
1,3	0,2245	0,9625	0,6091	0,3909
1,4	0,2381	1,0307	0,6169	0,3831
1,5	0,2512	1,098	0,6245	0,3755
1,6	0,2639	1,1644	0,6321	0,3679
1,7	0,2763	1,2299	0,6395	0,3605
1,8	0,2881	1,2944	0,6468	0,3532
1,9	0,2996	1,3579	0,6539	0,3461
2	0,3107	1,4204	0,661	0,339
2,1	0,3215	1,4819	0,6678	0,3322
2,2	0,3318	1,5424	0,6745	0,3255
2,3	0,3418	1,6018	0,681	0,319
2,4	0,3515	1,6602	0,6874	0,3126
2,5	0,3608	1,7175	0,6937	0,3063
2,6	0,3699	1,7738	0,6997	0,3003
2,7	0,3786	1,8289	0,7056	0,2944
2,8	0,387	1,883	0,7114	0,2886
2,9	0,3951	1,936	0,717	0,283
3	0,4029	1,9878	0,7224	0,2776
3,1	0,4104	2,0386	0,7277	0,2723
3,2	0,4177	2,0882	0,7328	0,2672
3,3	0,4247	2,1367	0,7378	0,2622
3,4	0,4315	2,184	0,7426	0,2574
3,5	0,438	2,2303	0,7472	0,2528
3,6	0,4443	2,2754	0,7517	0,2483
3,7	0,4504	2,3193	0,7561	0,2439

Continuação Tabela 3.2: Soluções para o sistema das equações 127-130 (SHIBATA et. al., 1984; apud ESPÓSITO et. al, 2017).

Δ	z_1	z_2	W_1	W_2
3,8	0,4562	2,3621	0,7603	0,2397
3,9	0,4618	2,4038	0,7644	0,2356
4	0,4672	2,4444	0,7683	0,2317
4,1	0,4724	2,4838	0,7721	0,2279
4,2	0,4775	2,5221	0,7757	0,2243
4,3	0,4823	2,5593	0,7792	0,2208
4,4	0,4869	2,5954	0,7826	0,2174
4,5	0,4914	2,6304	0,7858	0,2142
4,6	0,4957	2,6643	0,789	0,211
4,7	0,4998	2,6971	0,792	0,208
4,8	0,5038	2,7289	0,7949	0,2051
4,9	0,5076	2,7596	0,7977	0,2023
5	0,5112	2,7893	0,8003	0,1997
5,1	0,5148	2,8179	0,8029	0,1971
5,2	0,5181	2,8456	0,8054	0,1946
5,3	0,5214	2,8722	0,8077	0,1923
5,4	0,5245	2,8979	0,81	0,19
5,5	0,5274	2,9226	0,8121	0,1879
5,6	0,5303	2,9464	0,8142	0,1858
5,7	0,533	2,9693	0,8162	0,1838
5,8	0,5356	2,9913	0,8181	0,1819
5,9	0,5381	3,0124	0,8199	0,1801
6	0,5405	3,0327	0,8216	0,1784
6,2	0,545	3,0707	0,8248	0,1752
6,4	0,5491	3,1056	0,8278	0,1722
6,6	0,5528	3,1375	0,8305	0,1695
6,8	0,5562	3,1666	0,8329	0,1671

Continuação Tabela 3.2: Soluções para o sistema das equações 127-130 (SHIBATA et. al., 1984; apud ESPÓSITO et. al, 2017).

Δ	z_1	z_2	W_1	W_2
7	0,5593	3,193	0,8351	0,1649
7,4	0,5621	3,217	0,8371	0,1629
7,7	0,5646	3,2388	0,8389	0,1611
8,1	0,568	3,2674	0,8413	0,1587
8,5	0,5717	3,2992	0,8439	0,1561
9	0,5748	3,3247	0,846	0,154
10	0,5777	3,3494	0,848	0,152
11	0,5816	3,3811	0,8507	0,1493
12	0,5836	3,3978	0,8521	0,1479
14	0,5847	3,4063	0,8529	0,1471
16	0,5856	3,4125	0,8534	0,1466
18	0,5857	3,4139	0,8535	0,1465
20	0,5858	3,4141	0,8536	0,1464
25	0,5858	3,4142	0,8536	0,1464
30	0,5858	3,4142	0,8536	0,1464
40	0,5858	3,4142	0,8536	0,1464
60	0,5858	3,4142	0,8536	0,1464
100	0,5858	3,4142	0,8536	0,1464
∞	0,5858	3,4142	0,8536	0,1464

O número de átomos de carbono dos 2 pseudocomponentes gerados, I_i, pode ser calculado por:

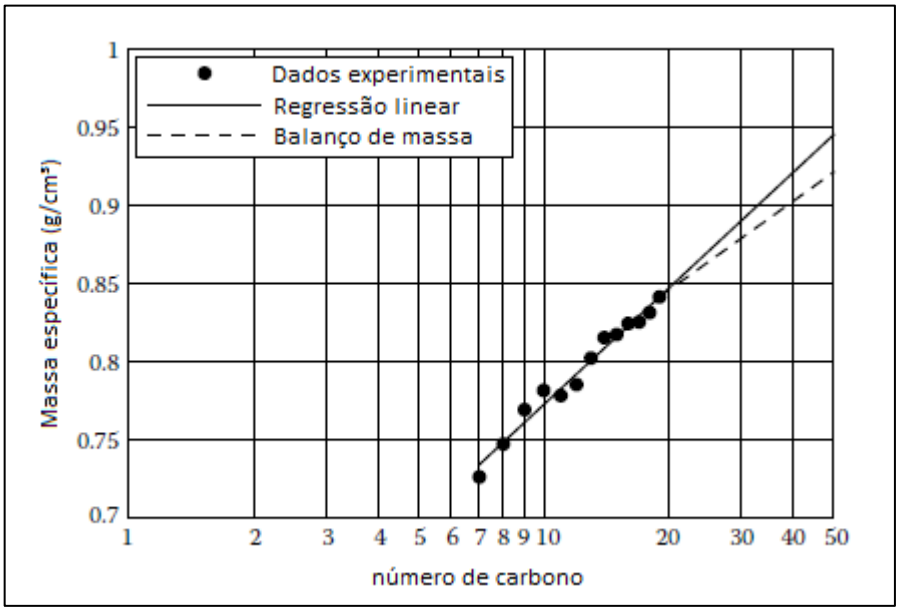
$$I_i = \frac{z_i}{D} + 20 \tag{132}$$

A massa específica, e consequentemente a densidade, dos pseudocomponentes foi aproximada pela relação proposta por Pedersen et. al. (2014):

$$\rho = A + Bln(I) \tag{133}$$

Desta forma a massa específica da fração é aproximada como uma função linear do logaritmo do número de carbonos da fração. Os parâmetros A e B foram determinados para cada amostra por regressão linear usando a continuidade com a fração anterior, C19 e respeitando a densidade da fração C20+ calculada pelos balanços de massa. O procedimento é ilustrado na **Figura 3.14**:

Figura 3.14: Exemplo de regressão linear para estimação da massa específica da fração C20+.



Fonte: Adaptado de Pedersen et. al. (2014).

3.2.4 Redes Neuronais Artificiais

Foram estudadas diversas arquiteturas de Redes Neuronais Artificiais MLP com objetivo de estimar a razão de solubilidade (scf/STB) e o fator volume de formação do óleo vivo (bbl/STB). Foi escolhida uma rede diferente para a estimação de cada propriedade.

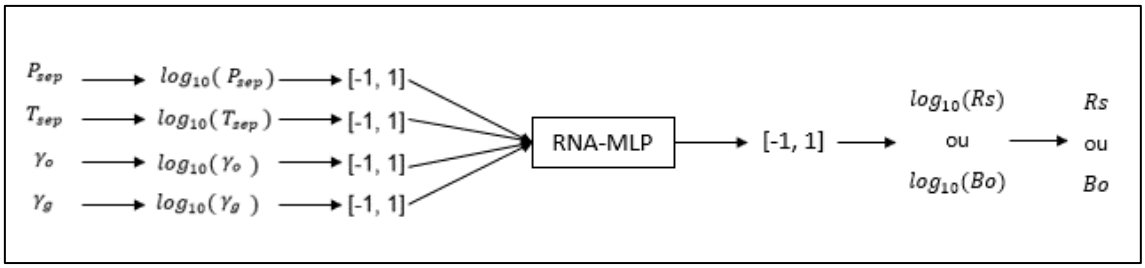
As variáveis escolhidas como dados de entrada para o treinamento das redes foram:

- densidade do óleo morto nas condições padrão, γ_o;
- densidade do gás dissolvido nas condições padrão, γ_g;
- temperatura do separador, T_{sep} (°F);

- pressão do separador, P_{sep} (psia).

Antes de serem apresentados à rede, o conjunto de dados de treinamento foi pré-processado. Por tentativa e erro, foi determinado que a aplicação da função $log_{10}(x)$ às variáveis, seguida de normalização dos resultados no intervalo [-1, 1], melhora a capacidade preditiva das redes. O processamento dos dados de entrada e saída da rede é mostrado na **Figura 3.15**.

Figura 3.15: Processamento dos dados de entrada e saída das redes MLP.



Foram testadas arquiteturas com uma ou duas camadas escondidas. Para redes de uma camada escondida, 10, 20 ou 30 neurônios escondidos foram testados. Para as redes com duas camadas escondidas foram testadas combinações de 3, 5 ou 10 neurônios escondidos em cada camada. Todas as redes foram testadas com um único neurônio de saída. Sendo assim, 12 arquiteturas distintas foram avaliadas para a predição de cada propriedade. O número de neurônios em cada camada escondida foi decidido com base no número de parâmetros a serem estimados (pesos e limiares) e no número de análises PVT disponíveis para o treinamento da rede de modo que houvesse pelo menos 2 exemplos de treinamento para cada parâmetro estimado.

A função de ativação usada nos neurônios escondidos foi a função tangente hiperbólica. Para o único neurônio da camada de saída foi usada uma função de ativação linear.

As redes foram treinadas usando o algoritmo de retropropagação de Levenberg-Marquardt (**seção 2.6.4.1**) com parâmetro de regularização, μ, variável. Um conjunto de dados contendo 544 análises PVT foi utilizado no estudo, este conjunto foi dividido em um grupo de treinamento contendo 381 análises (70 % do total), um grupo de validação contendo 82 análises (15% do total) e um grupo de teste contendo 82 análises (15% do total). A média dos erros quadráticos foi utilizada como

função de custo a ser minimizada (**equação 105**). Para manter a capacidade de generalização das redes foi usado o critério de parada antecipada no valor mínimo do erro do conjunto de validação.

Como o desempenho das redes depende de fatores como a divisão dos grupos de treinamento, validação e teste além da inicialização dos pesos e limiares, cada arquitetura foi treinada 100 vezes. As análises contendo os extremos das faixas de cada propriedade (valores máximos e mínimos) foram mantidas fixas no grupo de treinamento, as demais análises foram distribuídas aleatoriamente pelos 3 grupos a cada treinamento. Pesos e limiares foram iniciados aleatoriamente a cada treinamento das redes.

A média dos resíduos (valor da função de custo ao final do treinamento) dos 100 treinamentos foi utilizada como critério de avaliação de cada arquitetura. Foram avaliados as médias de resíduos do grupo de treinamento, do grupo de validação separadamente para a determinação da capacidade de generalização da arquitetura. Para arquiteturas com resíduos similares em ambos os grupos, foram consideradas melhores as mais simples, usando como primeiro critério o menor número de camadas e como segundo critério o menor número de parâmetros.

Uma vez escolhida a melhor arquitetura para a estimação de cada propriedade, foi escolhida a melhor rede dentre os 100 treinamentos realizados usando como critério o valor do resíduo de cada rede. Os pesos e limiares das melhores redes foram extraídos e reportados.

O método foi executado utilizando software MathWorks MATLAB 2018a em um computador com sistema operacional Windows 10 Home edition, processador AMD FX 8120 com 8 núcleos de 3.1 GHz e 16 GB de memória RAM. Os treinamentos foram feitos em paralelo usando todos os 8 núcleos do processador.

3.2.5 Avaliação dos Resultados

Os resultados das predições obtidas pelas redes neuronais artificiais foram comparados com diversas correlações propostas pela literatura e também com as principais equações de estado usadas na indústria de petróleo e gás.

Os critérios adotados na comparação foram o Erro Percentual Médio Relativo (ARE, **equação 134**), o Erro Percentual Médio Relativo Absoluto (AARE, **equação 135**) e o Coeficiente de Determinação (R^2, **equação 136**).

$$ARE = \sum_{1}^{N} \frac{\chi_{pred} - \chi_{exp}}{\chi_{exp}} \times 100 \tag{134}$$

$$AARE = \sum_{1}^{N} \left| \frac{\chi_{pred} - \chi_{exp}}{\chi_{exp}} \right| \times 100 \tag{135}$$

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_1^N \left(\chi_{exp} - \chi_{pred}\right)^2}{\sum_1^N \left(\chi_{exp} - \chi_{mean}\right)^2} \tag{136}$$

3.2.5.1 Correlações Empíricas

Para a estimação da razão de solubilidade foram avaliadas as seguintes correlações com seus coeficientes originais (**seção 2.3**):

- Standing (1947);
- Vasquez e Beggs (1980);
- Glaso (1980);
- Al-Marhoun (1988);
- Kartoatmodjo e Schmidt (1994);
- McCain (1991);
- Dokla e Osman (1992);
- Elsharkawy e Alikhan (1997);
- Petrosky e Farshad (1998);
- Arabloo et. al. (2014);
- Jarrahian et al. (2015);
- Abdul Majeed (2016);
- Andrade e Rajagopal (2017).

Para a estimação do fator volume de formação foram avaliadas as seguintes correlações com seus coeficientes originais (**seção 2.3**):

- Standing (1947);
- Vasquez e Beggs (1980);
- Glaso (1980);
- Al-Marhoun (1988);
- Kartoatmodjo e Schmidt (1994);
- McCain (1991);
- Dokla e Osman (1992);
- Omar e Todd (1993);
- Elsharkawy e Alikhan (1997);
- Petrosky e Farshad (1998);
- Al-Shamasi (2001);
- Hemmati e Kharrat (2007);
- Karimnezhad (2014);
- Andrade e Rajagopal (2017).

As correlações testadas preveem as propriedades para as condições padrão de 60 °F e 1 atm (15,6 °C e 101,325 KPa). O resultado das redes neuronais prevê as propriedades para as condições padrão brasileiras de 20 °C e 101,325 KPa. Portanto os resultados devem ser corrigidos para a mesma temperatura. O volume do gás pode ser corrigido pela equação de estado do gás ideal (**equação 109**). A massa específica do óleo pode ser corrigida da temperatura de referência T_0 para a temperatura T_1 pela rela relação proposta na ASTM 1250-80(2002):

$$\rho_{T_1} = \rho_{T_0} \times e^{B} \tag{137}$$

Onde ρ está em Kg/m^3 e:

$$B = \left[(-A \times (T_1 - T_0) \times \left(1 + 0{,}8 \times A(T_1 - T_0)\right)\right] \tag{138}$$

$$A = \frac{613{,}9723}{{\rho_{T_0}}^2} \tag{139}$$

Sendo assim a correção aplicada a razão de solubilidade e ao fator volume de formação do óleo das condições padrão americanas para as condições padrão brasileiras, devido à expansão térmica será dada pelas relações:

$$Rs_{20\,°C} = 1.2821 \times \frac{Rs_{60\,°F}}{e^B} \tag{140}$$

$$Bo_{\,20\,°C} = \frac{Bo_{60\,°F}}{e^B} \tag{141}$$

Com $T_1\ e\ T_0$ em $°C$, $Rs_{20\,°C}$ (condições padrão brasileiras) e $Rs_{60\,°F}$ (condições padrão americanas) em scf/STB e $Bo_{\,20\,°C}$ e $Bo_{60\,°F}$ em bbl/STB.

As correlações foram usadas para a previsão das propriedades de todas as 565 análises para comparação com as redes neuronais. A origem das amostras e as faixas de propriedades usadas no desenvolvimento das correlações podem ser vistas na **Tabela 3.3**.

Tabela 3.3: Faixa de propriedades e origem geográfica das correlações empíricas estudadas.

Correlação	$B_o\ (bbl/STB)$		$Rs\ (scf/STB)$		$°API$		$\gamma_g(60°F)$		$T\ (°F)$		$P_b\ (psia)$		**Origem**
	min	**max**	**min**	**max**	**min**	**max**	**min**	**max**	**min**	**max**	**min**	**max**	
Standing (1947)	1,024	2,150	20,00	1425,00	16,5	63,8	0,5900	0,9500	100,0	258,0	130	7000	Califórnia
Vasquez e Beggs (1980)	1,028	2,226	0,00	2199,00	15,3	59,3	0,5110	1,3500	75,0	294,0	15	6055	Mundo
Glaso (1980)	1,032	2,588	90,00	2637,00	22,3	48,1	0,6500	1,2800	80,0	280,0	165	7142	Mar do Norte
Al-Marhoun (1988)	1,032	1,997	26,00	1602,00	19,4	44,6	0,7500	1,3700	74,0	240,0	20	3573	Oriente Médio
Kartoatmodjo e Schmidt (1994)	1,007	2,144	0,00	2890,00	14,4	58,9	0,3800	1,7100	75,0	320,0	15	6055	Mundo
McCain (1991)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Mundo
Dokla e Osman (1992)	1,216	2,493	181,00	2266,00	28,2	40,3	0,8000	1,2900	190,0	275,0	590	4640	Emirados Árabes
Omar e Todd (1993)	1,085	1,954	142,00	1440,00	26,6	53,2	0,6120	1,3200	125,0	280,0	790	3851	Malásia
Elsharkawy e Alikhan (1997)	1,076	1,969	39,00	1586,00	19,9	42,8	0,6630	1,2680	130,0	250,0	302	4375	Kuwait
Petrosky e Farshad (1998)	1,118	1,623	217,00	1406,00	16,3	45,0	0,5800	0,8500	114,0	288,0	1,574	6,523	Golfo do México
Al-Shamasi (2001)	1,011	2,916	6,00	3298,00	6,0	63,7	0,5110	3,4450	58,0	341,0	31,7	7127	Mundo
Hemmati e Kharrat (2007)	1,091	2,540	125,00	2189,00	18,8	48,3	0,5230	1,4150	77,5	290,0	348	5156	Irã
Karimnezhad (2014)	1,032	2,887	8,61	3299,00	6,0	56,8	0,6240	1,5300	59,0	306,0	-	-	Oriente Médio
Arabloo et. al. (2015)	1,020	2,920	7,08	3299,00	6,0	56,8	0,5200	3,4400	74,0	360,9	58,02	6614	Mundo
Jarrahian et al. (2015)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Irã
Abdul Majeed (2016)	-	-	16,28	1311,00	9,5	49,4	0,5200	1,0150	80,6	285,1	238	5181	Mundo
Andrade e Rajagopal (2017)	1,001	1,116	24,36[a]	200,01[a]	22,0	34,0	0,1497[b]	2,7532[b]	81,0	172,0	111	290	Brasil

[a]Estimado pela **equação 140;** [b]Corrigido da temperatura de 20°C pela **equação 109.**

A correlação entre a massa específica e o fator de encolhimento identificado por Bucci (2014) foi testada para as amostras deste estudo, uma regressão linear foi aplicada para extração de uma correlação entre as duas variáveis. A correlação foi testada estatisticamente pelos critérios mencionados anteriormente.

Os erros das predições das redes neuronais e das correlações empíricas foram avaliados em relação as faixas das propriedades das amostras usadas no estudo.

3.2.5.2 Equações de Estado

Foram testadas 3 equações de estado cúbicas popularmente usadas no setor de petróleo e gás:

- Soave-Redlich-Kwong (1972);
- Peng-Robinson (1978);
- Peng-Robinson com função alfa de Stryjek e Vera (1986).

Todas as equações de estado usaram a correção de volume de Peneloux (1982) para melhor ajuste da densidade da fase líquida.

Os cálculos de equilíbrio de fases foram realizados em software Aspen HYSYS v10. Para as frações de C6 até C19 foram criados pseudocomponentes e fornecidos os valores de temperatura média de ebulição, massa específica e Massa molar propostas por Katz e Firoozabadi (1987). Para os dois pseudocomponentes criados a partir da fração $C20_+$ foram fornecidos Massa molar e massa específica. Os parâmetros críticos e fator acêntrico dos pseudocomponentes e foram calculados pelas relações de Lee e Kesler (1976).

4 RESULTADOS

4.1 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA MEDIÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE E VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO.

Foram determinadas a razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão brasileiras (20° C e 101,325 KPa), para 565 amostras junto a equipe do LATCA formando um banco de dados. Os resultados são apresentados no apêndice A. São apresentados os valores de pressão, P (psia e KPa), e temperatura, T (°F e °C), do separador de teste, a densidade do óleo morto, γ_o, à 60 °F (15,6 °C) e à 20°C, o grau API do óleo morto, $°API$, a densidade do gás em solução, γ_g, à 60 °F (15,6 °C) e à 20 °C, a razão de solubilidade, Rs, e o fator volume de formação do óleo, B_o nas condições padrão brasileiras.

As amostras foram separadas em 2 grupos. As 544 amostras identificadas apenas por um número no apêndice A foram aquelas utilizadas no treinamento das redes neuronais e foram chamadas de “grupo 1”.

As 21 amostras identificadas no apêndice A pela letra “A” seguida por um número tiveram suas composições e massas moleculares medidas, suas naturezas PNA determinadas pelo fator de caracterização de Watson e não foram usadas no treinamento das redes neuronais. Estas amostras foram usadas para comparação entre as redes neuronais e as equações de estado. Este grupo de amostras foi chamado de “grupo 2”.

As faixas das propriedades obtidas nos experimentos e as faixas de condições operacionais dos separadores de teste para o grupo 1 podem ser vistas na **Tabela 4.1**, e para o grupo 2 na **Tabela 4.2**.

Tabela 4.1: Faixa de propriedades e condições de separação para o grupo 1.

Propriedade	Valor Mínimo	Valor Médio	Valor Máximo
P(KPa)	171,0	1677,3	2800,0
P(psia)	24,8	243,3	406,1
T(°C)	5,1	49,4	79,0

Continuação Tabela 4.1: Faixa de propriedades e condições de separação para o grupo

Propriedade	Valor Mínimo	Valor Médio	Valor Máximo
T(°F)	41,2	120,9	174,2
γ_o (20 °C)	0,7709	0,8740	0,9295
γ_o (60°F)	0,7737	0,8763	0,9316
°API	20,4	30,0	51,4
γ_g (20 °C)	0,5507	1,0205	1,9366
γ_g (60 °F)	0,6956	1,2891	2,4463
$Rs_{20\,°C}$ (scf/STB)	23,14	96,27	206,82
$Rs_{60\,°F}$ (scf/STB)[a]	18,11	75,42	161,88
$B_{o\,20\,°C}$ (bbl/STB)	1,005	1,046	1,123
$B_{o\,60\,°F}$ (bbl/STB)[b]	1,009	1,050	1,127

[a]Estimado pela **equação 140**; [b]Estimado **pela equação 141**.

Tabela 4.2: Faixa de propriedades e condições de separação para o grupo 2.

Propriedade	Valor Mínimo	Valor Médio	Valor Máximo
P(KPa)	588,4	1593,6	2091,7
P(psia)	85,3	231,1	303,4
T(°C)	5,4	46,5	70,0
T(°F)	41,7	115,7	158,0
γ_o (20 °C)	0,8466	0,8710	0,8813
γ_o (60°F)	0,8491	0,8734	0,8836
°API	28,6	30,5	35,2
γ_g (20 °C)	0,9403	1,1442	1,5653
γ_g (60 °F)	1,1878	1,4453	1,9773
$Rs_{20\,°C}$ (scf/STB)	26,90	87,75	141,80
$Rs_{60\,°F}$ (scf/STB)[a]	21,06	68,69	111,00
$B_{o\,20\,°C}$ (bbl/STB)	1,019	1,048	1,066
$B_{o\,60\,°F}$ (bbl/STB)[b]	1,023	1,051	1,070

[a]Estimado pela **equação 140**; [b]Estimado **pela equação 141**.

É possível observar pelas **Tabelas 4.1** e **4.2**, que as amostras caracterizadas do grupo 2 possuem uma faixa de propriedades dentro da faixa das amostras usadas no treino das redes neuronais.

Uma comparação gráfica das faixas das propriedades usadas no desenvolvimento das correlações estudadas pode ser vista a seguir. São mostradas na **Figura 4.1** as faixas para P_b(psia), na **Figura 4.2** as faixas, de T(°F), na **Figura 4.3**, as faixas de $°API$, na **Figura 4.4**, as faixas de γ_g (60 °F), na **Figura 4.5**, as faixas de Rs (scf/STB), e na **Figura 4.6**, as faixas de B_o (bbl/STB).

A distribuição das variáveis operacionais do separador de teste (P(psia) e T(°F)) e das propriedades das amostras medidas neste estudo (γ_o (20°C), γ_g (20°C), $Rs_{20\,°C}$ (scf/STB), $B_{o\,20\,°C}$ (bbl/STB)) também podem ser vistas nos histogramas a seguir (**Figuras 4.7-4.12**).

Figura 4.1: Faixas da pressão de saturação do óleo vivo.

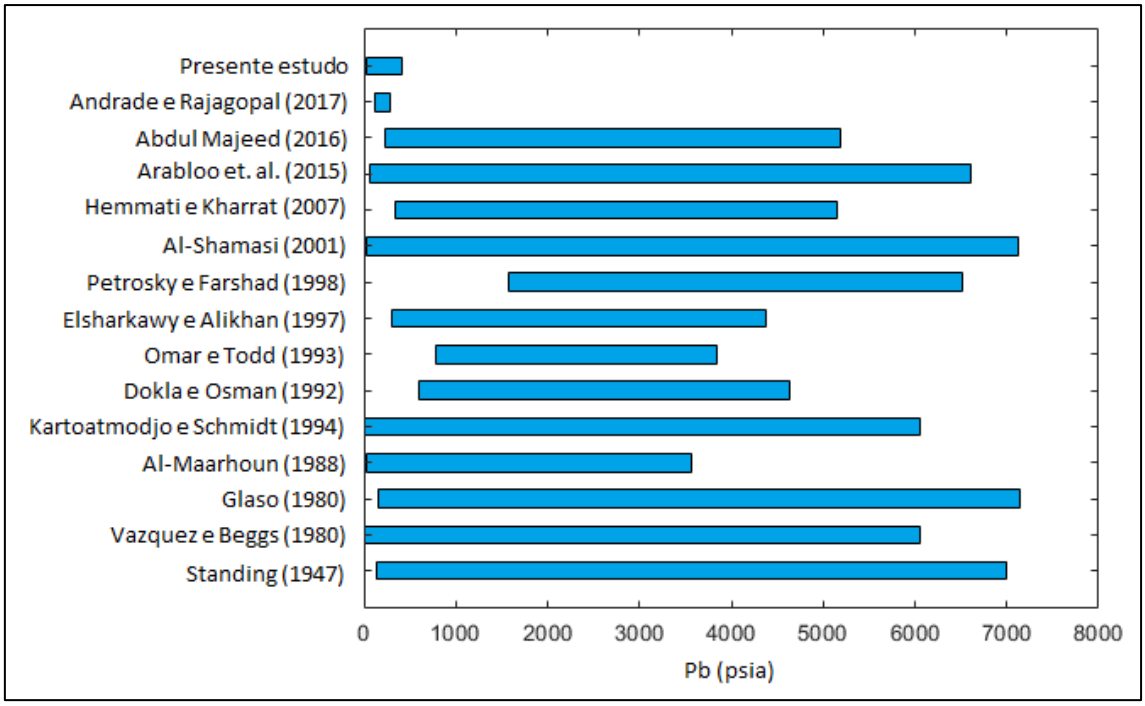


Figura 4.2: Faixas de temperatura do reservatório ou separador.

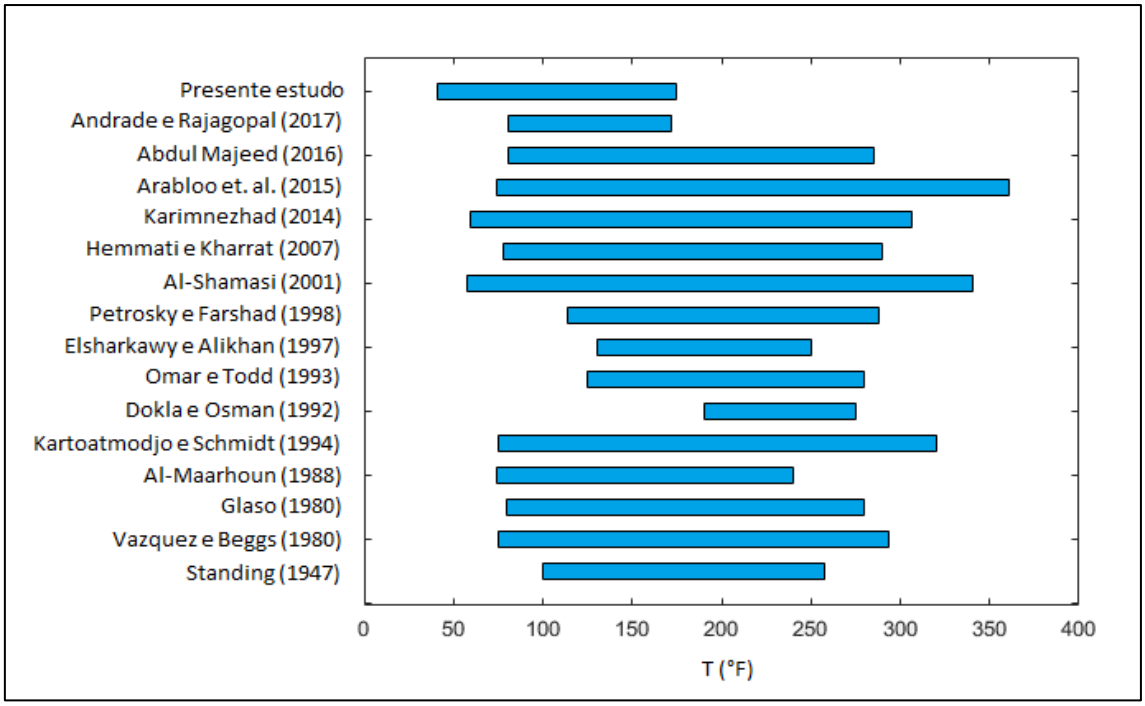


Figura 4.3: Faixas do grau API do óleo morto.

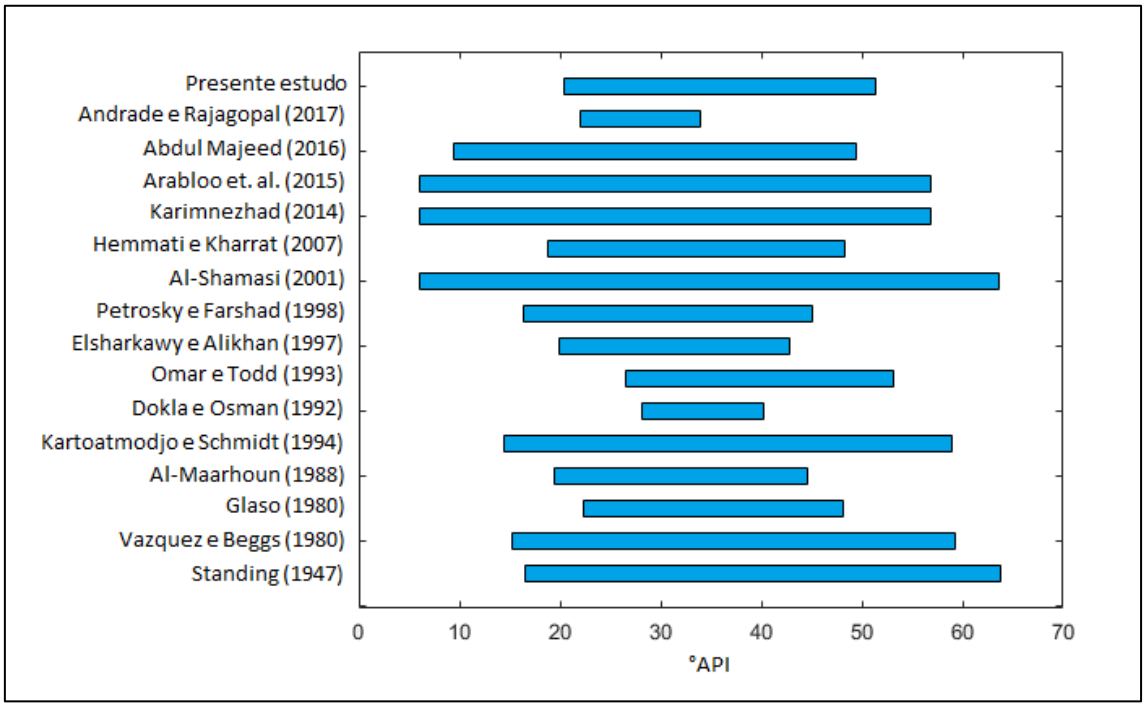


Figura 4.4: Faixas de densidade do gás a 60°F.

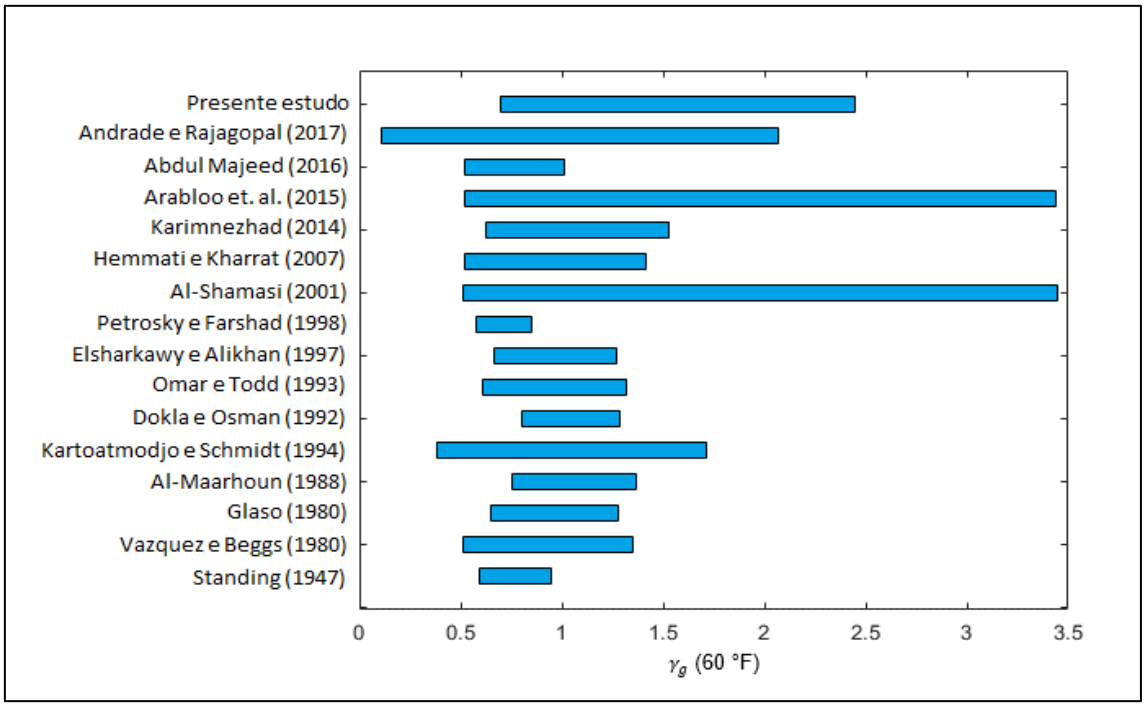


Figura 4.5: Faixas da razão de solubilidade nas condições padrão de 60 °F e 1 atm.

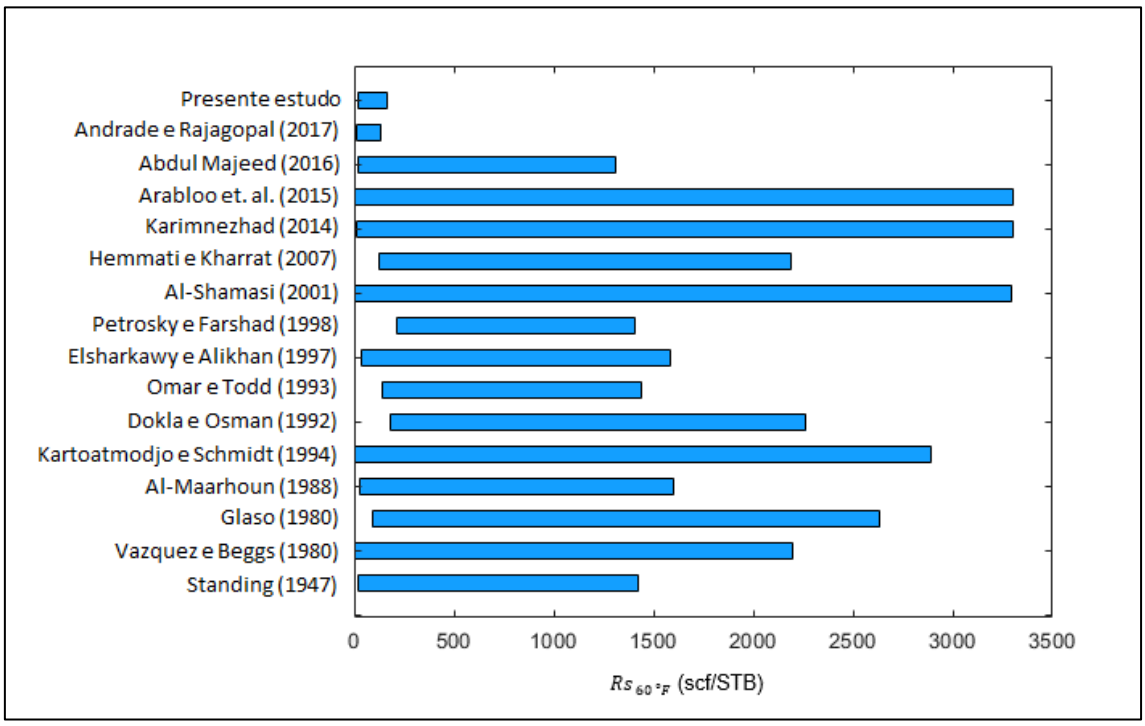
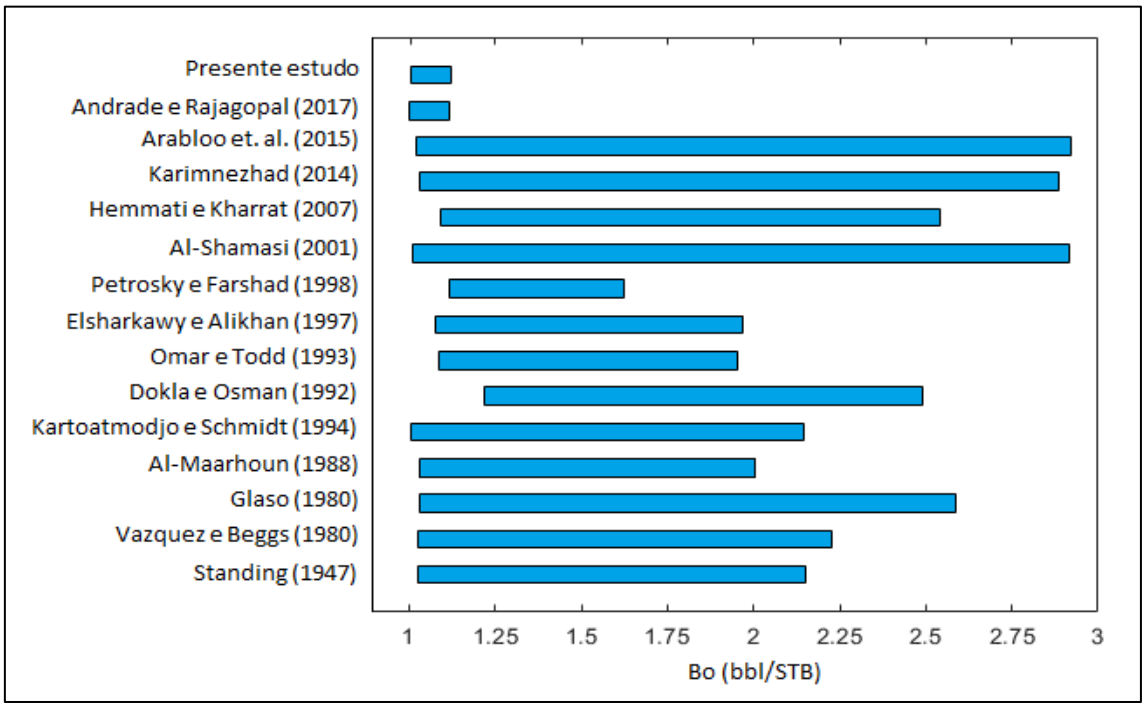


Figura 4.6: Faixas do fator volume de formação do óleo nas condições padrão de 60 °F e 1 atm.



É possível observar na **Figura 4.1** que a faixa de pressão das amostras usadas neste estudo é consideravelmente mais estreita que as faixas usadas no demais estudos com exceção de Andrade e Rajagopal (2017). Isso se deve a diferença na natureza das amostras, este estudo assim como Andrade e Rajagopal (2017) utilizam amostras do separador de teste enquanto as demais correlações foram criadas a partir de amostras do reservatório. Separadores operam em pressões inferiores às de reservatório e em valores operacionais limitados pelas características do processo. O limite inferior da faixa de pressão deste estudo está abaixo dos limites inferiores usados por Standing (1947), Glaso (1980), Dokla e Osman (1992), Omar e Todd (1993), Elsharkawy e Alikhan (1997), Petrosky e Farshad (1998), Al-Shamasi (2001), Hemmati e Kharrat (2007), Arabloo et. al. (2015), Abdul Majeed (2016) e Andrade e Rajagopal (2017). O limite superior está acima do usado por Andrade e Rajagopal (2017).

A **Figura 4.2** mostra que a faixa de temperatura das amostras deste estudo é mais ampla que a faixa de pressão. Isso se deve a necessidade de controle mais rigoroso sobre a pressão de separação em torno de um valor específico. É possível observar que O limite inferior da faixa está abaixo dos

limites inferiores de todos os outros estudos. O limite superior deste estudo está acima do limite superior de Andrade e Rajagopal (2017). As amostras desse estudo estão fora da faixa de temperatura de Dokla e Osman (1992).

Como pode ser visto na **Figura 4.3** o limite inferior da faixa de grau API do óleo morto das amostras deste estudo está abaixo dos limites inferiores de Glaso (1980), Dokla e Osman (1992), Omar e Todd (1993) e Andrade e Rajagopal (2017). O limite superior está acima de Glaso (1980), Al-Marhoun (1988), Dokla e Osman (1992), Elsharkawy e Alikhan (1997), Petrosky e Farshad (1998), Hemmati e Kharrat (2007), Abdul Majeed (2016) e Andrade e Rajagopal (2017).

Pela **Figura 4.4**, o limite inferior da faixa de densidade do gás das amostras deste estudo está abaixo do limite inferior de Al-Marhoun (1988) e Dokla e Osman (1992). O limite superior está acima dos limites superiores de todas as correlações estudadas com exceção de Al-Shamasi (2001), Arabloo et. al. (2015) e Andrade e Rajagopal (2017).

Na **Figura 4.5** pode ser visto que a faixa da razão de solubilidade deste estudo tem limite inferior abaixo do limite inferior de Standing (1947), Glaso (1980), Al-Marhoun (1988), Dokla e Osman (1992), Omar e Todd (1993), Elsharkawy e Alikhan (1997), Petrosky e Farshad (1998), Hemmati e Kharrat (2007) e Andrade e Rajagopal (2017). O limite superior está contido dentro das faixas de todos os demais estudos. Os baixos valores e a faixa estreita da propriedade devem-se a origem da amostra ser o separador de teste.

Observando a **Figura 4.6** e com auxílio das **Tabelas 3.3** e **4.1**, nota-se que o limite inferior da faixa de fator volume de formação do óleo das amostras deste estudo encontra-se abaixo do limite inferior de todas as correlações com exceção de Andrade e Rajagopal (2017). O limite superior encontra-se dentro da faixa de todas as correlações com exceção de Andrade e Rajagopal (2017). Novamente a explicação para a faixa estreita é a origem das amostras ser o separador de teste, enquanto os demais estudos usam amostras de diversos reservatórios.

Figura 4.7: Distribuição da pressão de separação das amostras.

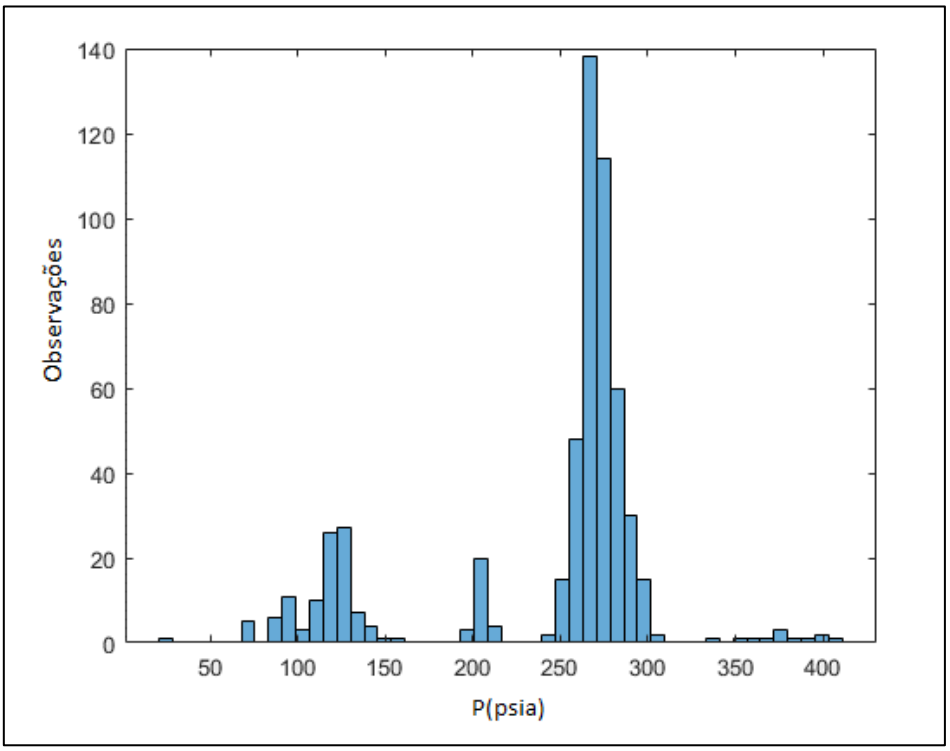


Figura 4.8: Distribuição da temperatura de separação das amostras.

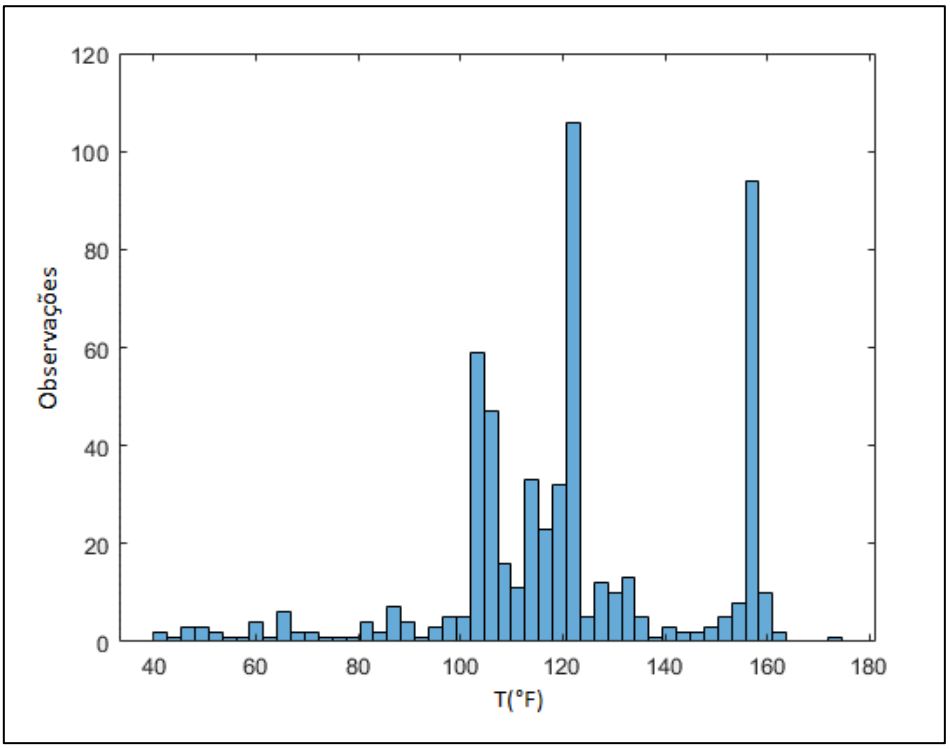


Figura 4.9: Distribuição da densidade do óleo morto a 20°C.

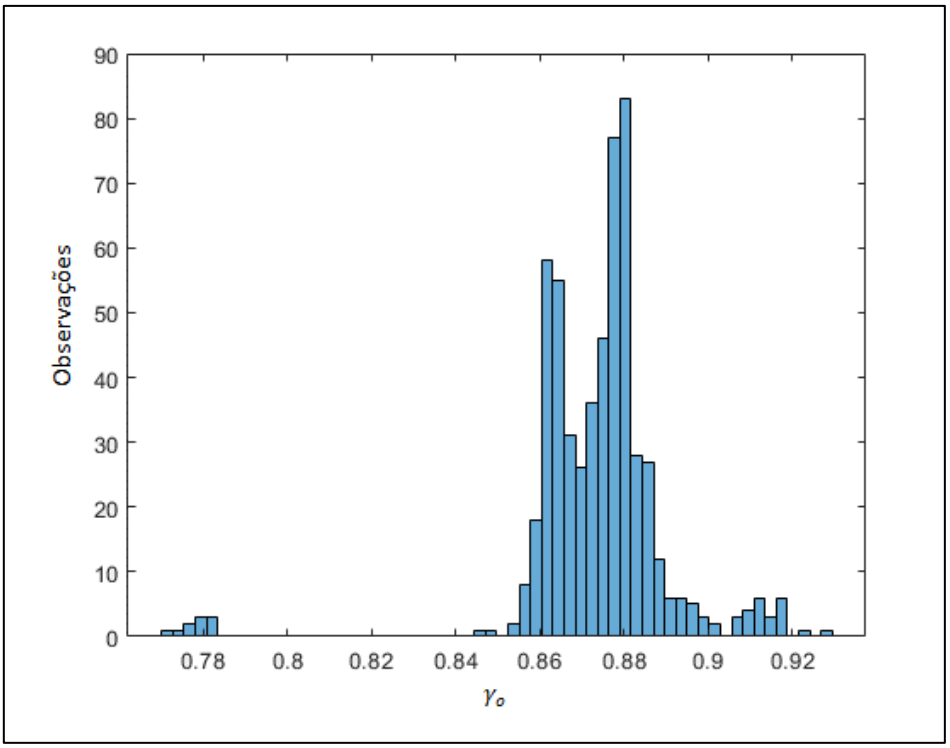


Figura 4.10: Distribuição da densidade do gás em solução a 20ºC.

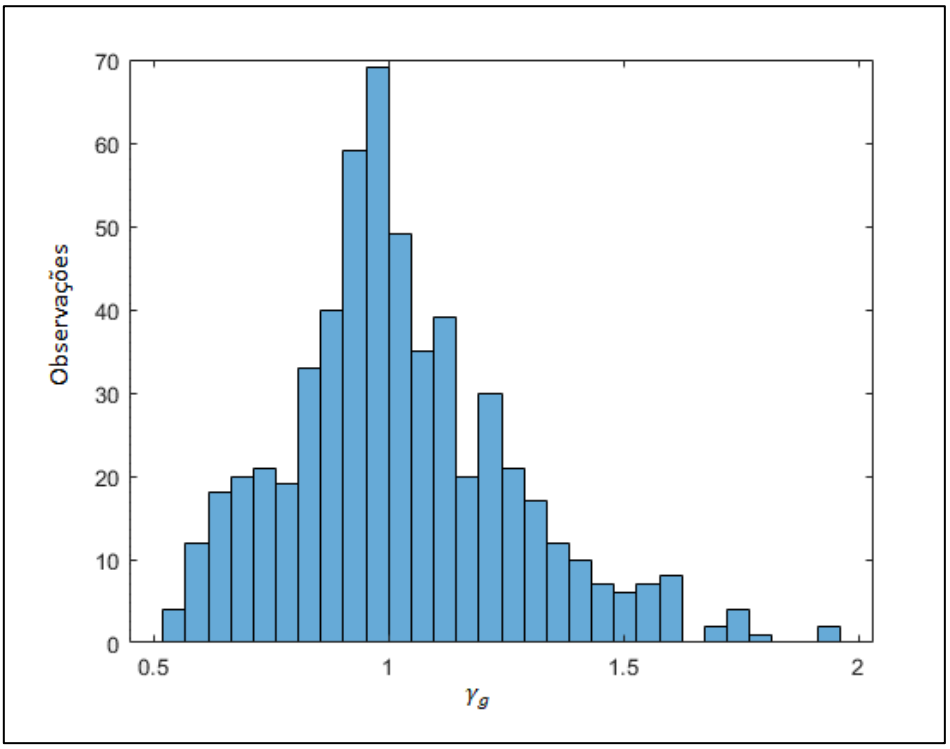


Figura 4.11: Distribuição da razão de solubilidade das amostras nas condições padrão brasileiras.

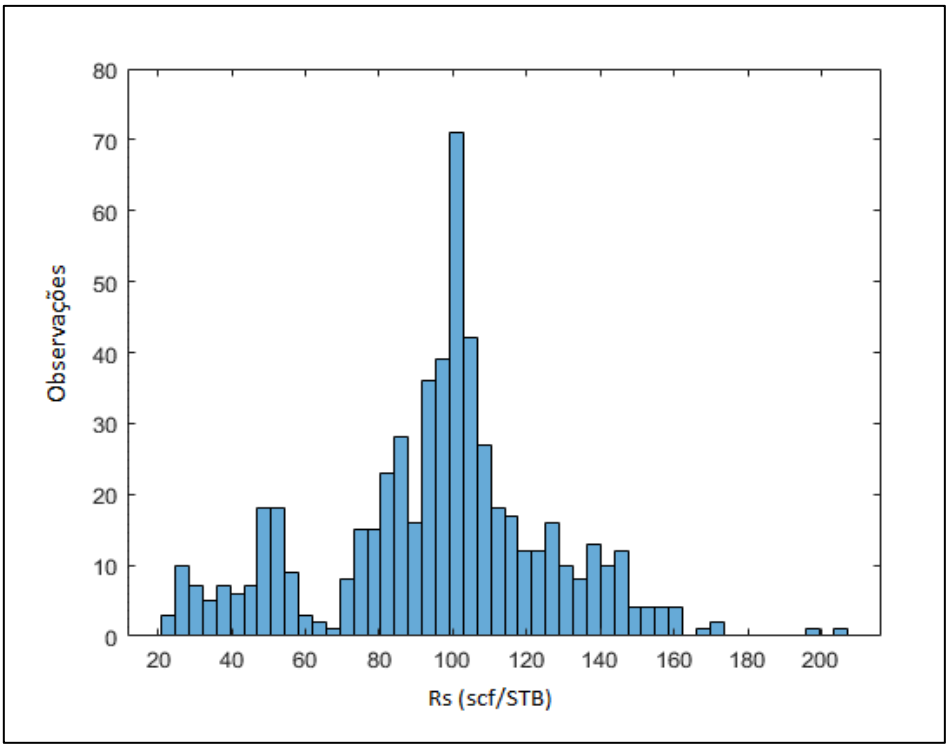
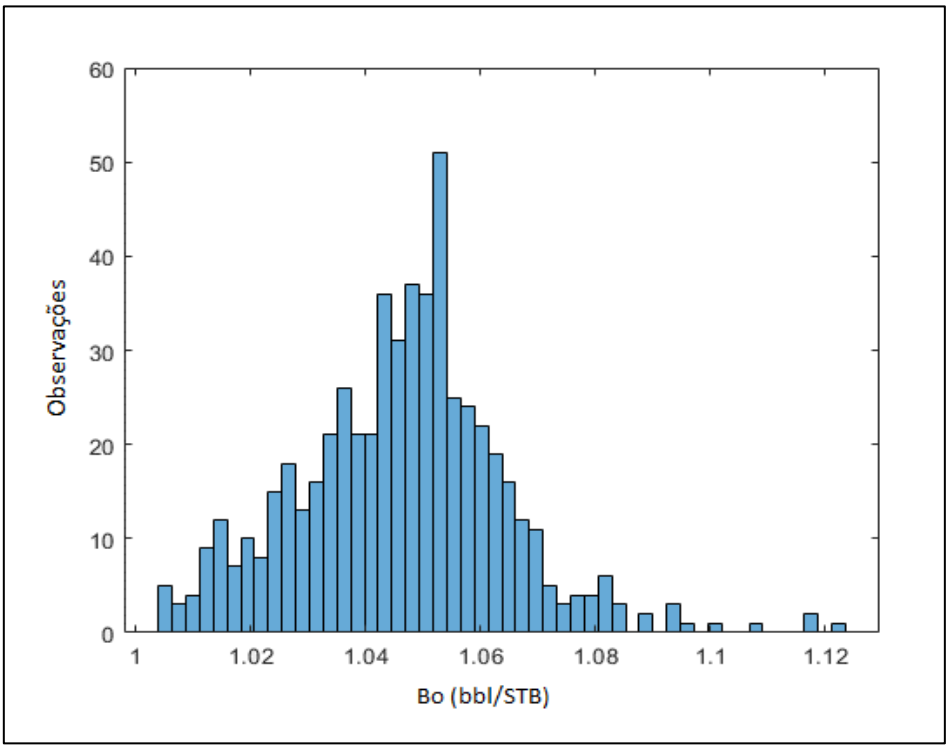


Figura 4.12: Distribuição do fator volume de formação do óleo das amostras nas condições padrão brasileiras.



A distribuição da pressão de separação das amostras possui 3 regiões de concentração. A maior parte das amostras está na região centrada próximo a 275 psia, dois grupos de concentração menores existem centrados próximos a 125 psia e 200 psia (**Figura 4.7**).

A distribuição da temperatura das amostras não apresenta um padrão, mas possui uma concentração das amostras próximo a 105 psia, 120 psia e 155 psia. Na faixa de 40 a 100 °F, as amostras encontram-se distribuídas de forma aproximadamente uniforme (**Figura 4.8**).

A distribuição da densidade do óleo morto possui um pequeno grupo de amostras centrado próximo a 0,7800. A maior parte das amostras possui densidade do óleo morto na faixa de 0,8500 a 0,8900. Também existe um pequeno grupo de concentração centrado em 0,9100 (**Figura 4.9**).

A distribuição da densidade do gás está centrada próxima a unidade e possui uma forma aproximadamente simétrica onde o número de amostras decai conforme a densidade do gás se afasta da unidade (**Figura 4.10**).

O maior número de mostras está situado próximo a 105 scf/STB na distribuição da razão de solubilidade. O número de amostras decai de maneira não simétrica quando Rs se afasta deste valor **(Figura 4.11**).

O maior número de mostras está situado próximo a 1,055 bbl/STB na distribuição do fator volume de formação do óleo. O número de amostras decai quando Bo se afasta desse valor de maneira não simétrica, mais rapidamente quando Bo aumenta.

4.1.1 Caracterização das Amostras

Foram determinadas as composições para as 21 amostras de óleo vivo do grupo 2. Os resultados podem ser vistos nas **Tabelas 4.3** e **4.4**.

A Massa molar do óleo morto das 21 amostras, M, foi medida. O Fator de caracterização de Watson, K_w, das amostras foi calculado, as amostras foram classificadas como parafínicas (P), naftênicas (N) ou aromáticas (A) com base no seu K_w, os resultados podem ser vistos na **Tabela 4.5**.

A Massa molar, M_{C20+}, massa específica, ρ_{C20+}, e número médio de carbonos da fração C20+, I_{C20+}, de cada amostra foram determinados, os resultados podem ser vistos da **Tabela 4.5**.

Foram gerados 2 pseudocomponentes, Q_1 e Q_2, a partir da divisão da fração C20+. Suas massas moleculares, M_{Qi}, massas específicas, ρ_{Qi}, e número médio de carbonos, I_{Qi}, foram calculadas, os resultados podem ser vistos na **Tabela 4.5**.

Tabela 4.3: Composição das amostras do grupo 2 (A1 a A11).

Composição em Porcentagem Molar (%)											
Componentes	**Amostra A1**	**Amostra A2**	**Amostra A3**	**Amostra A4**	**Amostra A5**	**Amostra A6**	**Amostra A7**	**Amostra A8**	**Amostra A9**	**Amostra A10**	**Amostra A11**
CO2	1,16	2,44	2,89	0,74	2,35	0,60	0,15	0,22	0,23	3,19	3,24
N2	0,08	0,08	0,17	0,08	0,00	0,10	0,09	0,20	0,08	0,02	0,00
C1	6,51	5,48	5,13	11,39	6,60	3,52	3,00	8,40	8,45	6,42	6,32
C2	3,23	2,80	2,36	3,02	3,70	4,74	2,54	4,21	4,22	3,15	2,97
C3	3,36	3,14	2,73	2,34	4,26	9,77	4,86	4,35	4,50	3,27	3,13
iC4	0,74	0,81	0,83	0,60	1,11	2,22	0,98	0,91	0,97	0,61	0,60
nC4	1,31	1,65	1,88	1,36	2,39	4,53	1,99	1,54	1,64	1,18	1,13
iC5	0,65	0,97	1,25	0,93	1,36	1,63	0,63	0,35	0,38	0,26	0,24
nC5	0,59	1,16	1,71	1,22	1,79	1,58	0,92	0,35	0,41	0,30	0,26
nC6	1,33	2,36	3,43	2,53	3,28	2,02	2,29	0,70	0,83	0,60	0,41
C7	2,72	4,38	6,32	4,41	5,69	3,40	4,87	2,54	3,01	2,28	0,16
C8	3,70	5,60	8,00	5,47	6,81	3,91	6,33	5,02	7,35	4,80	1,64
C9	3,34	4,71	6,26	4,61	5,37	3,39	5,17	4,85	5,30	4,68	3,95
C10	3,62	4,30	5,41	3,96	4,71	3,42	4,70	4,50	4,91	4,34	5,10
C11	3,79	3,98	4,75	3,64	4,15	3,44	4,28	4,28	4,59	4,02	5,39
C12	3,74	3,69	4,12	3,32	3,67	3,36	3,92	3,90	4,13	3,61	5,18

Continuação Tabela 4.3: Composição das amostras do grupo 2 (A1 a A11).

Composição em Porcentagem Molar (%)											
Componentes	**Amostra A1**	**Amostra A2**	**Amostra A3**	**Amostra A4**	**Amostra A5**	**Amostra A6**	**Amostra A7**	**Amostra A8**	**Amostra A9**	**Amostra A10**	**Amostra A11**
C13	4,18	4,07	4,37	3,59	3,93	3,74	4,25	4,29	4,47	3,88	5,62
C14	3,86	3,40	3,55	3,01	3,24	3,27	3,65	3,69	3,77	3,35	4,74
C15	3,73	3,34	3,40	2,98	3,15	3,30	3,63	3,57	3,59	3,20	4,63
C16	3,18	2,55	2,51	2,25	2,40	2,61	2,85	2,83	2,70	2,53	3,56
C17	3,00	2,37	2,28	2,07	2,19	2,38	2,60	2,64	2,49	2,36	3,30
C18	3,49	2,45	2,35	2,15	2,30	2,47	2,72	2,66	2,51	2,37	3,37
C19	2,35	2,24	2,08	1,93	2,09	2,18	2,43	2,47	2,24	2,22	3,01
C20+	36,32	32,01	22,25	32,40	23,44	28,43	31,14	31,54	27,23	37,36	32,06

Tabela 4.4: Composição das amostras do grupo 2 (A12 a A21).

Composição em Porcentagem Molar (%)										
Componentes	**Amostra A12**	**Amostra A13**	**Amostra A14**	**Amostra A15**	**Amostra A16**	**Amostra A17**	**Amostra A18**	**Amostra A19**	**Amostra A20**	**Amostra A21**
CO2	0,20	2,81	2,23	2,00	0,33	0,26	0,23	3,89	2,38	1,46
N2	0,37	0,54	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,07	0,00
C1	2,72	6,51	4,49	3,70	3,85	3,02	3,10	6,48	7,39	7,21
C2	3,64	3,64	3,15	2,98	1,50	1,17	1,16	3,76	3,86	3,96
C3	8,21	3,98	3,71	3,53	1,29	0,97	0,92	4,51	4,24	4,46
iC4	1,87	0,75	0,71	0,65	0,24	0,18	0,17	0,94	0,83	0,89
nC4	3,73	1,40	1,29	1,18	0,44	0,32	0,29	1,78	1,51	1,59
iC5	0,67	0,30	0,27	0,24	0,10	0,08	0,07	0,39	0,34	0,34
nC5	0,59	0,33	0,29	0,25	0,11	0,08	0,07	0,39	0,35	0,35
nC6	0,92	1,12	0,48	0,41	0,03	0,44	0,45	0,38	0,65	0,48
C7	1,82	3,50	1,16	0,55	0,04	0,06	1,21	0,36	0,26	0,87
C8	3,13	6,57	4,30	3,21	0,09	0,80	4,43	2,28	2,28	2,86
C9	3,46	6,34	5,56	5,11	1,73	3,67	5,81	4,32	5,71	4,06
C10	3,77	5,83	5,57	5,46	4,55	5,75	5,80	5,02	7,01	4,44
C11	4,11	5,20	5,13	5,09	5,72	6,25	5,46	5,01	6,75	4,50
C12	4,35	4,61	4,53	4,61	5,68	5,74	4,91	4,50	5,97	4,07

Continuação Tabela 4.4: Composição das amostras do grupo 2 (A12 a A21).

Composição em Porcentagem Molar (%)										
Componentes	**Amostra 12**	**Amostra 13**	**Amostra 14**	**Amostra 15**	**Amostra 16**	**Amostra 17**	**Amostra 18**	**Amostra 19**	**Amostra 20**	**Amostra 21**
C13	5,17	4,92	4,84	4,93	6,31	6,28	5,49	4,93	6,28	4,47
C14	4,64	4,00	4,03	4,11	5,32	5,29	4,59	4,20	4,93	3,90
C15	4,76	3,95	3,94	4,09	5,32	5,34	4,62	4,12	4,86	3,97
C16	3,78	2,90	2,97	3,08	4,08	4,04	3,55	3,14	3,35	3,09
C17	3,42	2,53	2,67	2,79	3,55	3,52	3,13	2,81	2,88	2,71
C18	3,55	2,71	2,76	2,95	3,59	3,53	3,14	2,87	3,06	2,76
C19	3,14	2,37	2,49	2,64	3,39	3,36	2,97	2,57	2,53	2,49
C20+	27,98	23,18	33,43	36,44	42,71	39,83	38,45	31,35	22,53	35,07

Tabela 4.5: Caracterização das amostras do grupo 2.

Amostra	**M**	K_w	I_{C20+}	M_{C20+}	ρ_{C20+}	I_{Q1}	M_{Q1}	ρ_{Q1}	I_{Q2}	M_{Q2}	ρ_{Q2}	**PNA**
A1	282,5	12,00	30,7	426,4	0,9322	25,8	357,0	0,9070	52,0	724,3	1,0016	N
A2	282,3	11,96	35,1	487,5	0,9795	27,4	380,3	0,9271	58,6	816,0	1,0393	N
A3	279,3	12,00	47,0	653,5	1,0324	31,5	437,4	0,9533	66,0	920,6	1,0672	N
A4	284,0	11,94	34,9	484,9	0,9944	27,4	380,2	0,9331	58,3	812,0	1,0496	N
A5	295,0	11,99	46,7	649,9	1,0374	31,4	436,0	0,9553	65,9	918,8	1,0713	N
A6	263,9	11,95	31,3	433,8	0,9846	26,0	360,1	0,9415	52,9	737,2	1,1052	N
A7	295,0	12,06	38,3	532,6	0,9512	28,6	395,8	0,9169	61,0	849,7	1,0161	N
A8	305,0	12,26	36,9	512,0	0,8970	28,2	391,0	0,8826	60,8	847,1	0,9266	N
A9	270,0	12,23	34,1	473,5	0,8821	27,1	375,2	0,8743	56,9	793,0	0,9023	N
A10	266,7	12,04	27,7	384,0	0,8933	24,4	337,2	0,8829	45,1	627,0	0,9369	N
A11	337,5	12,31	41,8	581,1	0,9072	29,7	412,1	0,8877	63,4	882,9	0,9329	P
A12	355,6	12,50	48,2	670,7	0,9022	32,0	444,7	0,8846	66,7	929,1	0,9178	N
A13	306,8	12,05	47,3	658,3	0,9458	31,6	439,0	0,9160	66,2	922,6	1,0017	N
A14	288,7	11,99	33,6	466,5	0,9209	26,9	372,7	0,9044	56,3	784,6	0,9969	N
A15	300,0	12,06	33,8	468,5	0,9143	27,0	373,5	0,9019	56,5	787,1	0,9923	N
A16	345,0	12,41	37,8	525,0	0,8879	28,4	393,2	0,8772	60,5	843,6	0,9078	N
A17	310,8	12,20	34,9	484,0	0,9020	27,4	379,0	0,8860	57,8	805,0	0,9384	N

Continuação Tabela 4.5: Caracterização das amostras do grupo 2.

Amostra	**M**	K_w	I_{C20+}	M_{C20+}	ρ_{C20+}	I_{Q1}	M_{Q1}	ρ_{Q1}	I_{Q2}	M_{Q2}	ρ_{Q2}	**PNA**
A18	297,0	12,11	34,3	476,7	0,9078	27,2	376,4	0,8897	57,2	796,8	0,9504	N
A19	307,6	12,29	36,0	499,9	0,8890	27,8	384,6	0,8777	59,0	821,3	0,9134	N
A20	319,5	12,14	49,1	683,9	0,9332	33,0	457,8	0,9032	77,9	1085,9	0,9701	N
A21	292,1	12,12	31,7	439,1	0,8997	26,2	362,2	0,8856	53,6	745,7	0,9422	N

É possível observar na **Tabela 4.5** que 20 amostras foram classificadas como naftênicas e 1 como parafínica.

4.2 REDES NEURONAIS ARTIFICIAIS

Foram treinadas 100 redes neuronais artificiais para cada arquitetura escolhida e para cada propriedade estimada. A média dos resíduos dos treinamentos, arquiteturas escolhidas, pesos e limiares das melhores redes e a análise estatística da predição das propriedades são mostrados a seguir.

4.2.1 Estimação da Razão de Solubilidade

A **Tabela 4.6** mostra a média dos resíduos do grupo de treinamento, $\overline{ResTr}$, do grupo de validação, $\overline{ResVal}$, e do grupo de teste, $\overline{ResTe}$, para a estimação da razão de solubilidade. A **tabela 4.6** também mostra os resíduos para a melhor rede da melhor arquitetura.

Tabela 4.6: Resíduos médios do treinamento, validação e teste das arquiteturas e resíduo da melhor rede para estimação da razão de solubilidade.

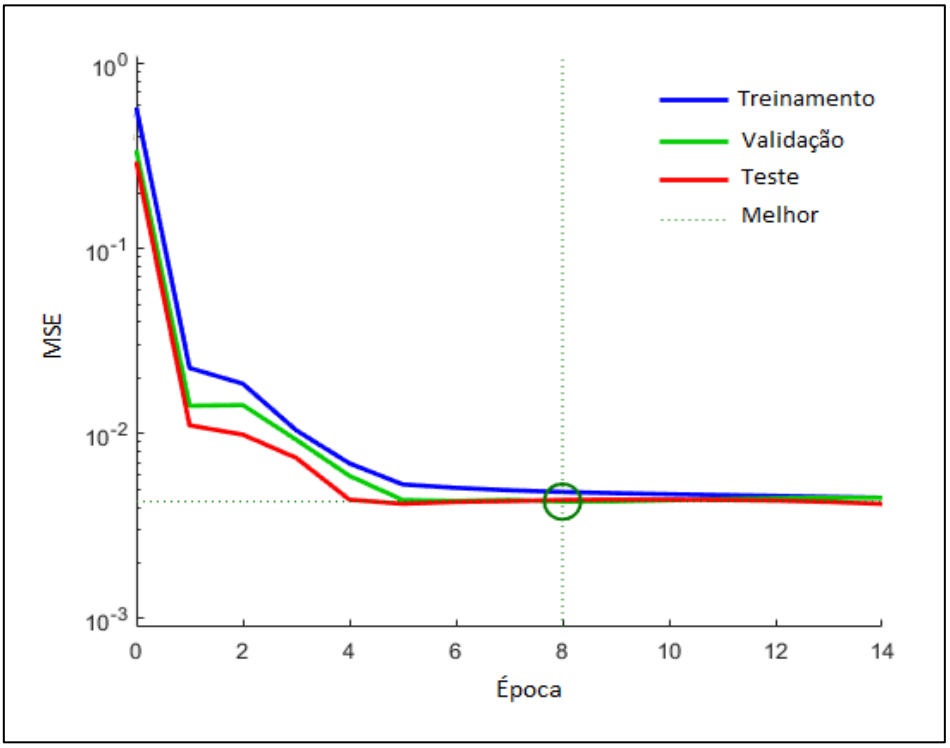
Arquitetura	$\overline{\boldsymbol{ResTr}} \times \mathbf{10^{-3}}$	$\overline{\boldsymbol{ResVal}} \times \mathbf{10^{-3}}$	$\overline{\boldsymbol{ResTe}} \times \mathbf{10^{-3}}$
4-10-1	5,2577	5,1639	5,2307
4-20-1[a]	4,7067	4,7016	4,6990
4-30-1	4,9192	5,0105	4,8677
4-3-3-1	6,6313	6,6228	6,7675
4-3-5-1	6,3340	6,4243	6,7766
4-3-10-1	5,9513	5,9006	5,9510
4-5-3-1	6,0765	5,9954	6,0772
4-5-5-1	5,3222	5,2910	5,3989
4-5-10-1	4,9510	4,9429	4,9538
4-10-3-1	4,7899	4,9258	5,0884
4-10-5-1	5,1294	5,2358	5,1218
4-10-10-1	4,8729	4,8884	5,0051
Melhor Rede[b]	4,6352	4,2894	4,3803

[a]melhor arquitetura; [b]melhor rede da melhor arquitetura

Pelos critérios adotados, a melhor arquitetura para a estimação da razão de solubilidade foi uma rede com uma única camada escondida de 20 neurônios (rede 4-20-1 na **Tabela 4.6** designando os 4 parâmetros da camada de entrada 20 neurônios na camada escondida e 1 neurônio na camada de saída). A rede possui 121 parâmetros dentre pesos e limiares.

A variação do resíduo dos grupos de treinamento, validação e teste da melhor rede ao longo do treinamento pode ser vista na **Figura 4.13**.

Figura 4.13: Treinamento da melhor rede para estimação da razão de solubilidade.

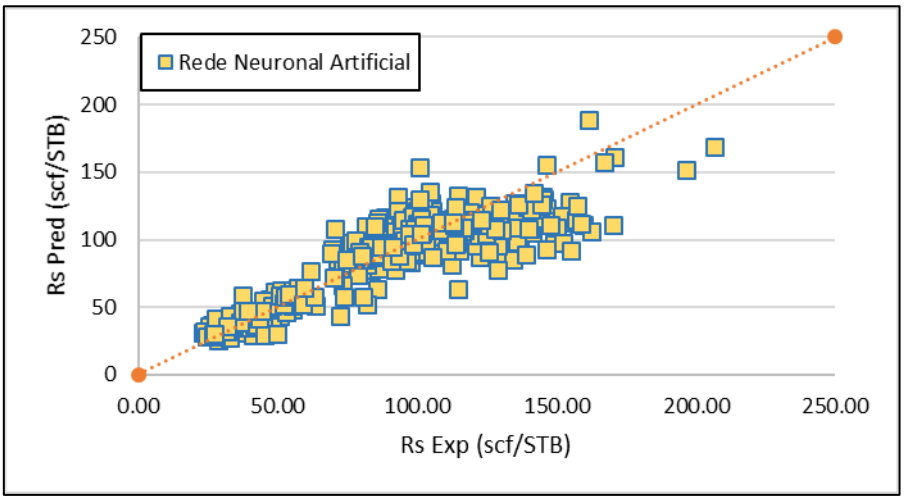


O treinamento ocorre por 14 iterações (épocas) e é interrompido pelo critério de parada antecipada após 6 épocas sem diminuição no valor do resíduo do grupo de validação. Os pesos e limiares da rede foram então fixados com os valores calculados na época 8, onde o resíduo do grupo de validação é mínimo.

Os pesos e limiares da rede podem ser vistos no apêndice B.

A **Figura 4.14** mostra graficamente a estimação da razão de solubilidade pela rede neuronal desenvolvida para as 565 amostras deste estudo.

Figura 4.14: Estimação da razão de solubilidade pela Rede Neuronal Artificial desenvolvida.



A estimação da razão de solubilidade pelas redes neuronais artificiais apresentou um ARE de 0,78%, um AARE de 11,76%, um valor absoluto do erro relativo mínimo, Erro min, de 0,02%, um valor absoluto do erro relativo máximo, Erro max, de 56,00% e um R^2 de 0,735. O tempo total de treinamento das redes foi de 30 min e 33 seg.

4.2.2 Estimação do Volume de Formação do Óleo

A **Tabela 4.7** mostra a média dos resíduos do grupo de treinamento, do grupo de validação e do grupo de teste para a estimação do volume de formação do óleo. A **tabela 4.7** também mostra os resíduos para a melhor rede da melhor arquitetura.

Tabela 4.7: Resíduos médios do treinamento, validação e teste das arquiteturas e resíduo da melhor rede para estimação da razão de solubilidade.

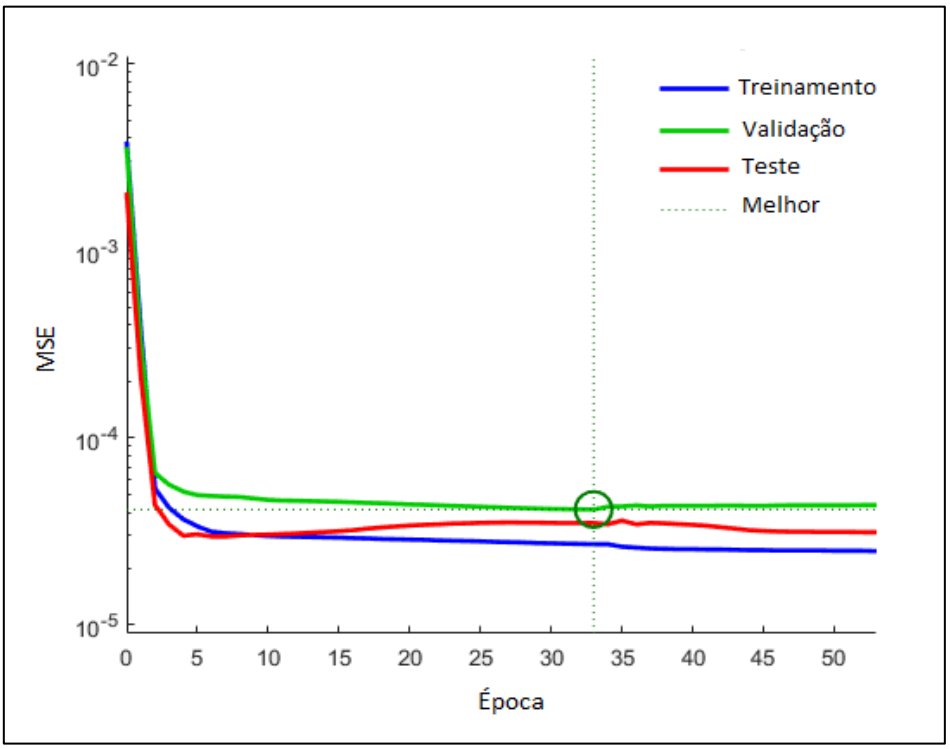
Arquitetura	$\overline{ResTr} \times 10^{-6}$	$\overline{ResVal} \times 10^{-6}$	$\overline{ResTe} \times 10^{-6}$
4-10-1	31,9582	32,5111	31,6106
4-20-1	32,0138	32,5245	33,0994
4-30-1	32,3240	32,5288	33,2595
4-3-3-1	32,5339	32,7166	32,9434
4-3-5-1	32,6437	33,7584	34,3028
4-3-10-1	31,0945	30,3306	32,0409
4-5-3-1	32,1802	32,2780	32,4736
4-5-5-1	32,8218	32,2176	32,7549
4-5-10-1	31,8994	33,4950	32,4101
4-10-3-1	31,5871	31,4492	32,5251
4-10-5-1[a]	31,0147	29,8846	31,2438
4-10-10-1	32,8674	32,3125	33,3509
Melhor Rede[b]	26,9996	41,4485	35,1171

[a]melhor arquitetura; [b]melhor rede da melhor arquitetura

A melhor arquitetura para a estimação do volume de formação do óleo uma rede com duas camadas escondidas, a primeira com 10 neurônios e a segunda com 5 neurônios (rede 4-10-5-1 na **tabela 4.7**, designando os 4 parâmetros da camada de entrada 10 neurônios na primeira camada escondida, 5 neurônios na segunda camada escondida e 1 neurônio na camada de saída). A rede possui 111 parâmetros dentre pesos e limiares

A variação do resíduo dos grupos de treinamento, validação e teste da melhor rede durante o treinamento pode ser vista na **Figura 4.15**.

Figura 4.15: Treinamento da melhor rede para estimação do fator volume de formação do óleo.

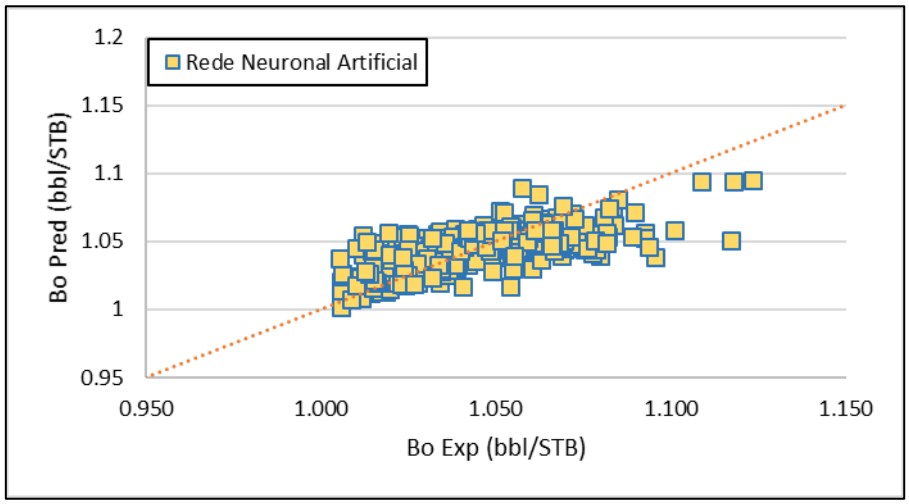


O treinamento ocorre por 53 iterações (épocas) e é interrompido pelo critério de parada antecipada, neste caso, após 20 épocas sem diminuição no valor do resíduo do grupo de validação. Os pesos e limiares da rede foram então fixados com os valores calculados da época 33, onde o resíduo do grupo de validação é mínimo.

Os pesos e limiares da rede podem ser vistos no apêndice C.

A **Figura 4.16** mostra graficamente a estimação do volume de formação do óleo pela rede neuronal desenvolvida para as 565 amostras deste estudo.

Figura 4.16: Estimação do fator volume de formação de óleo pela rede neuronal desenvolvida.



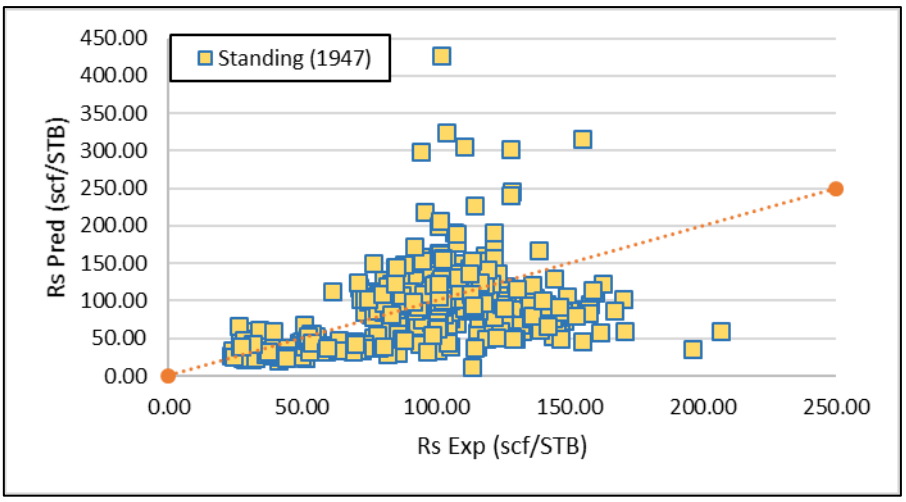
A estimação do volume de formação do óleo pelas redes neuronais artificiais apresentou um ARE de -0,003%, um AARE de 0,96%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 5,91% e um R^2 de 0,432. O tempo total de treinamento das redes foi de 29 min e 44 seg.

4.3 CORRELAÇÕES EMPÍRICAS

As correlações empíricas mostradas na **seção 3.2.5.1** foram usadas para a estimação da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo. Os resultados previstos para a condição padrão americana foram convertidos para a brasileira através da correção proposta na **seção 3.2.5.1** (equações 140 e 141). A análise estatística, comparação com as redes neuronais e análise do erro por faixa de propriedade são mostradas nas seções a seguir.

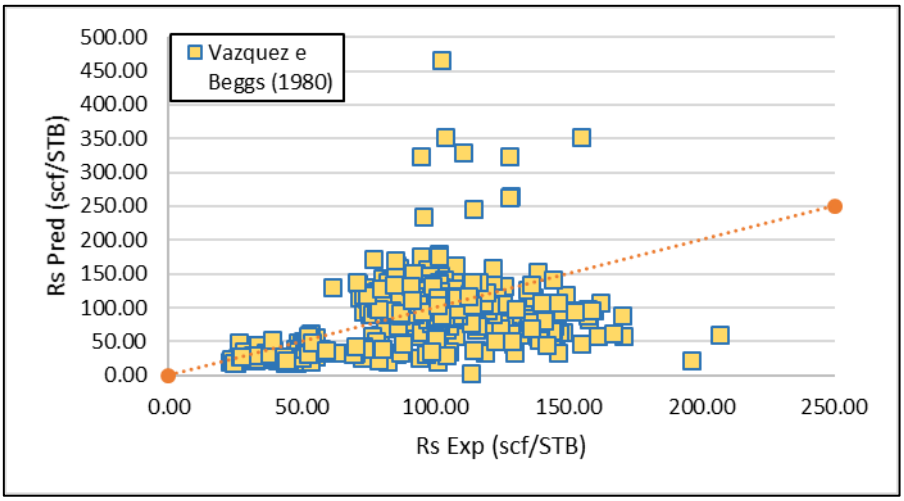
4.3.1 Correlações para a Razão de Solubilidade

Figura 4.17: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Standing (1947).



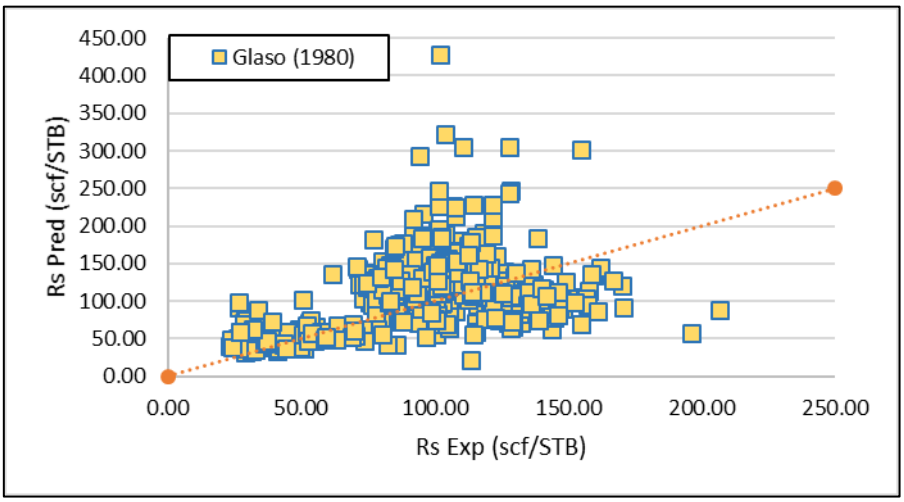
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Standing (1947) apresentou um ARE de -1,05%, um AARE de 29,63%, Erro min de 0,08%, um Erro max de 318,01% e um R^2 de 0,1478 **(figura 4.17)**.

Figura 4.18: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Vasquez e Beggs (1980).



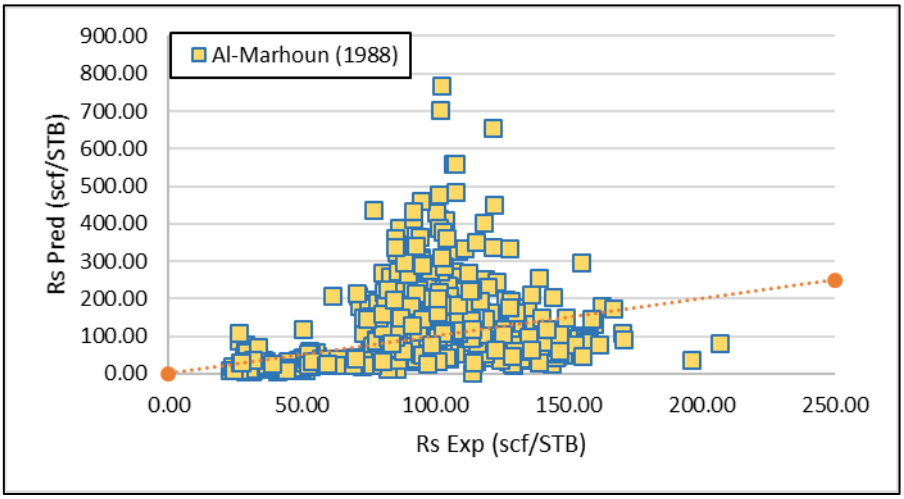
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Vasquez e Beggs (1980) apresentou um ARE de -2,50%, um AARE de 32,02%, Erro min de 0,03%, um Erro max de 356,64% e um R^2 de 0,1184 **(figura 4.18)**.

Figura 4.19: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Glaso (1980).



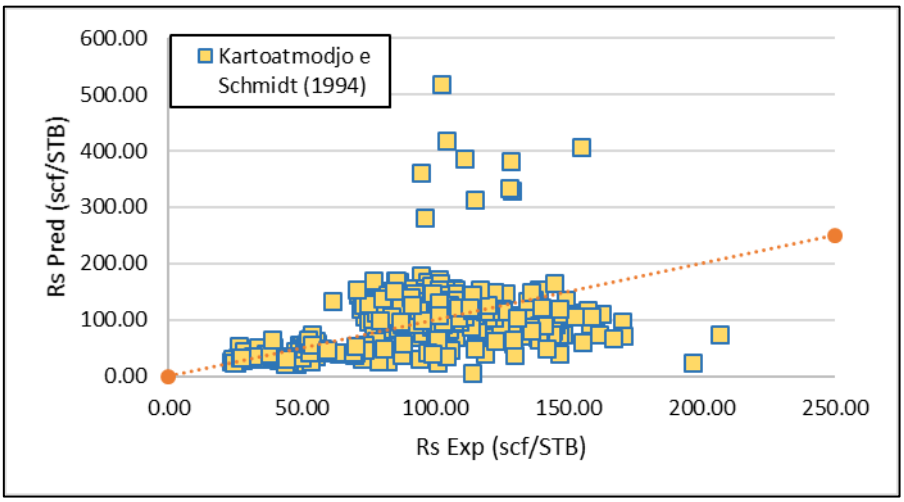
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Glaso (1980) apresentou um ARE de 21,42%, um AARE de 36,62%, Erro min de 0,03%, um Erro max de 319,15% e um R^2 de 0,1515 **(figura 4.19)**.

Figura 4.20: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Al-Marhoun (1980).



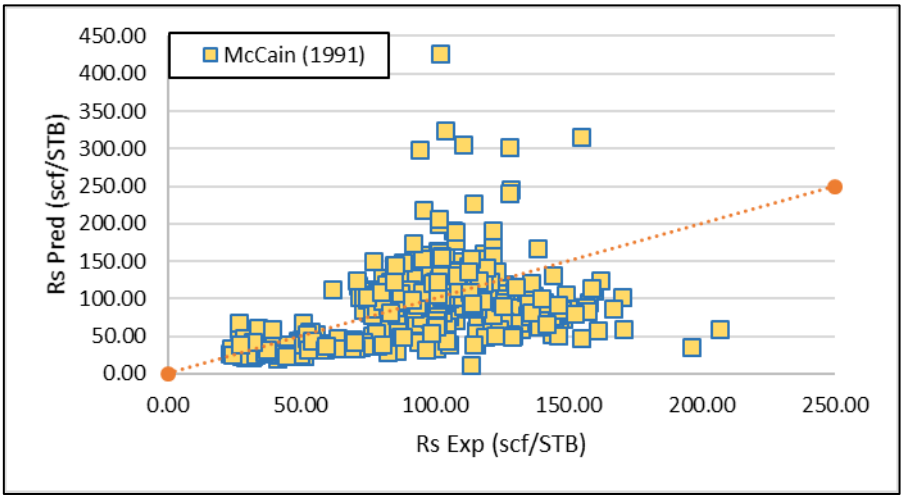
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Al-Marhoun (1980) apresentou um ARE de 31,77%, um AARE de 69,58%, Erro min de 0,35%, um Erro max de 652,39% e um R^2 de 0,0495 **(figura 4.20)**.

Figura 4.21: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1994).



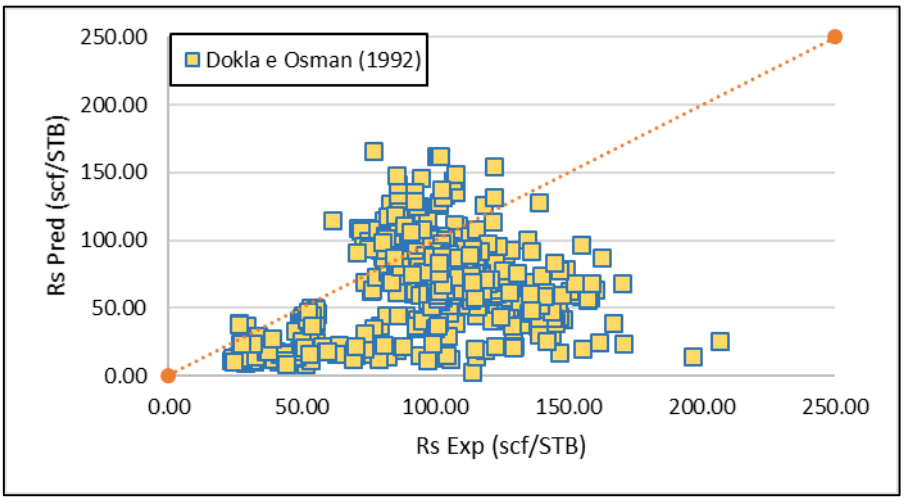
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1994) apresentou um ARE de 8,97%, um AARE de 32,02%, Erro min de 0,06%, um Erro max de 407,36% e um R^2 de 0,1223 **(figura 4.21)**.

Figura 4.22: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de McCain (1980).



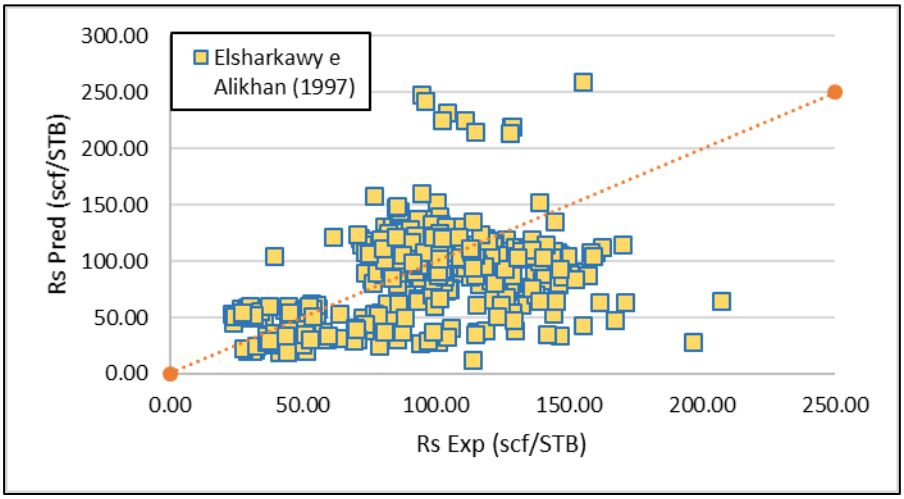
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de McCain (1980) apresentou um ARE de -1,71%, um AARE de 29,47%, Erro min de 0,08%, um Erro max de 318,05% e um R^2 de 0,1463 **(figura 4.22)**.

Figura 4.23: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Dokla e Osman (1992).



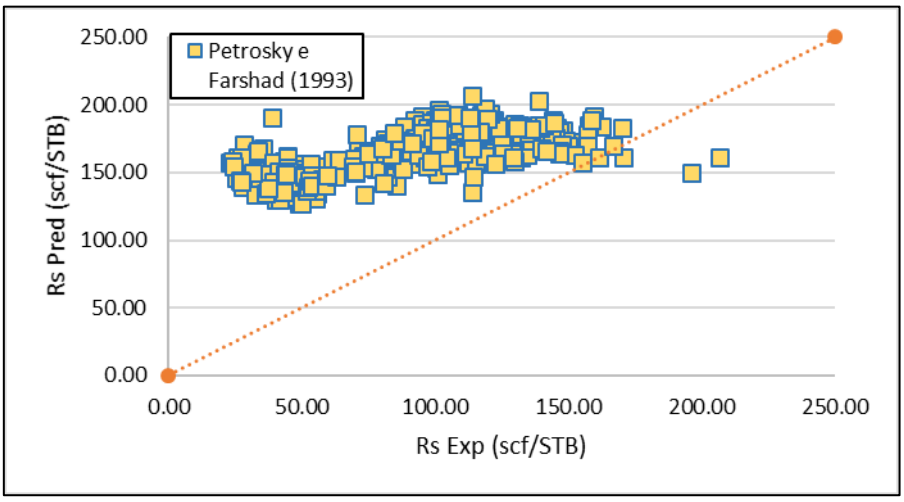
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Dokla e Osman (1992) apresentou um ARE de -31,03%, um AARE de 39,65%, Erro min de 0,31%, um Erro max de 116,07% e um R^2 de 0,0756 **(figura 4.23)**.

Figura 4.24: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997).



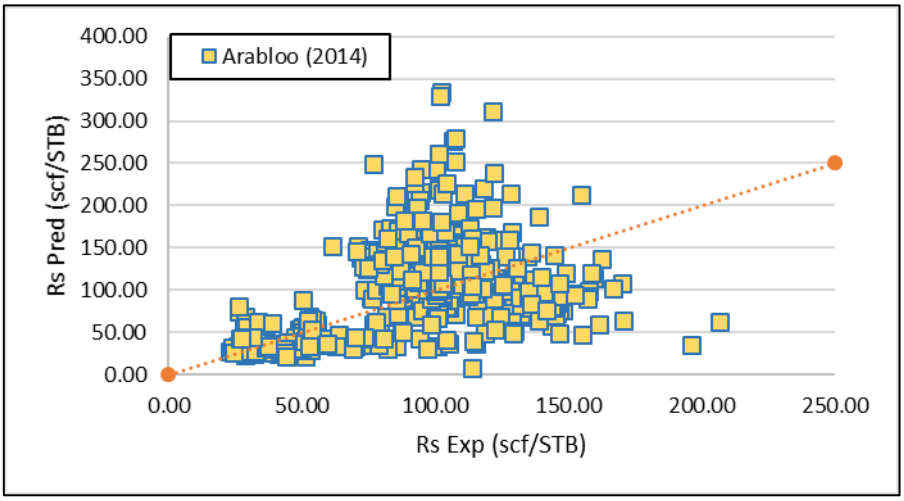
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997) apresentou um ARE de 0,91%, um AARE de 27,15%, Erro min de 0,01%, um Erro max de 167,51% e um R^2 de 0,1803 **(figura 4.24)**.

Figura 4.25: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Petrosky e Farshad (1998).



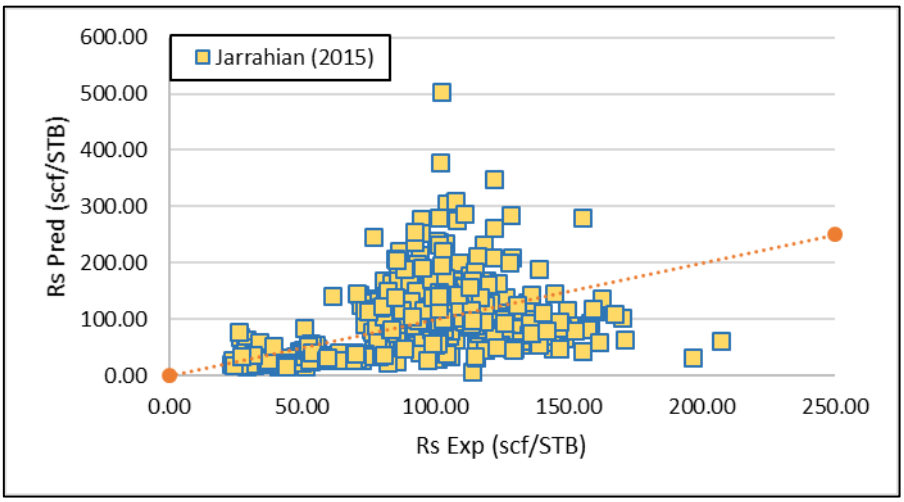
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Petrosky e Farshad (1998) apresentou um ARE de 103,06%, um AARE de 103,24%, Erro min de 0,19%, um Erro max de 581,89% e um R^2 de 0,1610 **(figura 4.25)**.

Figura 4.26: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Arabloo et. al. (2014).



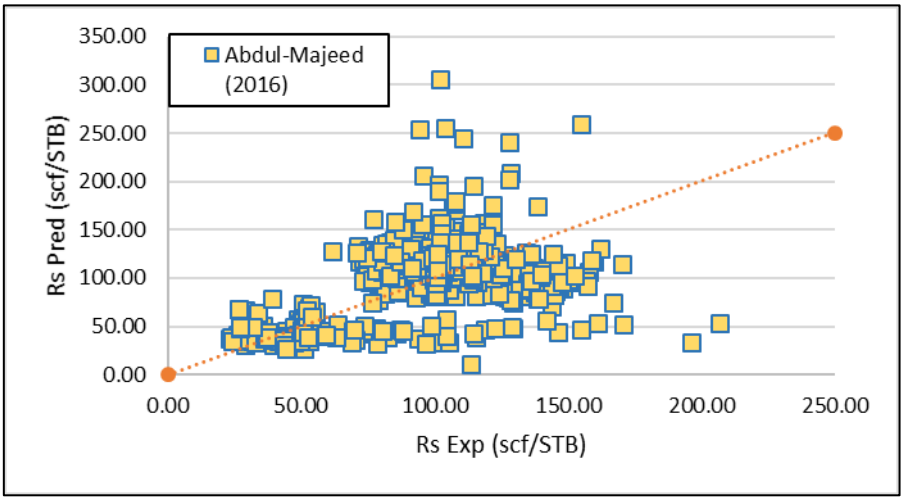
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Arabloo et. al. (2014) apresentou um ARE de 11,98%, um AARE de 37,31%, Erro min de 0,02%, um Erro max de 227,48% e um R^2 de 0,1071 **(figura 4.26)**.

Figura 4.27: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Jarrahian et. al. (2015).



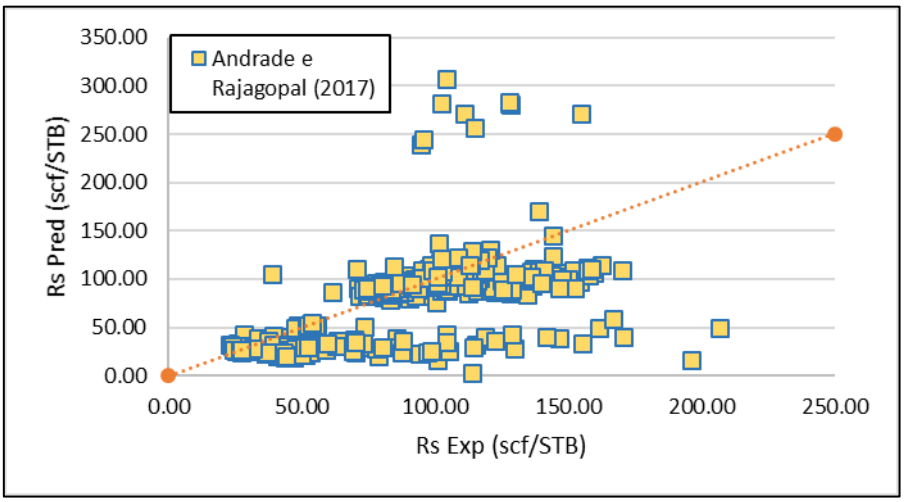
A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Jarrahian et. al. (2015) apresentou um ARE de 6,46%, um AARE de 40,14%, Erro min de 0,27%, um Erro max de 393,11% e um R^2 de 0,0977 **(figura 4.27)**.

Figura 4.28: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Abdul-Majeed (2016).



A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Abdul-Majeed (2016) apresentou um ARE de 9,07%, um AARE de 29,33%, Erro min de 0,03%, um Erro max de 199,64% e um R^2 de 0,1744 **(figura 4.28)**.

Figura 4.29: Estimação da razão de solubilidade pela correlação de Andrade e Rajagopal (2017).



A estimação da razão de solubilidade pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997) apresentou um ARE de -7,17%, um AARE de 19,55%, Erro min de 0,07%, um Erro max de 195,02% e um R^2 de 0,2799 **(figura 4.29)**.

Os erros percentuais na estimação da razão de solubilidade e o coeficiente de determinação para as correlações empíricas e para a rede neuronal artificial projetada são compilados na **Tabela 4.8**.

Pode ser observado que a rede neuronal apresenta o ARE mais próximo de zero o que significa que a rede não tem a tendência de subestimar ou superestimar os valores da razão de solubilidade. A rede neuronal possui o menor AARE, o segundo menor erro mínimo, o menor erro máximo e o maior coeficiente de correlação quando comparada as correlações empíricas.

Tabela 4.8: Erros percentuais e coeficiente de determinação dos métodos de estimação da razão de solubilidade.

Correlação	**ARE (%)**	**AARE (%)**	**Erro min (%)**	**Erro max (%)**	R^2
Standing (1947)	-1,05	29,63	0,08	318,01	0,1478
Vasquez e Beggs (1980)	-2,50	32,02	0,03	356,64	0,1184
Glaso (1980)	21,42	36,62	0,03	319,15	0,1515
Al-Marhoun (1988)	31,77	69,58	0,35	652,39	0,0495
Kartoatmodjo e Schmidt (1994)	8,97	32,02	0,06	407,36	0,1223
McCain (1991)	-1,71	29,47	0,08	318,05	0,1463
Dokla e Osman (1992)	-31,03	39,65	0,31	116,07	0,0756
Elsharkawy e Alikhan (1997)	0,91	27,15	0,01	167,51	0,1803
Petrosky e Farshad (1998)	103,06	103,24	0,19	581,89	0,1610
Arabloo et. al. (2014)	11,98	37,31	0,02	227,48	0,1071
Jarrahian et al. (2015)	6,46	40,14	0,27	393,11	0,0977
Abdul Majeed (2016)	9,07	29,33	0,03	199,64	0,1744
Andrade e Rajagopal (2017)	-7,17	19,55	0,07	195,02	0,2799
Redes Neuronais (este estudo)	0,78	11,76	0,02	56,00	0,7353

4.3.1.1 Distribuição dos erros na estimação da razão de solubilidade

O comportamento do AARE de predição da razão de solubilidade, para as redes neuronais artificiais e correlações empíricas, ao longo das faixas de pressão de separação, temperatura de separação, densidade do óleo morto, densidade do gás e valores estimados pode ser visto nas **Figuras 4.30** a **4.34** e **Tabelas 4.9** a **4.13**.

Figura 4.30: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de pressão de separação.

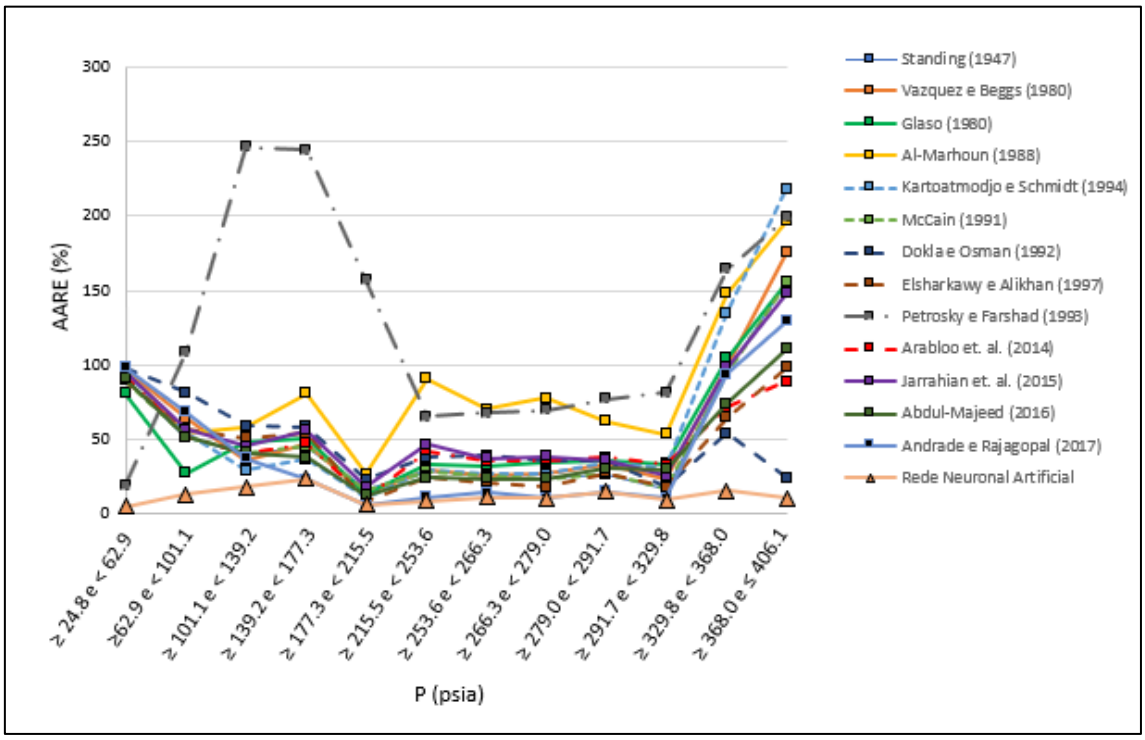


Figura 4.31: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de temperatura de separação.

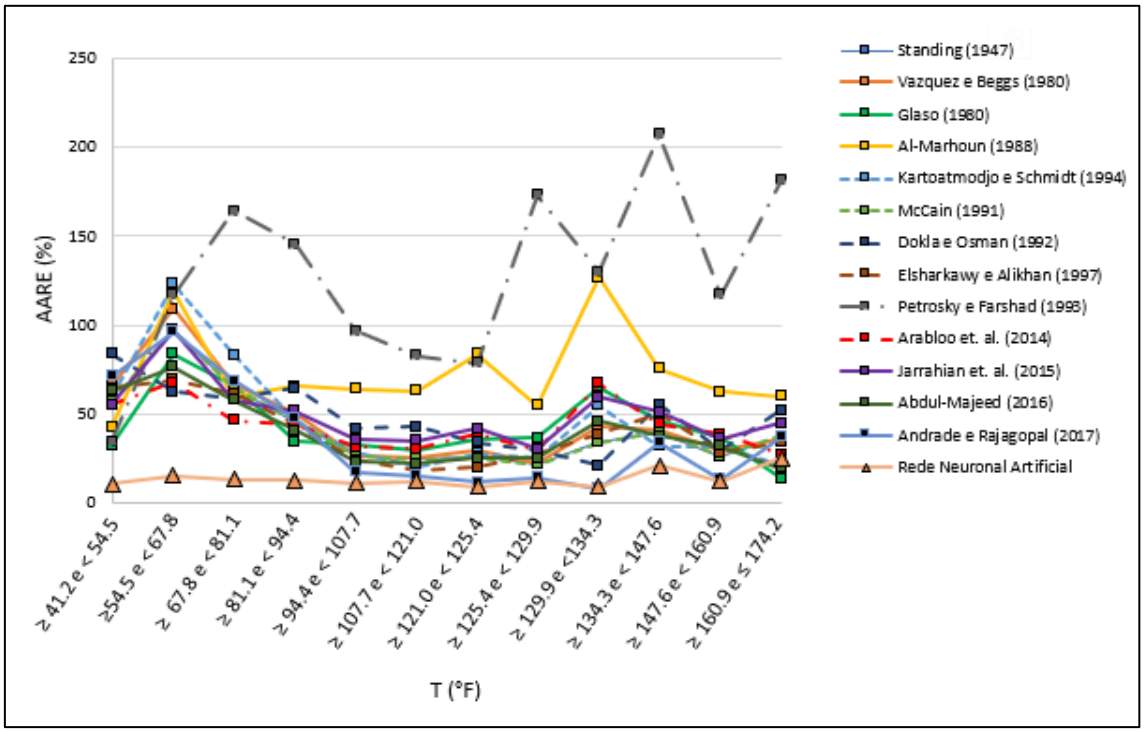


Figura 4.32: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de densidade do óleo morto.

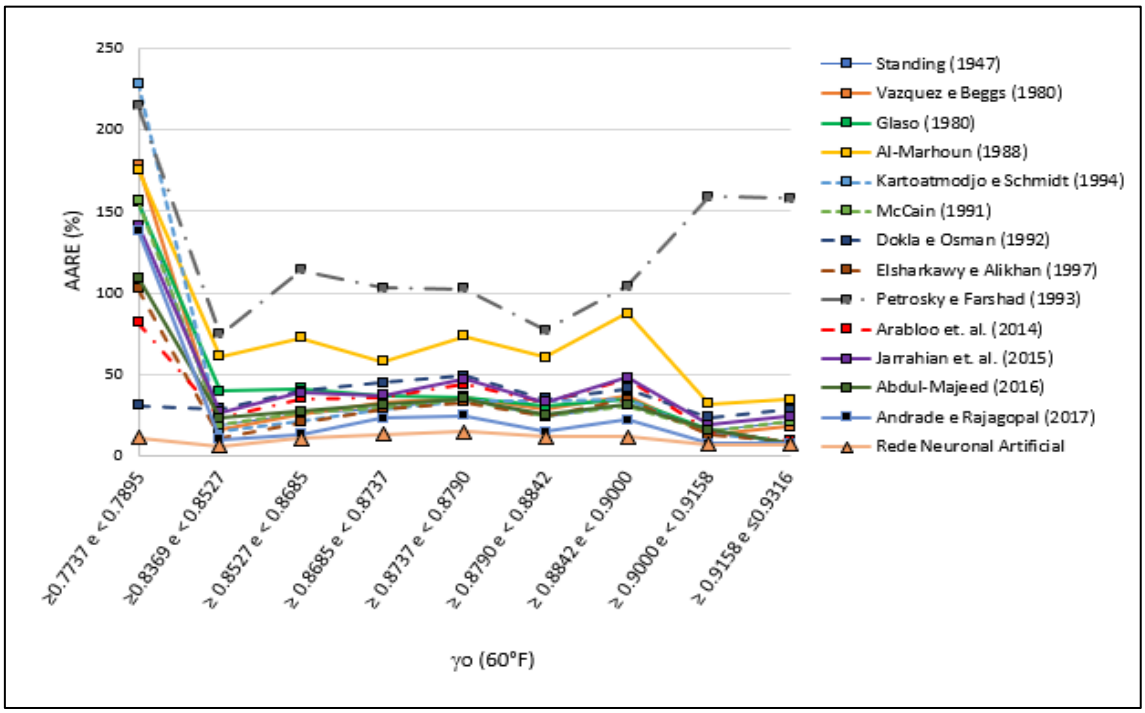


Figura 4.33: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de densidade do gás.

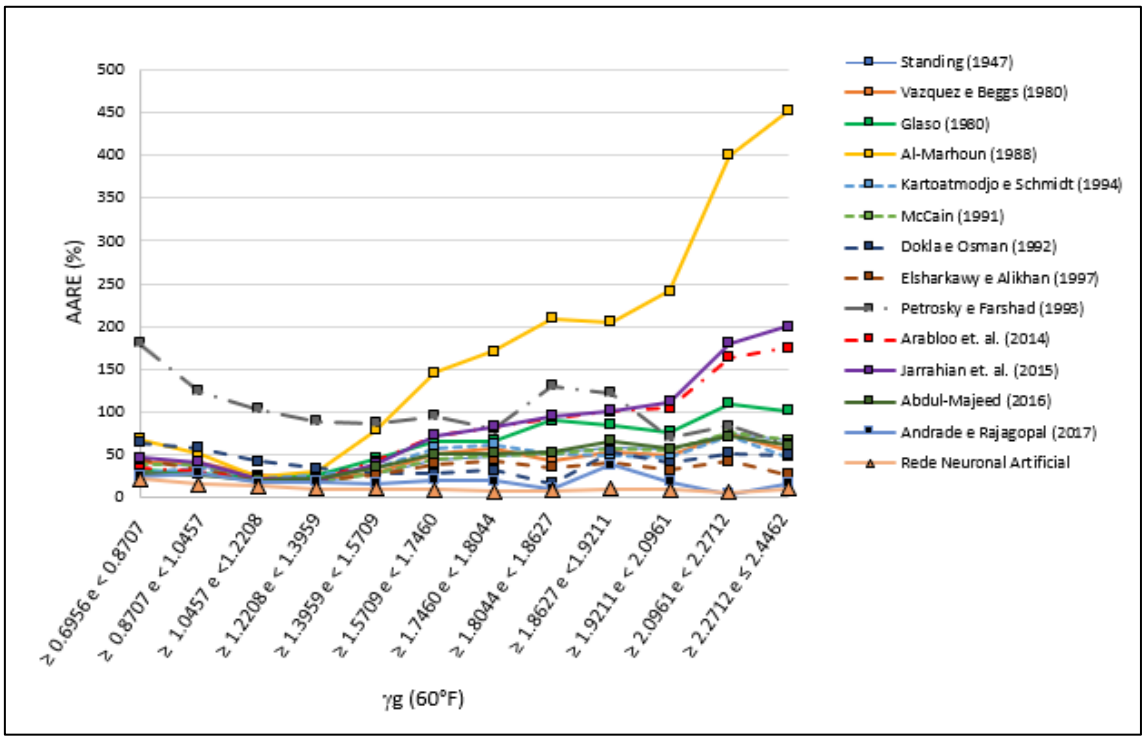
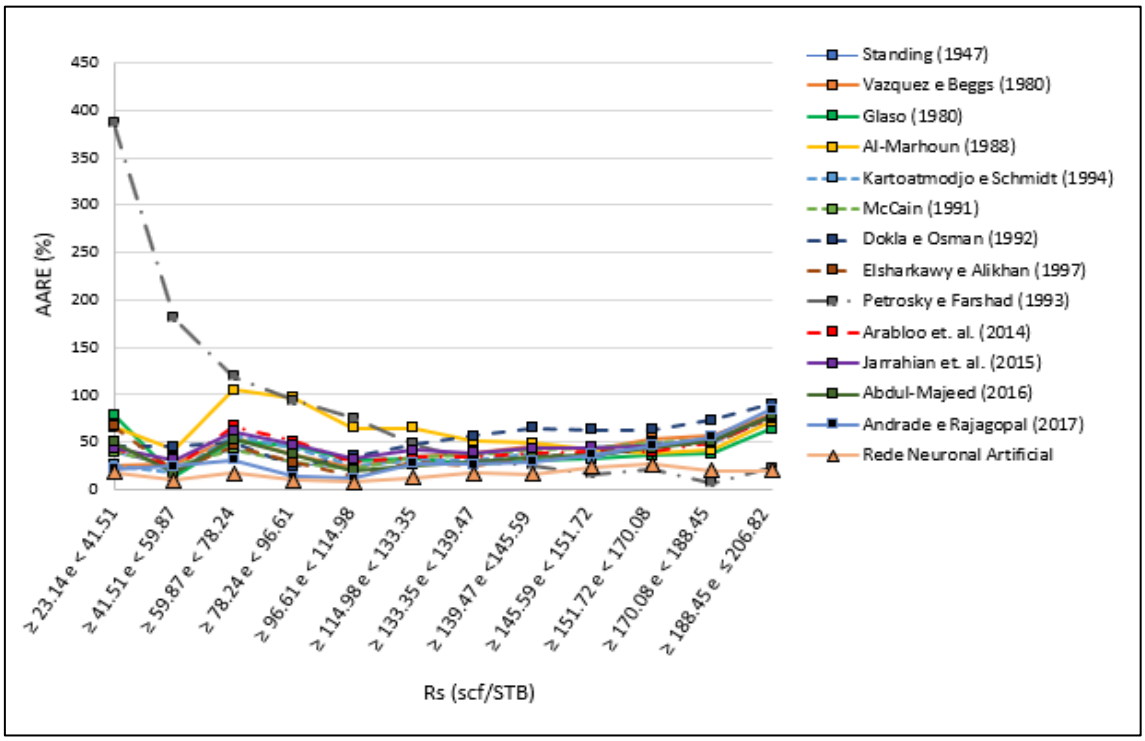


Figura 4.34: Comportamento do erro de predição da razão de solubilidade ao longo da faixa de valores estimados.



As correlações empíricas apresentam AARE de predição maiores em ambos os extremos da faixa de pressão de separação com exceção de Petrosky e Farshad (1998), que possui AARE mínimo no limite inferior e Dokla e Osman (1992) que possui AARE mínimo no limite superior. Para as redes neuronais artificiais, o AARE de predição aumenta do limite inferior, onde é mínimo, até seu valor máximo, de 23,16%, na faixa de 139,2 até 177,3 psia, nesta faixa seu AARE é marginalmente superior ao de Andrade e Rajagopal (2017) que é de 22,40%. Para as demais faixas de pressão de separação, o AARE das redes neuronais artificiais é inferior e apresenta menor variação em relação a todas as correlações empíricas. O AARE mínimo é de 4,43% na faixa entre 24,8 e 62,9 psia (**Figura 4.30** e **Tabela 4.9**).

A correlação de Al-Marhoun (1988) possui AARE máximo na faixa de temperatura entre 129,9 e 134,3 °F, a correlação de Petrosky e Farshad (1998) possui AARE máximo na faixa entre 134,3 e 147,6 °F, a correlação de Dokla e Osman (1992) possui AARE máximo na faixa entre 41,2 e 54,5 °F. As demais correlações possuem AARE máximo na faixa de 54,5 e 67,8 °F. As redes neuronais apresentam AARE máximo, de 24,96%, na faixa superior entre 160,9

e 174,2 °F. Entre o limite inferior e 134,3 °F o AARE das redes neuronais varia pouco. O AARE das redes neuronais é inferior ao de todas as correlações ao longo de toda a faixa de temperatura de separação com exceção da faixa entre 129,9 e 134,3 °F onde o AARE é maior que o de Andrade e Rajagopal (2017) (9,23% e 8,04% respectivamente). O AARE mínimo da rede neuronal é de 9,05% na faixa entre 121,0 e 125,4 °F (**Figura 4.31** e **Tabela 4.10**).

Com exceção da correlação de Dokla e Osman (1992), que possui AARE máximo na faixa entre 0,8737 e 0,8790, todas as correlações empíricas possuem AARE máximo na faixa de menor densidade do óleo morto, entre 0,7737 e 0,7895. A rede neuronal possui AARE menor que as correlações empíricas ao longo de toda a faixa de valores de densidade do óleo morto. Os AARE também variam menos ao longo da faixa que os AARE das correlações. O AARE máximo da rede neuronal é de 14,59% entre 0,8737 e 0,8790, o AARE mínimo é de 6,04% entre 0,8369 e 0,8527 (**Figura 4.32** e **tabela 4.11**).

A correlação de Andrade e Rajagopal (2017) apresentou AARE mais baixos que as redes neuronais para a faixa de densidade do gás entre 2,0961 e 2,2712, porém AARE maior nas demais faixas. A rede neuronal apresentou AARE menores que todas as outras correlações para todas as faixas de densidade do gás. O AARE máximo da rede foi de 21,25% entre 0,6956 e 0,8707, o AARE mínimo foi de 5,88% entre 2,0961 e 2,2712 (**Figura 4.33** e **Tabela 4.12**).

A correlação de Petrosky e Farshad apresenta menor AARE que as redes neuronais artificiais para estimações na faixa entre 145,59 e 188,45 scf/STB e AARE maior para as demais faixas. A rede neuronal apresenta AARE menor que todas as demais correlações ao longo de toda a faixa de estimação da razão de solubilidade. O AARE máximo foi de 26,25% entre 151,72 e 170,08 scf/STB, o AARE mínimo foi 8,29% entre 96,61 e 114,98 scf/STB (**Figura 4.34** e **Tabela 4.13**).

Tabela 4.9: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da pressão de separação.

Intervalo														
							AARE (%)							
P (psia)	**Stand.**	**Vaz. e Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Arabloo**	**Jarra.**	**Abdul.**	**Andr. e Raja.**	**RNA**
≥ 24,8 e < 62,9	89,15	96,42	80,39	96,00	94,68	89,15	97,59	89,58	19,07	92,62	94,70	90,79	98,05	4,43
≥ 62,9 e < 101,1	51,29	63,58	27,11	53,74	54,28	51,29	81,17	56,15	108,63	52,01	56,43	51,56	67,90	12,73
≥ 101,1 e < 139,2	40,41	35,89	47,52	57,96	28,90	40,41	58,71	50,84	246,29	41,04	45,38	40,74	36,73	17,46
≥ 139,2 e < 177,3	44,93	46,05	50,81	80,57	36,10	44,93	57,96	54,09	244,39	46,66	55,67	37,80	22,40	23,16
≥ 177,3 e < 215,5	15,55	12,61	12,47	26,30	10,56	15,55	22,63	8,62	156,76	10,48	17,53	12,09	5,51	6,18
≥ 215,5 e < 253,6	28,00	29,28	32,38	90,71	29,56	28,00	37,61	24,85	65,25	42,26	46,51	23,80	10,99	8,66
≥ 253,6 e < 266,3	24,93	25,71	32,00	69,79	26,14	24,93	38,67	21,01	67,57	34,84	36,91	23,59	13,81	10,73
≥ 266,3 e < 279,0	23,56	26,25	33,90	77,48	26,60	23,56	35,22	18,00	69,51	36,02	37,94	23,36	10,24	10,15
≥ 279,0 e < 291,7	26,36	32,46	34,89	61,80	33,94	26,36	36,01	26,98	76,90	37,76	36,01	29,99	14,49	14,78
≥ 291,7 e < 329,8	16,57	22,38	33,18	52,97	30,53	16,57	17,71	17,75	81,33	32,53	25,21	29,72	10,09	8,78
≥ 329,8 e < 368,0	94,37	99,21	104,14	147,91	134,60	94,39	53,56	64,51	164,25	71,03	98,14	73,84	93,37	15,07
≥ 368,0 e ≤ 406,1	155,53	175,28	155,26	196,44	217,86	155,56	23,71	97,81	199,17	88,76	147,73	110,26	128,95	10,36

Tabela 4.10: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da temperatura de separação.

Intervalo	**AARE (%)**													
T (°F)	**Stand.**	**Vaz. e Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Arabloo**	**Jarra.**	**Abdul.**	**Andr. e Raja.**	**RNA**
≥ 41,2 e < 54,5	57,31	65,97	32,64	42,73	59,28	57,31	83,62	64,76	34,34	54,98	55,24	62,83	71,42	10,71
≥ 54,5 e < 67,8	97,19	109,31	83,63	118,31	123,09	97,20	62,26	69,03	116,96	67,83	97,06	76,34	96,20	15,24
≥ 67,8 e < 81,1	64,66	67,02	66,20	60,04	83,08	64,66	59,04	61,34	164,03	46,21	57,55	57,72	68,55	13,20
≥ 81,1 e < 94,4	45,69	50,67	34,69	65,50	45,82	45,69	64,66	43,56	145,64	44,05	51,85	40,64	47,62	12,81
≥ 94,4 e < 107,7	26,66	26,67	32,80	64,21	28,48	26,66	41,94	23,92	96,89	31,61	35,55	23,27	17,16	11,28
≥ 107,7 e < 121,0	24,49	25,05	29,77	62,95	20,53	24,49	42,63	18,39	82,87	30,48	34,87	22,02	15,19	12,22
≥ 121,0 e < 125,4	25,49	29,14	35,71	83,59	27,69	25,49	34,07	19,73	78,47	39,08	41,79	25,19	11,56	9,05
≥ 125,4 e < 129,9	21,55	21,97	36,57	54,96	25,05	21,56	29,78	27,32	172,75	29,10	30,45	25,01	14,46	11,89
≥ 129,9 e <134,3	34,05	42,55	65,14	126,61	54,92	34,06	20,74	38,65	129,82	67,08	59,15	45,92	8,04	9,23
≥ 134,3 e < 147,6	39,49	40,51	46,47	75,54	31,68	39,49	55,02	50,77	207,04	44,09	51,10	37,68	34,19	21,16
≥ 147,6 e < 160,9	25,98	29,38	36,78	62,37	31,83	25,98	29,87	28,16	116,81	38,49	35,86	32,02	12,95	12,37
≥ 160,9 e ≤ 174,2	37,69	35,67	13,49	59,67	20,84	37,69	52,24	34,04	181,11	27,23	44,70	19,51	37,12	24,96

Tabela 4.11: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da densidade do óleo morto.

Intervalo	**AARE (%)**													
γo (60°F)	**Stand.**	**Vaz. e Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Arabloo**	**Jarra.**	**Abdul.**	**Andr. e Raja.**	**RNA**
≥ 0,7737 e < 0,7895	156,47	178,74	155,43	175,48	228,39	156,49	30,61	102,54	214,52	81,91	141,13	109,41	138,21	11,17
≥ 0,8369 e < 0,8527	18,72	15,78	39,62	60,85	14,81	18,73	28,63	10,42	74,24	23,12	26,74	22,85	10,24	6,04
≥ 0,8527 e < 0,8685	26,31	25,20	41,17	72,29	21,36	26,31	39,82	20,36	113,60	35,22	38,41	27,02	13,44	10,82
≥ 0,8685 e < 0,8737	29,07	32,19	37,15	57,79	28,00	29,07	44,81	28,94	102,77	36,28	36,92	31,37	22,87	12,97
≥ 0,8737 e < 0,8790	35,01	35,82	35,71	73,52	33,38	35,01	49,24	33,02	102,66	43,84	46,71	34,94	24,63	14,59
≥ 0,8790 e < 0,8842	23,91	28,06	30,24	60,25	33,35	23,91	35,20	24,52	77,01	32,98	32,84	24,93	15,00	11,73
≥ 0,8842 e < 0,9000	30,86	36,74	35,23	87,43	35,17	30,86	41,47	34,39	103,93	47,32	47,98	31,47	22,15	11,70
≥ 0,9000 e < 0,9158	15,10	12,94	16,26	32,00	13,51	15,09	23,49	12,70	159,15	15,50	19,09	15,59	7,36	7,24
≥ 0,9158 e ≤0,9316	21,18	17,77	7,34	34,61	7,46	21,18	28,08	8,48	158,15	8,84	24,06	7,29	7,25	7,01

Tabela 4.12: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da densidade do gás.

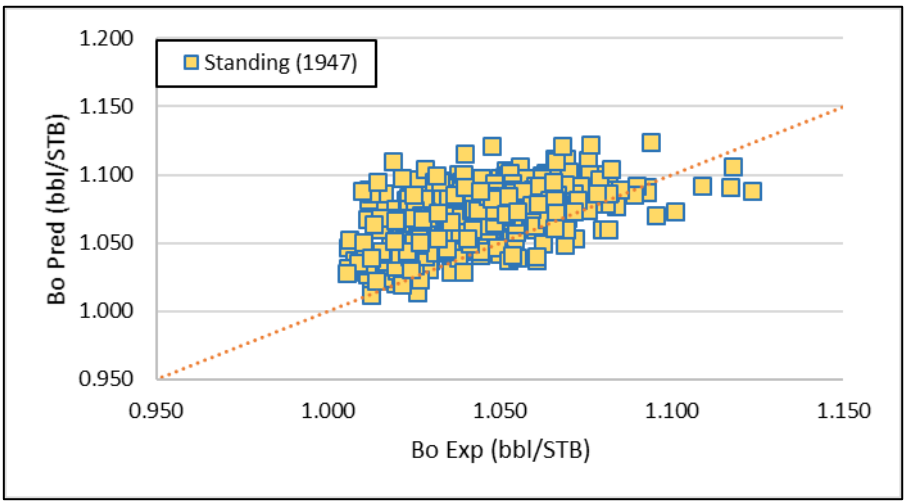
Intervalo	**AARE (%)**													
γg (60°F)	**Stand.**	**Vaz. e Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Arabloo**	**Jarra.**	**Abdul.**	**Andr. e Raja.**	**RNA**
≥ 0,6956 e < 0,8707	38,43	40,04	32,93	68,26	27,78	38,43	64,14	45,26	180,08	34,08	45,84	27,63	24,77	21,25
≥ 0,8707 e < 1,0457	38,17	39,84	27,77	51,21	33,47	38,17	57,80	33,09	123,67	30,78	41,06	26,66	28,49	15,00
≥ 1,0457 e <1,2208	21,63	25,16	21,64	24,37	22,07	21,63	41,49	20,86	103,05	19,12	22,70	19,86	17,53	12,48
≥ 1,2208 e < 1,3959	18,05	21,68	26,61	30,38	25,74	18,05	33,74	18,97	88,66	20,27	19,30	20,93	18,02	10,19
≥ 1,3959 e < 1,5709	26,98	27,86	44,84	78,78	34,41	26,99	27,16	25,36	86,43	42,46	38,88	34,37	16,54	9,74
≥ 1,5709 e < 1,7460	44,41	50,24	65,68	145,60	57,52	44,42	27,69	39,01	95,31	71,72	71,77	49,93	20,61	8,41
≥ 1,7460 e < 1,8044	48,17	55,99	66,18	170,67	62,18	48,18	31,57	42,80	79,06	81,06	82,62	51,17	19,61	6,81
≥ 1,8044 e < 1,8627	50,85	42,94	90,01	209,17	50,94	50,86	15,53	34,72	130,14	93,08	95,33	51,86	10,17	7,64
≥ 1,8627 e <1,9211	57,93	52,76	84,27	204,84	48,85	57,93	53,48	39,89	121,49	100,04	101,23	65,92	38,27	10,09
≥ 1,9211 e < 2,0961	55,49	48,40	75,69	241,64	46,59	55,50	39,47	31,42	69,83	103,91	111,56	56,23	17,82	8,67
≥ 2,0961 e < 2,2712	74,86	72,84	109,28	400,23	71,58	74,87	51,76	42,00	83,77	162,99	179,49	71,25	3,19	5,88
≥ 2,2712 e ≤ 2,4462	66,88	54,51	100,58	452,01	47,15	66,89	49,14	25,94	61,98	174,44	199,17	60,61	15,75	10,12

Tabela 4.13: Perfil do erro na estimação da razão de solubilidade em função da faixa estimada.

Intervalo	**AARE (%)**													
Rs (scf/STB)	**Stand.**	**Vaz. e Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Arabloo**	**Jarra.**	**Abdul.**	**Andr. e Raja.**	**RNA**
≥ 23,14 e < 41,51	39,75	24,70	78,52	65,33	26,05	39,76	44,90	66,85	385,92	43,26	42,98	50,10	21,97	18,34
≥ 41,51 e < 59,87	24,71	27,40	13,61	42,17	18,37	24,71	44,84	20,15	181,11	22,36	31,51	17,04	25,14	10,13
≥ 59,87 e < 78,24	42,32	55,41	51,69	104,89	56,56	42,32	50,15	46,33	118,71	66,71	61,52	52,34	30,95	17,42
≥ 78,24 e < 96,61	28,64	36,96	46,08	96,81	44,56	28,65	24,64	28,83	94,14	50,79	47,42	36,92	13,28	10,03
≥ 96,61 e < 114,98	21,71	23,01	30,26	64,77	24,40	21,71	34,91	14,26	75,39	27,98	32,50	19,63	11,91	8,29
≥ 114,98 e < 133,35	34,59	33,86	31,93	64,68	30,29	34,59	47,78	28,60	48,49	34,00	41,69	25,74	27,88	12,96
≥ 133,35 e < 139,47	37,08	37,59	26,90	50,78	29,85	37,08	56,65	25,99	31,16	34,36	39,15	28,09	26,27	17,45
≥ 139,47 e <145,59	42,23	45,99	30,63	49,08	38,47	42,23	64,81	32,86	25,18	38,95	43,72	34,20	29,32	15,84
≥ 145,59 e < 151,72	44,11	42,02	32,12	41,29	32,56	44,11	62,75	40,72	16,71	39,75	44,49	37,08	37,02	23,45
≥ 151,72 e < 170,08	48,96	53,57	35,78	38,55	49,51	48,96	63,25	47,91	21,54	39,71	45,37	42,99	46,10	26,25
≥ 170,08 e < 188,45	52,64	56,74	37,69	41,16	50,28	52,64	73,04	47,67	6,79	49,45	51,28	51,14	55,94	20,12
≥ 188,45 e ≤ 206,82	76,63	80,21	64,05	71,12	75,53	76,63	90,36	77,22	22,95	76,15	77,26	78,36	84,19	20,37

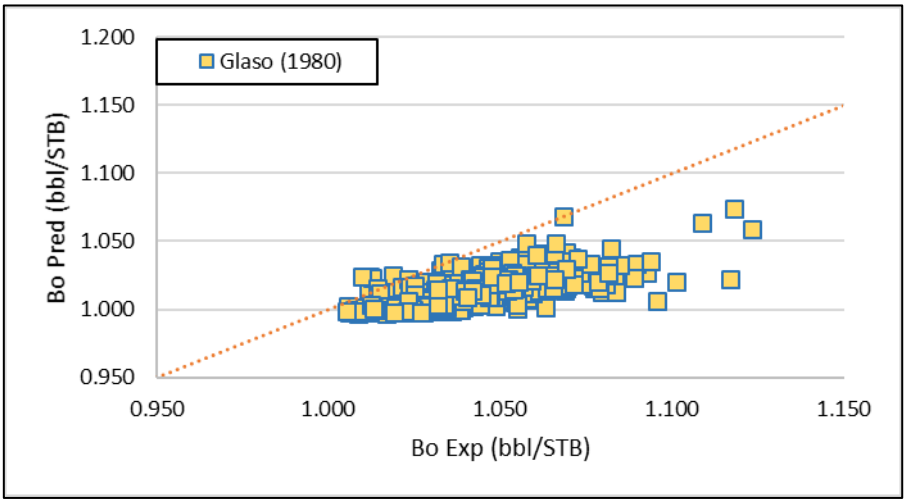
4.3.2 Correlações para o Fator Volume de Formação do óleo

4.35: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Standing (1947).



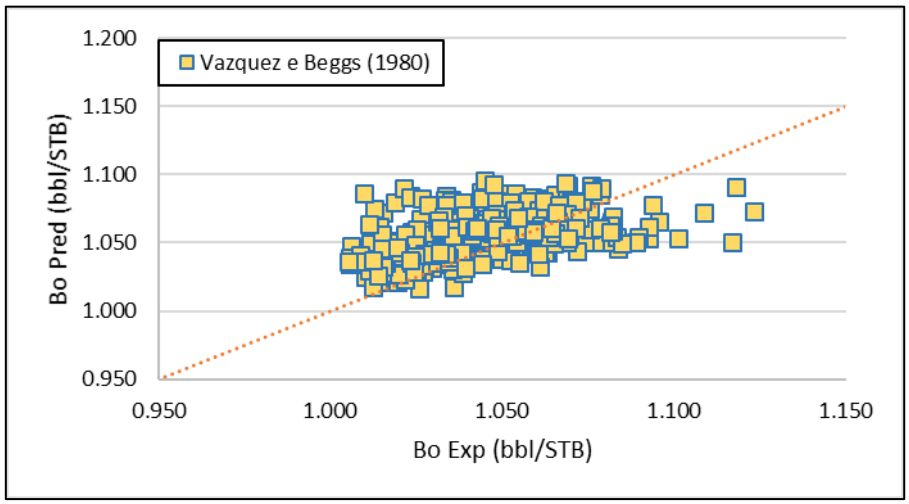
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Standing (1947) apresentou um ARE de 2,57%, um AARE de 2,71%, Erro min de 0,01%, um Erro max de 8.98% e um R^2 de 0,2067 **(figura 4.35)**.

Figura 4.36: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Glaso (1980).



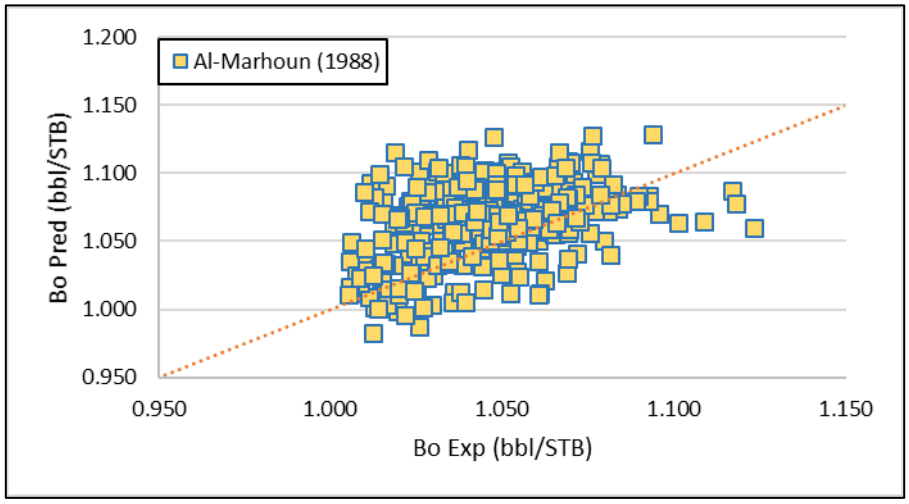
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Glaso (1980) apresentou um ARE de -2,87%, um AARE de 2,89%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 8,46% e um R^2 de 0,4000 **(figura 4.36)**.

Figura 4.37: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Vasquez e Beggs (1980).



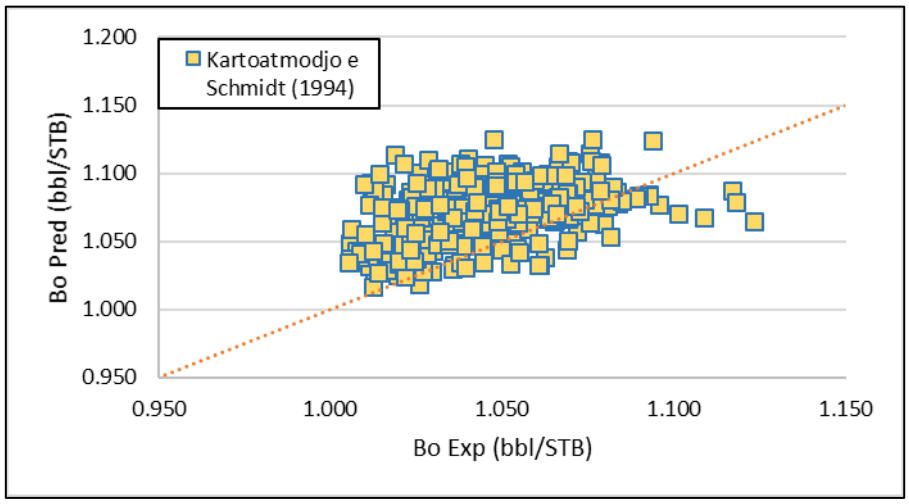
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Vasquez e Beggs (1980) apresentou um ARE de 0,98%, um AARE de 1,50%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 7,51% e um R^2 de 0,1607 **(figura 4.37)**.

Figura 4.38: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Al-Marhoun (1988).



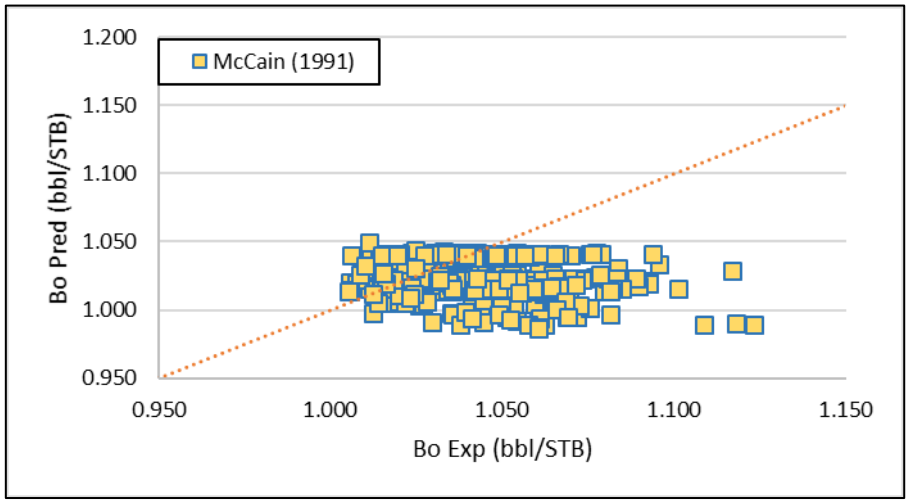
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Al-Marhoun (1988) apresentou um ARE de 2,01%, um AARE de 2,50%, Erro min de 0,01%, um Erro max de 9,46% e um R^2 de 0,1176 **(figura 4.38)**.

Figura 4.39: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1994).



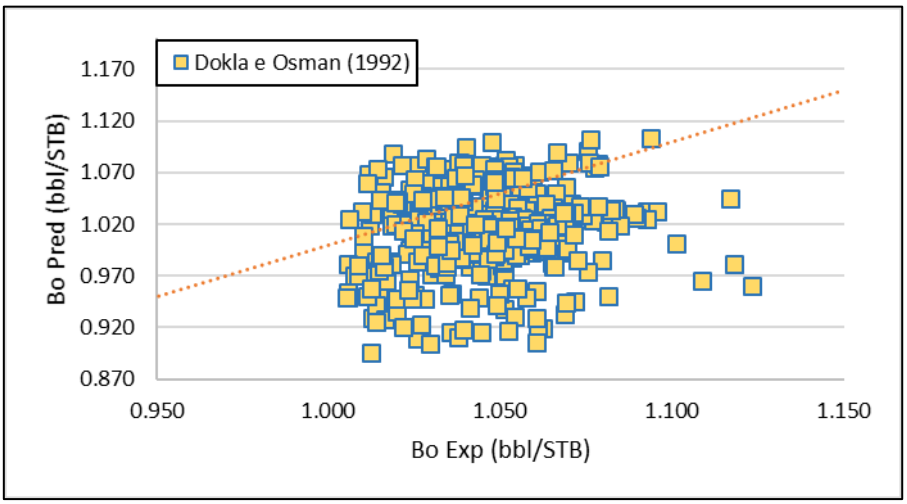
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1994) apresentou um ARE de 2,74%, um AARE de 2,93%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 9,34% e um R^2 de 0,1115 **(figura 4.39)**.

Figura 4.40: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de McCain (1991).



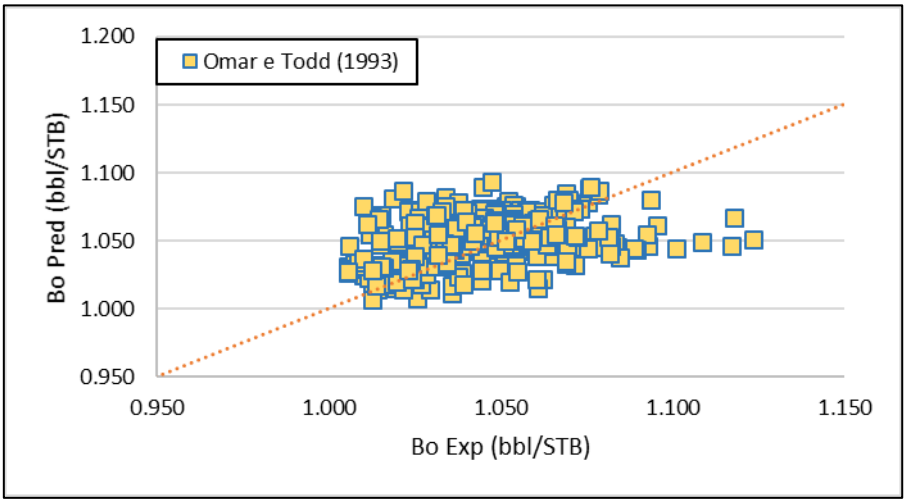
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de McCain (1980) apresentou um ARE de -2,24%, um AARE de 2,62%, Erro min de 0,01%, um Erro max de 11,94% e um R^2 de 0,0510 **(figura 4.40)**.

Figura 4.41: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Dokla e Osman (1992).



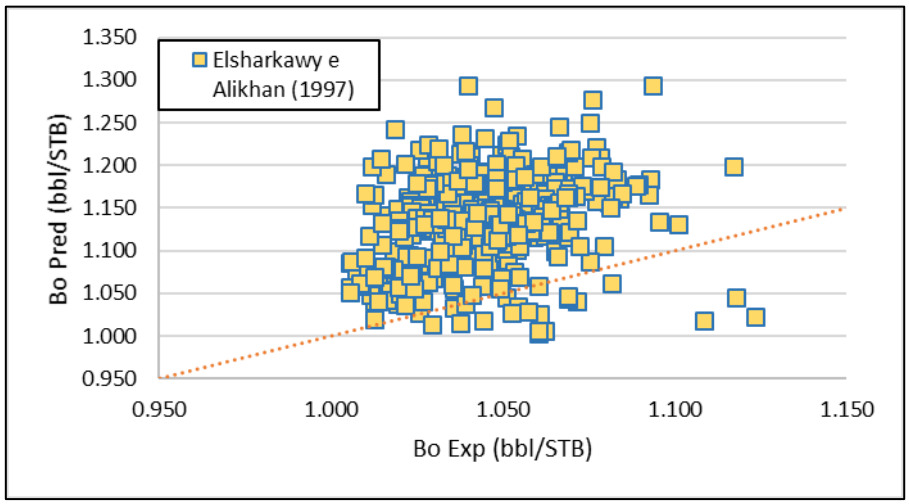
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Dokla e Osman (1992) apresentou um ARE de -2,93%, um AARE de 3,85%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 14,62% e um R^2 de 0,0109 **(figura 4.41)**.

Figura 4.42: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Omar e Todd (1993).



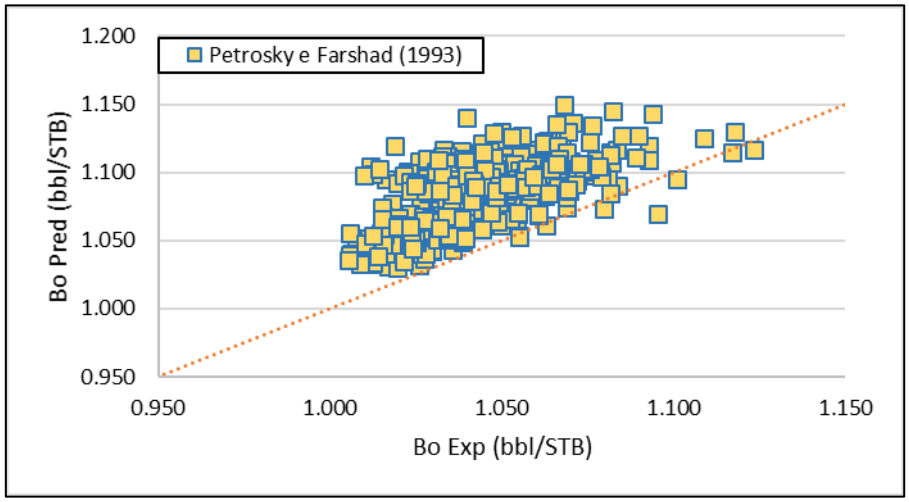
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Omar e Todd (1993) apresentou um ARE de – 0,49%, um AARE de 1,46%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 6,53% e um R^2 de 0,0784 **(figura 4.42)**.

Figura 4.43: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997).



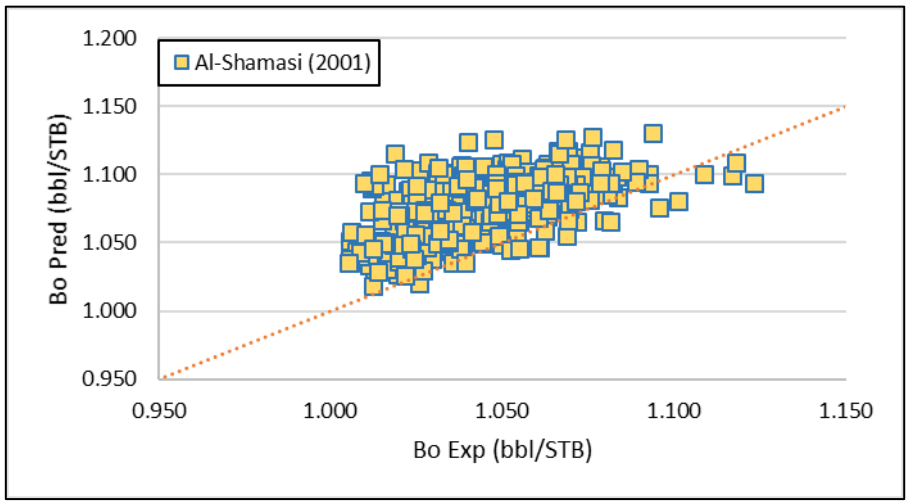
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Elsharkawy e Alikhan (1997) apresentou um ARE de 8,69%, um AARE de 8,95%, Erro min de 0,07%, um Erro max de 24,48% e um R^2 de 0,0551 **(figura 4.43)**.

Figura 4.44: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Petrosky e Farshad (1998).



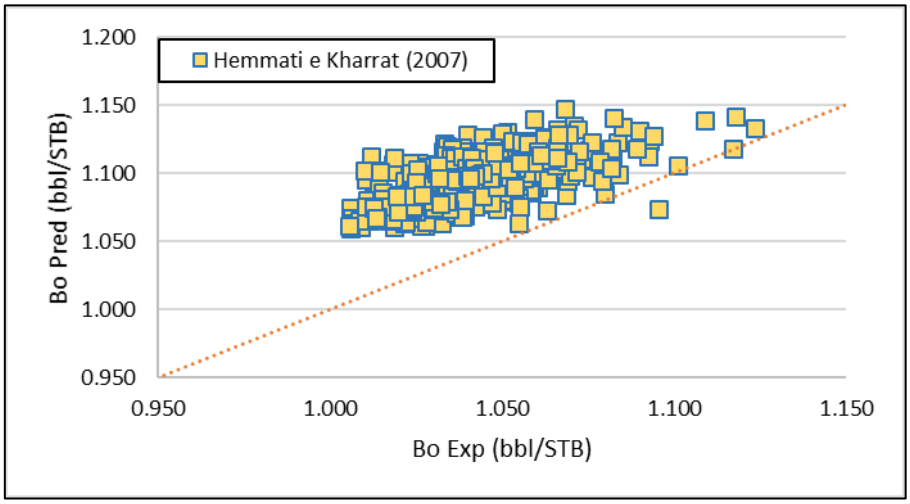
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Petrosky e Farshad (1998) apresentou um ARE de 3,91%, um AARE de 3,93%, Erro min de 0,11%, um Erro max de 9,86% e um R^2 de 0,3540 **(figura 4.44)**.

Figura 4.45: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Al-Shamasi (2001).



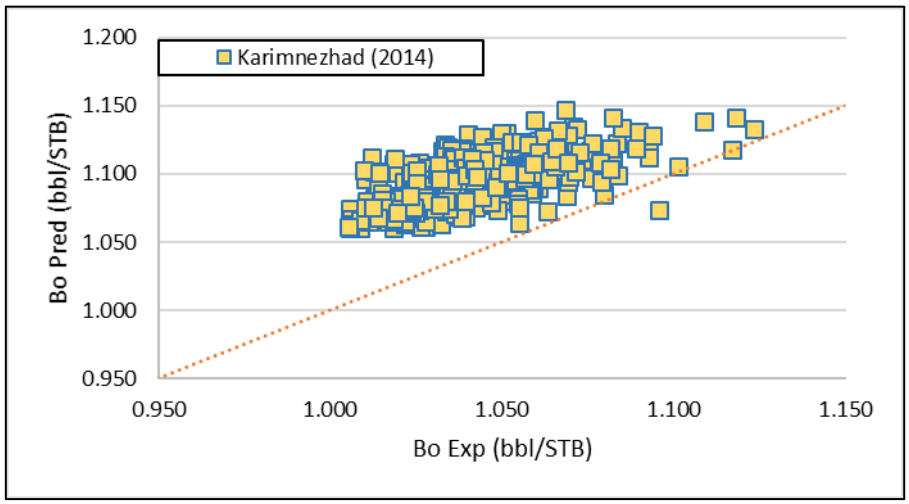
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Al-Shamasi (2001) apresentou um ARE de 3,20%, um AARE de 3,28%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 9,46% e um R^2 de 0,2220 **(figura 4.45)**.

Figura 4.46: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Hemmati e Kharrat (2007).



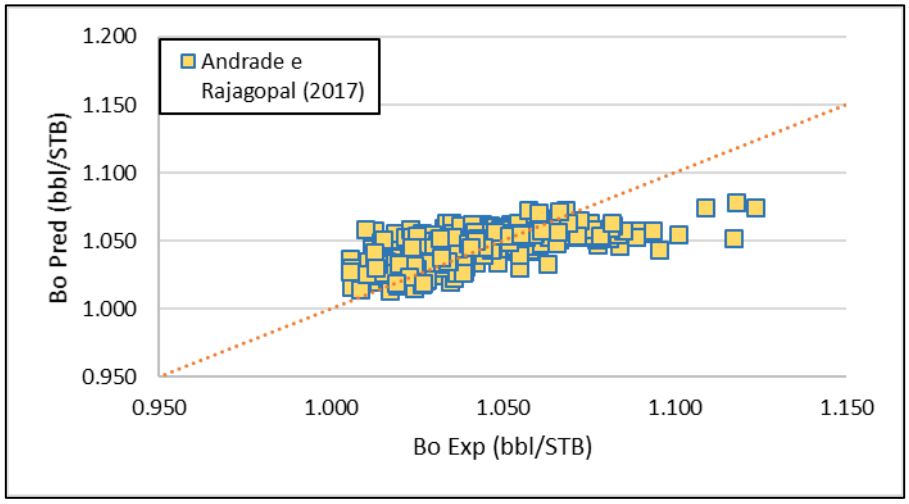
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Hemmati e Kharrat (2007) apresentou um ARE de 4,31%, um AARE de 4,35%, Erro min de 0,00%, um Erro max de 10,79% e um R^2 de 0,1291 **(figura 4.46)**.

Figura 4.47: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação de Karimnezhad et. al. (2014).



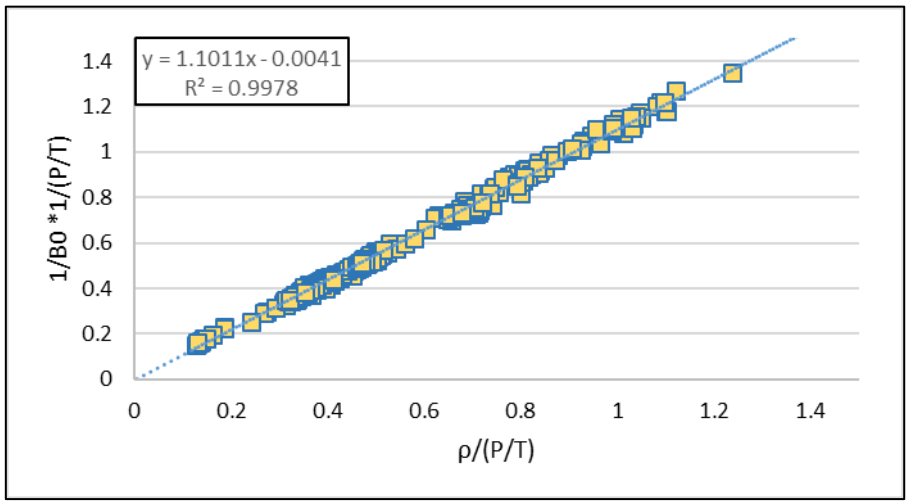
A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Karimnezhad et. al. (2014) apresentou um ARE de 4,99%, um AARE de 5,00%, Erro min de 0,10%, um Erro max de 9,93% e um R^2 de 0,3444 **(figura 4.47)**.

Figura 4.48: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação Andrade e Rajagopal (2017).



A estimação do fator volume de formação do óleo pela correlação de Karimnezhad et. al. (2014) apresentou um ARE de 0,32%, um AARE de 1,04%, Erro min de 0,01%, um Erro max de 5,80% e um R^2 de 0,3893 **(figura 4.48)**.

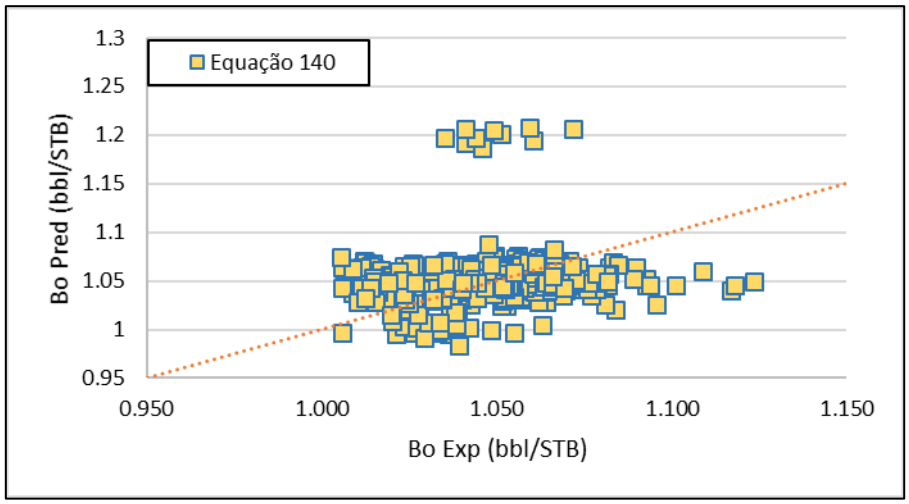
Figura 4.49: Correlação entre o fator volume de formação do óleo e a massa específica do óleo morto.



A **Figura 4.49** mostra que a correlação observada por Bucci (2014) entre o fator de encolhimento $(^1/_{B_o})$ é válida para as amostras deste estudo. Através da regressão linear dos dados foi possível obter a seguinte relação:

$$\frac{1}{B_o} = 1{,}1011 \times \rho_o - 4{,}1 \times 10^{-3} \times \frac{P}{T} \qquad (142)$$

Figura 4.50: Estimação do fator volume de formação de óleo pela correlação baseada em Bucci (2014).



Os erros percentuais na estimação do volume de formação do óleo e o coeficiente de determinação para as correlações empíricas e para a rede neuronal artificial projetada são compilados na **Tabela 4.14**.

Tabela 4.14: Erros percentuais e coeficiente de determinação dos métodos de estimação do volume de formação do óleo vivo.

Correlação	**ARE (%)**	**AARE (%)**	**Erro min (%)**	**Erro max (%)**	R^2
Standing (1947)	2,57	2,71	0,01	8,98	0,2067
Vasquez e Beggs (1980)	0,98	1,50	0,00	7,51	0,1607
Glaso (1980)	-2,87	2,89	0,00	8,46	0,4000
Al-Marhoun (1988)	2,01	2,50	0,01	9,46	0,1176
Kartoatmodjo e Schmidt (1994)	2,74	2,93	0,00	9,34	0,1115
McCain (1991)	-2,24	2,62	0,01	11,94	0,0510
Dokla e Osman (1992)	-2,93	3,85	0,00	14,62	0,0109
Omar e Todd (1993)	0,49	1,46	0,00	6,53	0,0784
Elsharkawy e Alikhan (1997)	8,69	8,95	0,07	24,48	0,0551
Petrosky e Farshad (1998)	3,91	3,93	0,11	9,86	0,3540
Al-Shamasi (2001)	3,20	3,28	0,00	9,46	0,2220
Hemmati e Kharrat (2007)	4,31	4,35	0,00	10,79	0,1291
Karimnezhad (2014)	4,99	5,00	0,10	9,93	0,3444
Equação 142[a]	0,45	1,76	0,00	15,86	0,0239
Andrade e Rajagopal (2017)	0,32	1,04	0,01	5,80	0,3893
Rede Neuronal (este estudo)	0,00	0,96	0,00	5,91	0,4318

[a]Correlação baseada na relação entre 1/Bo e ρ_o identificada por Bucci (2014).

Ser observado pela **Tabela 4.14** que a rede neuronal projetada possui um ARE de 0,00% o que indica que não existe tendência a superestimar ou subestimar o valor de B_o. A rede possui o menor AARE, o menor erro mínimo e o maior coeficiente de determinação. O erro relativo máximo da rede é marginalmente superior ao de Andrade e Rajagopal (2017). Pode ser observado que as correlações de Glaso (1980), Al-Marhoun (1988), McCain (1991), Dokla e Osman (1992) e a **equação 142** (**Figuras 4.36, 4.38, 4.40, 4.41** e **4.50**

respectivamente) preveem valore de B_o menores que 1 para diversas amostras, esse resultado não reflete o comportamento real de B_o que sempre é maior que a unidade.

4.3.2.1 Distribuição dos erros na estimação do fator volume de formação do óleo.

O comportamento do AARE de predição do fator volume de formação do óleo, para as redes neuronais artificiais e correlações empíricas, ao longo das faixas de pressão de separação, temperatura de separação, densidade do óleo morto, densidade do gás e valores estimados pode ser visto nas **Figura 4.51** a **4.55** e **Tabelas 4.15** a **4.19**.

Figura 4.51: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de pressão de separação.

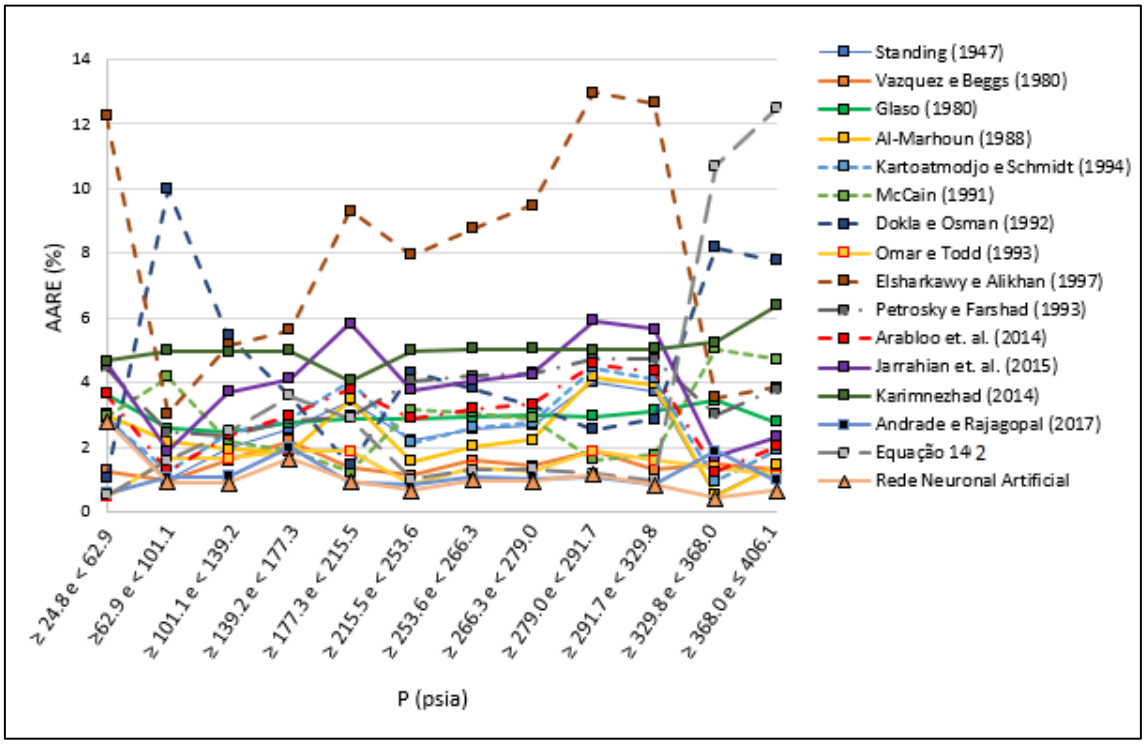


Figura 4.52: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de temperatura de separação.

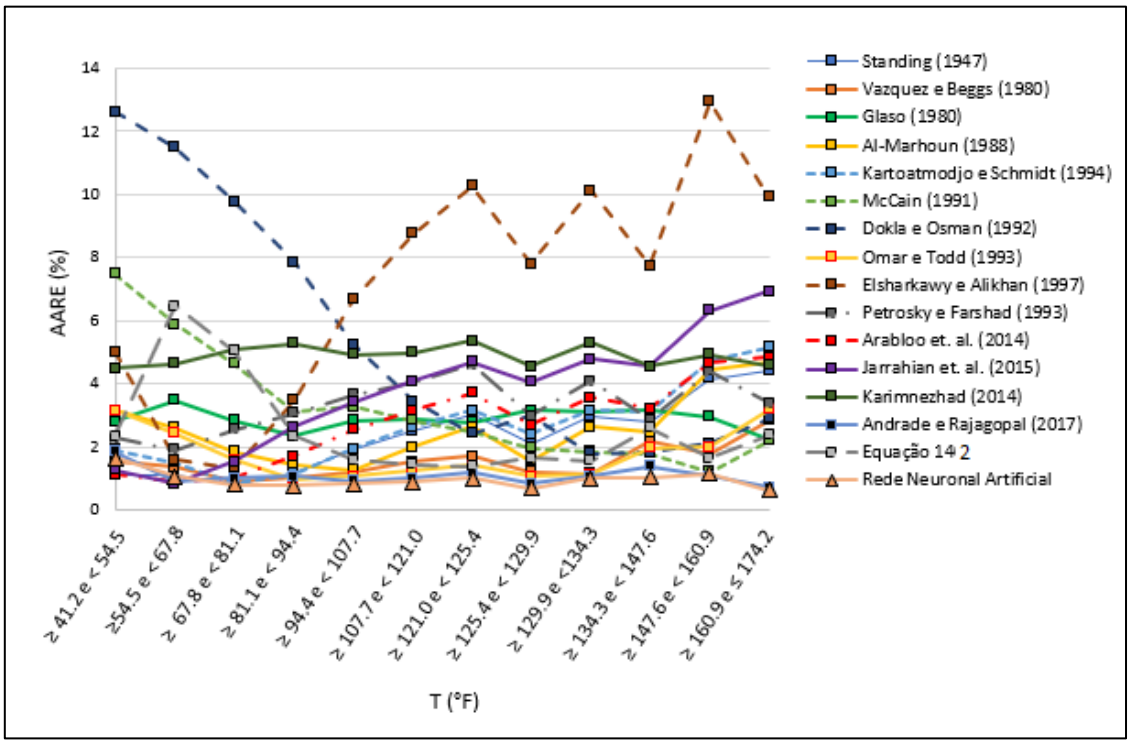


Figura 4.53: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de densidade do óleo morto.

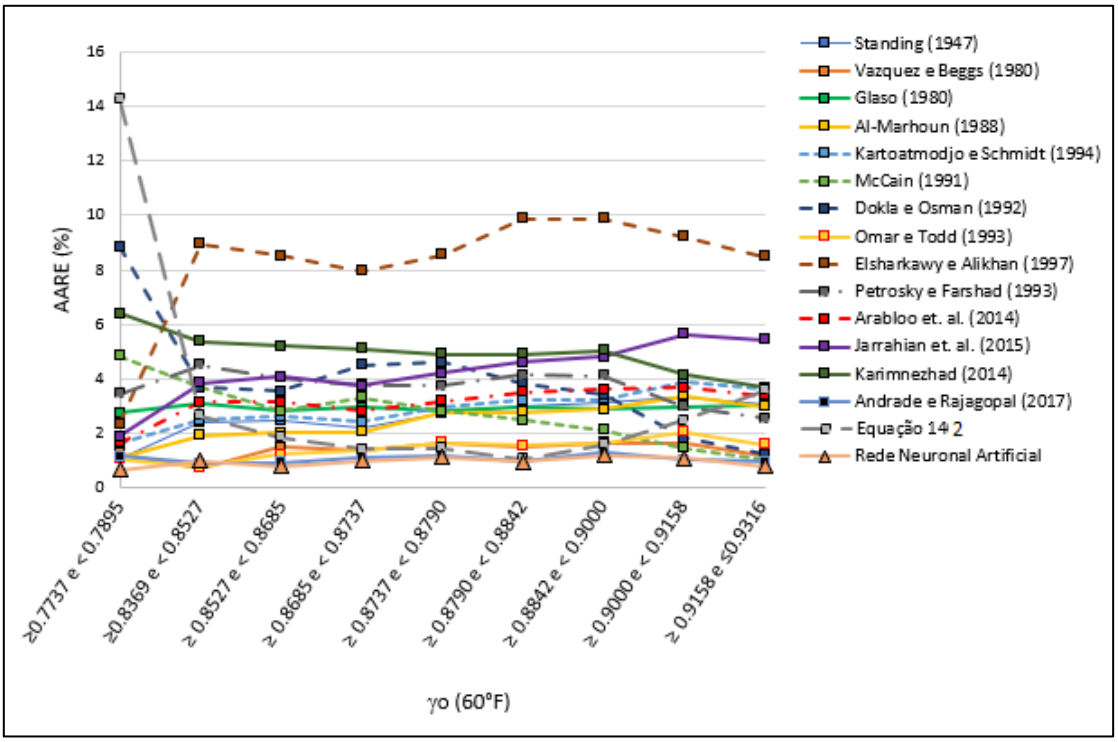


Figura 4.54: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de densidade do gás.

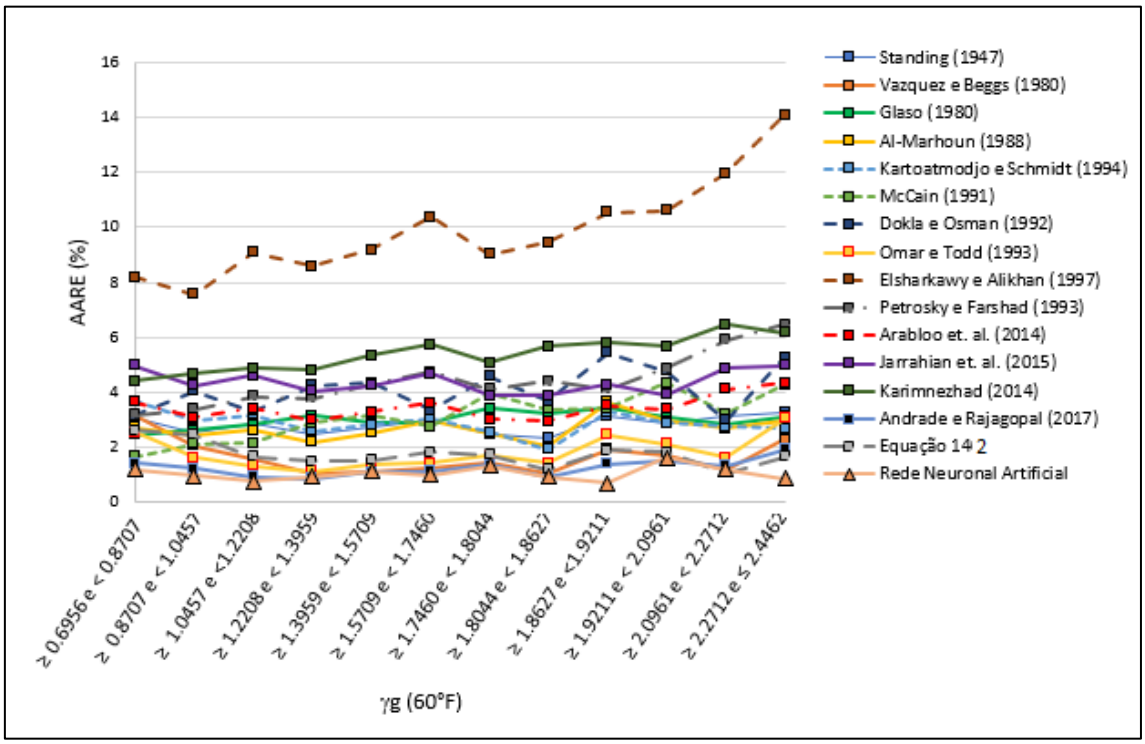
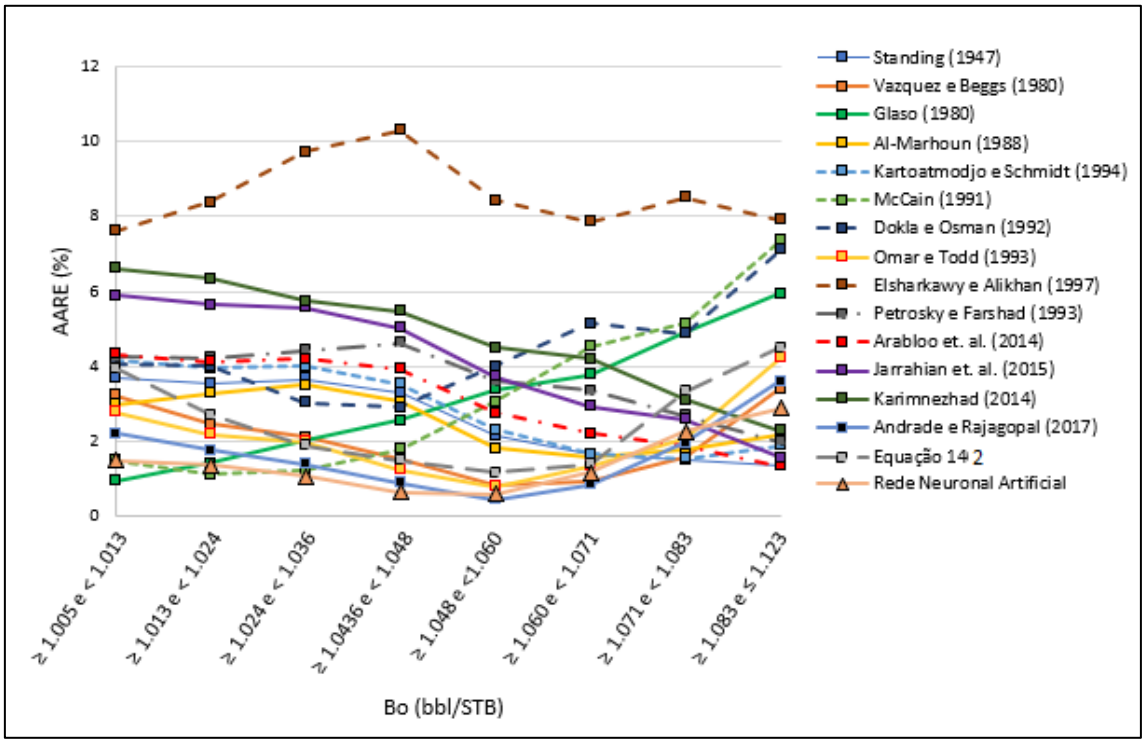


Figura 4.55: Comportamento do erro de predição do fator volume de formação do óleo ao longo da faixa de predição.



Ao longo da faixa de pressão de separação, o maior AARE de predição do fator volume de formação pela rede neuronal foi de 2,81% ocorrendo no intervalo entre 24,8 e 62,9 psia. Neste intervalo as correlações de Andrade e Rajagopal (2017), Omar e Todd (1993), Dokla e Osman (1992) e Vasquez e Beggs (1980) apresentam AARE menor. No intervalo entre 279.7 e 329.8 psia as correlações de Andrade e Rajagopal (2017) apresenta AARE marginalmente menor. As redes neuronais possuem AARE menor que todas as correlações empíricas nos demais intervalos com valor mínimo de 0,43% no intervalo entre 329,8 e 368 psia (**Figura 4.51** e **Tabela 4.15**).

Ao longo da faixa de temperaturas de separação o maior AARE para a rede neuronal é de 1.63% e ocorre na faixa de 41,2 e 54,5 °F. As correlações de Hemmati e Kharrat (2007), Al-Shamasi (2001), Vasquez e Beggs (1980) e Standing (1947) possuem erros menores neste intervalo. No intervalo entre 54,5 e 67,8 °F as correlações de Andrade e Rajagopal (2017), Hemmati e Kharrat (2007) e Al-Shamasi (2001) possuem erro marginalmente menor. Para os demais intervalos na faixa de temperatura o AARE das redes neuronais é menor que todas as demais correlações. O menor AARE para a rede neuronal é de 0,63% ocorre no intervalo entre 160,9 e 174,2 °F (**Figura 4.52** e **Tabela 4.16**).

Ao longo da faixa de densidade do óleo morto a rede neuronal apresenta menor AARE que todas as correlações empíricas com exceção do intervalo entre 0,8369 e 0,8527 ande as correlações de Andrade e Rajagopal (2017) e Vasquez e Beggs (1980) possuem valor marginalmente menor. O maior AARE para a rede é de 1,17% encontrado no intervalo entre 0,8842 e 0,9000, o menor AARE é de 0,65% no intervalo de 0,7737 e 0,7895. É observado que o erro varia pouco ao longo de toda a faixa de densidade do óleo morto (**Figura 4.53** e **Tabela 4.17**).

Ao longo da faixa de densidade do gás a correlação de Andrade e Rajagopal (2017) apresentou valores de AARE marginalmente menores que a rede neuronal no intervalo entre 1,2208 e 1,5709. Para o restante da faixa a rede possui AARE de estimação menor que todas as correlações empíricas. O maior AARE foi de 1,61% no intervalo entre 1,9211 e 2,0961. O menor AARE foi de 0.68% no intervalo entre 1,8627 e 1,9211. O erro de predição varia pouco ao longo de toda a faixa (**Figura 4.54** e **Tabela 4.18**).

Ao longo da faixa de predição de B_o o AARE da rede neuronal decai do limite inferior da faixa até atingir o mínimo de 0,59% no intervalo entre 1,046 e 1,060 bbl/STB, a partir do qual o erro aumenta continuamente até o máximo de 2,88% no intervalo entre 1,083 e 1,123 bbl/STB. O comportamento do erro pode ser explicado pelo fato de a maioria dos pontos experimentais estarem concentrados na região entre 1,0436 e 1,060 bbl/STB. Existem poucos pontos nos intervalos nos extremos da faixa de B_o que contribuem pouco para o resíduo da função de custo durante o treinamento da rede. No intervalo entre 1,005 e 1,013 bbl/STB a correlação de Glaso (1980) possui menor AARE que a rede neuronal, no intervalo entre 1,013 e 1,024 bbl/STB a correlação de McCain (1991) possui AARE marginalmente menor que a rede neuronal. A correlação de Andrade e Rajagopal possui AARE menor no intervalo entre 1,048 e 1,082 bbl/STB. A correlação de Vasquez e Beggs (1980) possui menor AARE que as redes no intervalo entre 1,060 e 1,083 bbl/STB. As correlações de Al-Shamasi (2001), Kartoatmodjo e Schmidt (1994), Al-Marhoun (1988) e Standing (1947) possuem AARE menor no intervalo entre 1,071 e 1,123 bbl/STB. Omar e Todd (1993) possui erro menor no intervalo entre 1,071 e 1,083 bbl/STB. As correlações de Petrosky e Farshad (1998), Hemmati e Kharrat (2007) e Karimnezhad (2014) apresentam menor AARE no intervalo entre 1,083 e 1,123 bbl/STB (**Figura 4.55** e **Tabela 4.19**).

Tabela 4.15: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da pressão de separação.

Intervalo																
								AARE (%)								
P (psia)	**Stand.**	**Vaz. Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Omar e Todd**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Al-Sham.**	**Hema. E Kar.**	**Karim.**	**Andr. e Raja.**	**Equação 142**	**RNA**
≥ 24,8 e < 62,9	2,98	1,25	3,64	3,00	2,87	2,94	1,02	0,45	12,24	4,46	3,64	4,64	4,67	0,56	0,50	2,81
≥ 62,9 e < 101,1	1,00	0,98	2,57	2,17	1,23	4,16	9,97	1,67	3,04	2,47	1,27	1,87	4,98	1,07	1,59	0,92
≥ 101,1 e < 139,2	1,96	1,59	2,44	1,92	2,41	2,18	5,45	1,64	5,15	2,34	2,36	3,69	4,96	1,10	2,49	0,88
≥ 139,2 e < 177,3	2,53	2,19	2,74	1,85	2,85	1,88	3,58	1,90	5,61	2,84	2,98	4,11	4,99	1,99	3,59	1,64
≥ 177,3 e < 215,5	3,44	1,39	2,89	3,48	4,02	1,23	1,44	1,87	9,30	2,95	3,78	5,83	4,05	0,87	2,88	0,95
≥ 215,5 e < 253,6	2,23	1,12	2,89	1,56	2,14	3,16	4,30	0,84	7,95	4,04	2,87	3,77	4,97	0,82	1,00	0,67
≥ 253,6 e < 266,3	2,57	1,59	2,91	2,03	2,59	3,07	3,81	1,38	8,77	4,19	3,19	4,05	5,03	1,07	1,29	0,96
≥ 266,3 e < 279,0	2,67	1,41	3,01	2,22	2,75	2,90	3,30	1,25	9,47	4,29	3,31	4,25	5,04	1,03	1,32	0,95
≥ 279,0 e < 291,7	3,99	1,87	2,94	4,16	4,45	1,62	2,55	1,87	12,98	4,73	4,56	5,90	5,02	1,07	1,18	1,14
≥ 291,7 e < 329,8	3,74	1,28	3,12	3,93	4,12	1,76	2,87	1,59	12,65	4,71	4,34	5,66	5,05	0,84	0,98	0,84
≥ 329,8 e < 368,0	0,55	1,49	3,45	0,51	0,93	5,04	8,18	1,39	3,53	3,02	1,23	1,70	5,25	1,88	10,69	0,43
≥ 368,0 e ≤ 406,1	1,44	1,30	2,77	1,44	1,92	4,72	7,78	1,12	3,86	3,79	2,02	2,32	6,37	0,96	12,47	0,66

Tabela 4.16: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da temperatura de separação.

Intervalo																
								AARE (%)								
T (°F)	**Stand.**	**Vaz. Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Omar e Todd**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Al-Sham.**	**Hema. E Kar.**	**Karim.**	**Andr. e Raja.**	**Equação 142**	**RNA**
≥ 41,2 e < 54,5	1,09	1,52	2,81	3,15	1,91	7,47	12,62	3,16	5,00	2,29	1,13	1,27	4,47	1,85	2,35	1,63
≥ 54,5 e < 67,8	1,10	1,35	3,46	2,58	1,50	5,88	11,50	2,41	1,57	1,91	0,87	0,84	4,63	0,92	6,46	1,07
≥ 67,8 e < 81,1	0,79	0,92	2,82	1,85	0,85	4,63	9,79	1,57	1,32	2,54	1,00	1,53	5,06	0,99	5,03	0,79
≥ 81,1 e < 94,4	1,16	1,02	2,33	1,43	1,14	3,10	7,86	0,96	3,48	3,05	1,69	2,64	5,28	1,07	2,32	0,77
≥ 94,4 e < 107,7	1,94	1,21	2,84	1,26	1,93	3,25	5,24	1,05	6,68	3,64	2,55	3,40	4,92	0,92	1,57	0,83
≥ 107,7 e < 121,0	2,49	1,51	2,90	1,98	2,64	2,84	3,44	1,23	8,76	4,05	3,15	4,09	4,98	0,99	1,44	0,89
≥ 121,0 e < 125,4	3,04	1,70	2,78	2,62	3,15	2,45	2,41	1,40	10,28	4,62	3,70	4,70	5,37	1,19	1,38	1,00
≥ 125,4 e < 129,9	2,07	1,21	3,15	1,55	2,39	1,97	2,96	1,06	7,79	2,98	2,70	4,06	4,54	0,84	1,65	0,69
≥ 129,9 e <134,3	2,98	1,16	3,12	2,62	3,15	1,84	1,78	1,11	10,13	4,09	3,56	4,76	5,30	1,06	1,56	0,99
≥ 134,3 e < 147,6	2,76	2,18	3,17	2,45	3,11	1,78	1,81	1,96	7,75	2,86	3,20	4,55	4,54	1,38	2,61	1,04
≥ 147,6 e < 160,9	4,15	1,75	2,94	4,44	4,71	1,21	2,10	2,00	12,95	4,40	4,67	6,31	4,93	1,06	1,63	1,13
≥ 160,9 e ≤ 174,2	4,41	2,84	2,22	4,68	5,15	2,19	2,88	3,18	9,91	3,38	4,82	6,93	4,57	0,70	2,37	0,63

Tabela 4.17: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da densidade do óleo morto.

Intervalo	**AARE (%)**															
γo (60°F)	**Stand.**	**Vaz. Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Omar e Todd**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Al-Sham.**	**Hema. E Kar.**	**Karim.**	**Andr. e Raja.**	**Eq. 142**	**RNA**
≥0,7737 e < 0,7895	1,04	1,23	2,72	1,12	1,63	4,83	8,85	1,05	2,33	3,45	1,63	1,88	6,39	1,14	14,26	0,65
≥0,8369 e < 0,8527	2,36	0,72	3,11	1,91	2,46	3,70	3,68	0,74	8,95	4,50	3,13	3,83	5,37	0,86	2,65	0,97
≥ 0,8527 e < 0,8685	2,44	1,46	2,83	2,00	2,61	2,81	3,54	1,19	8,50	4,03	3,15	4,08	5,20	0,91	1,85	0,79
≥ 0,8685 e < 0,8737	2,20	1,37	2,92	2,05	2,39	3,29	4,51	1,36	7,94	3,77	2,81	3,74	5,09	1,07	1,40	0,99
≥ 0,8737 e < 0,8790	2,70	1,63	2,82	2,77	2,95	2,79	4,58	1,63	8,55	3,74	3,19	4,21	4,90	1,16	1,43	1,11
≥ 0,8790 e < 0,8842	2,96	1,50	2,95	2,78	3,19	2,48	3,84	1,55	9,86	4,14	3,51	4,61	4,89	0,98	1,06	0,93
≥ 0,8842 e < 0,9000	3,10	1,63	2,87	2,87	3,24	2,11	3,40	1,60	9,86	4,09	3,59	4,78	5,04	1,29	1,56	1,17
≥ 0,9000 e < 0,9158	3,34	1,60	2,97	3,35	3,88	1,44	1,82	2,04	9,23	2,96	3,66	5,62	4,13	1,03	2,46	1,08
≥ 0,9158 e ≤0,9316	3,07	1,15	3,02	2,97	3,62	1,04	1,21	1,56	8,48	2,55	3,38	5,44	3,67	0,95	3,57	0,79

Tabela 4.18: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da densidade do gás.

Intervalo	**AARE (%)**															
γg (60°F)	**Stand.**	**Vaz. Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Omar e Todd**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Al-Sham.**	**Hema. E Kar.**	**Karim.**	**Andr. e Raja.**	**Eq. 142**	**RNA**
≥ 0,6956 e < 0,8707	3,05	3,15	2,44	2,70	3,68	1,65	3,14	2,53	8,20	3,16	3,65	4,96	4,40	1,40	2,61	1,17
≥ 0,8707 e < 1,0457	2,53	2,03	2,62	2,41	2,96	2,11	4,02	1,61	7,56	3,35	3,08	4,22	4,66	1,20	2,43	0,94
≥ 1,0457 e <1,2208	2,87	1,53	2,82	2,60	3,18	2,15	3,29	1,31	9,07	3,82	3,41	4,60	4,86	0,90	1,65	0,74
≥ 1,2208 e < 1,3959	2,42	1,04	3,12	2,17	2,59	2,86	4,23	1,12	8,58	3,77	2,98	4,03	4,80	0,86	1,47	0,92
≥ 1,3959 e < 1,5709	2,71	1,11	2,89	2,51	2,80	3,16	4,32	1,37	9,19	4,28	3,27	4,22	5,33	1,06	1,52	1,12
≥ 1,5709 e < 1,7460	3,01	1,23	2,88	2,96	3,00	2,73	3,35	1,40	10,37	4,73	3,60	4,66	5,71	1,13	1,79	0,98
≥ 1,7460 e < 1,8044	2,43	1,42	3,41	2,47	2,55	3,92	4,56	1,68	9,03	4,09	3,00	3,86	5,06	1,35	1,72	1,32
≥ 1,8044 e < 1,8627	2,31	1,05	3,25	1,99	1,92	3,36	3,66	1,42	9,43	4,39	2,94	3,88	5,66	0,93	1,16	0,90
≥ 1,8627 e <1,9211	3,10	1,89	3,39	3,62	3,28	3,39	5,41	2,44	10,53	4,08	3,51	4,26	5,79	1,36	1,87	0,68
≥ 1,9211 e < 2,0961	2,83	1,66	3,10	2,92	2,86	4,32	4,78	2,12	10,62	4,87	3,38	3,92	5,66	1,49	1,80	1,61
≥ 2,0961 e < 2,2712	3,10	1,19	2,83	2,66	2,75	3,19	2,96	1,60	11,98	5,89	4,09	4,85	6,46	1,30	1,05	1,17
≥ 2,2712 e ≤ 2,4462	3,23	2,28	3,09	2,98	2,68	4,25	5,27	3,03	14,08	6,45	4,34	4,95	6,17	1,89	1,63	0,86

Tabela 4.19: Perfil do erro na estimação do fator volume de formação do óleo em função da faixa estimada.

Intervalo																
								AARE (%)								
Bo (bbl/STB)	**Stand.**	**Vaz. Beg.**	**Glaso**	**Al-Marhoun**	**Kart. e Schm.**	**McCain**	**Dok. e Osm.**	**Omar e Todd**	**Elsh. e Alik.**	**Petr. e Far.**	**Al-Sham.**	**Hema. E Kar.**	**Karim.**	**Andr. e Raja.**	**Equação 142**	**RNA**
≥ 1,005 e < 1,013	3,68	3,23	0,94	2,98	4,16	1,49	4,06	2,77	7,60	4,25	4,32	5,88	6,61	2,20	3,96	1,49
≥ 1,013 e < 1,024	3,52	2,46	1,40	3,27	3,96	1,11	3,99	2,17	8,37	4,21	4,12	5,63	6,34	1,76	2,70	1,36
≥ 1,024 e < 1,036	3,66	2,10	2,00	3,50	3,99	1,20	3,02	1,97	9,73	4,42	4,20	5,57	5,74	1,39	1,89	1,06
≥ 1,0436e < 1,048	3,29	1,54	2,54	3,06	3,53	1,78	2,89	1,24	10,28	4,61	3,92	5,03	5,47	0,89	1,48	0,62
≥ 1,048 e <1,060	2,16	0,81	3,36	1,82	2,31	3,05	4,00	0,79	8,42	3,61	2,76	3,73	4,50	0,44	1,17	0,59
≥ 1,060 e < 1,071	1,66	0,91	3,77	1,58	1,66	4,51	5,14	1,33	7,86	3,34	2,19	2,93	4,18	0,83	1,38	1,17
≥ 1,071 e < 1,083	1,47	1,58	4,88	1,78	1,53	5,15	4,88	2,09	8,49	2,67	1,87	2,57	3,10	1,95	3,32	2,26
≥ 1,083 e ≤ 1,123	1,32	3,39	5,93	2,15	1,88	7,36	7,12	4,23	7,90	1,97	1,33	1,56	2,29	3,59	4,49	2,88

4.3.3 Equações de estado

Os resultados da aplicação das equações de estado para a estimação da razão de solubilidade podem ser vistos na **Figura 4.56** e **Tabela 4.20**. Os resultados para a estimação do fator volume de formação do óleo podem ser vistos na **Figura 4.57** e **Tabela 4.21**.

Figura 4.56: Comparação entre os resultados experimentais e a estimativa das redes neuronais e equações de estado para a razão de solubilidade.

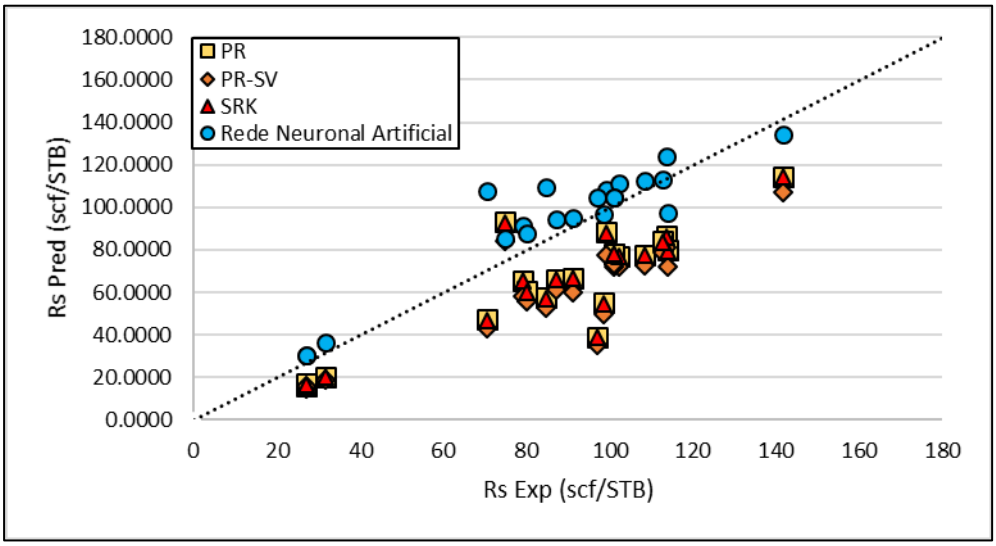


Tabela 4.20: Erros percentuais e coeficiente de determinação das equações de estado e rede neuronal artificial para a estimativa da razão de solubilidade das amostras do grupo 2.

Equação	**ARE (%)**	**AARE (%)**	**Erro min (%)**	**Erro max (%)**	R^2
Peng-Robinson	-26,71	29,04	10,90	59,65	0,7524
Peng-Robinson Stryjek-Vera	-32,61	33,82	12,69	63,37	0,7613
Soave-Redlich-Kwong	-27,13	29,40	11,48	59,97	0,7509
Rede Neuronal (este estudo)	9,47	11,54	0,43	52,37	0,8715

As equações de estado tendem a subestimar o valor da razão de solubilidade, e possuem erros relativos altos. A rede neuronal artificial desenvolvida apresenta ARE mais próximo de zero, os menores AARE, erro

relativo mínimo e erro relativo máximo além do maior coeficiente de correlação. As amostras do grupo 2 não foram usadas no treinamento das redes neuronais, o AARE obtido para este grupo de amostras é próximo ao AARE das amostras do grupo 1 o que indica uma boa capacidade de generalização das redes.

Figura 4.57: Comparação entre os resultados experimentais e a estimativa das redes neuronais e equações de estado para o fator volume de formação do óleo.

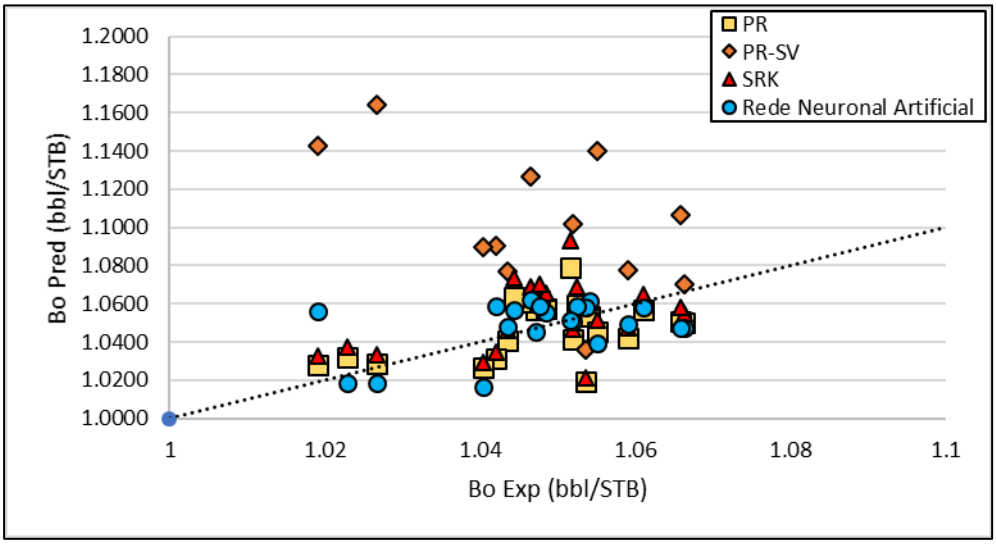


Tabela 4.21: Erros percentuais e coeficiente de determinação das equações de estado e rede neuronal artificial para a estimativa do volume de formação do óleo das amostras do grupo 2.

Equação	**ARE (%)**	**AARE (%)**	**Erro min (%)**	**Erro max (%)**	R^2
Peng-Robinson	-0,07	1,16	0,08	3,29	0,2028
Peng-Robinson Stryjek-Vera	13,84	14,00	0,38	56,22	0,0029
Soave-Redlich-Kwong	0,57	1,39	0,26	3,94	0,1729
Rede Neuronal (este estudo)	0,09	1,04	0,05	3,65	0,1870

As redes neuronais apresentaram performance similar a equação de estado de Peng-Robinson e é marginalmente melhor que a equação de Soave-Redlich-Kwong para a predição do fator volume de formação do óleo. A equação de Peng-Robinson com função alfa de Stryjek-Vera apresenta erros muito maiores que os demais modelos e não é adequada a estimação desta

propriedade. Novamente o erro das amostras do grupo 2 são semelhantes ao erro do grupo 1 indicando boa capacidade de generalização da rede projetada.

5 CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos, as conclusões deste estudo são:

1 – Foram medidas, juntamente a equipe do LATCA, a razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo para 565 amostras de óleo vivo brasileiro oriundas do separador de teste de diversas plataformas formando um banco de dados.

2 – A composição e Massa molar de 21 amostras representativas do estudo foram medidas. Com base no valor fator de caracterização de Watson as amostras usadas neste estudo foram classificadas como sendo naftênicas ou parafínicas, nenhuma amostra foi classificada como aromática.

3 – Foram projetadas 2 redes neuronais artificiais MLP para a predição da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições de separação utilizando pressão de separação, temperatura de separação, densidade do óleo morto e densidade do gás dissolvido como variáveis de entrada.

4 – Para a estimação da razão de solubilidade a melhor arquitetura foi determinada como sendo uma rede de uma única camada escondida com 20 neurônios e um único neurônio de saída.

5 – A rede neuronal foi capaz de prever a razão de solubilidade com mais acurácia que as correlações empíricas e equações de estado estudadas. As equações de estado subestimaram os valores de razão de solubilidade e apresentaram erros altos não descrevendo corretamente o comportamento das amostras.

6 – O erro de predição da razão de solubilidade varia pouco ao longo de todas as faixas das variáveis de entrada e também ao longo da faixa de predição.

7 – Para a estimação do fator volume de formação do óleo, a melhor arquitetura foi determinada como sendo uma rede de duas camadas escondidas. A primeira com 10 neurônios e a segunda com 5 neurônios e um único neurônio de saída.

8 – A rede projetada possui desempenho semelhante ao da correlação de Andrade e Rajagopal (2017) e às equações de estado de Peng-Robinson (1978) e Soave-Redlich-Kwong (1972) com correção de volume de Peneloux (1982). As demais correlações apresentam erros mais altos e algumas apresentam valores não realistas.

9 – A análise do erro mostrou que erro de predição do fator volume de formação do óleo pela rede neuronal, varia pouco ao longo da faixa de valores das variáveis de entrada. Ao longo da faixa de predição o erro é menor no meio da faixa e aumenta para valores de B_o nos extremos.

10 – As redes propostas neste estudo, podem ser usadas para a predição da razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo de óleos vivos parafínicos ou naftênicos, dentro das faixas de variáveis estudadas, com acurácia.

11 – As redes propostas apresentam a vantagem de usarem variáveis facilmente medidas como parâmetros de entrada não sendo necessário a determinação da composição das amostras como no caso das equações de estado. Outra vantagem é que a razão de solubilidade não é usada na estimativa do fator volume de formação do óleo como é feito na maioria das correlações empíricas.

5.1 PROPOSTAS DE ESTUDOS FUTUROS

- Treinar as redes usando algoritmos estocásticos, como o Algoritmo Genético, para a determinação dos pesos e limiares;
- Treinar as redes usando regulação bayesiana do erro na função de custo;
- Avaliar o efeito da descorrelação das variáveis de entrada na acurácia da predição das redes através de Análise de Componentes Principais.

REFERÊNCIAS

ABDUL-MAJEED, G. Estimation of Gas Oil Ratio. Petroleum and Coal, v.58, n. 05, p.539-550, 2016.

ADEEYO, Y. A. et al. Evaluation of Mathematical Models of PVT Properties for Nigerian Crude Oils. In: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2013.

AHMED, T. H. et al. A generalized correlation for characterizing the hydrocarbon heavy fractions. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1985.

AHMED, T. Equations of state and PVT analysis. Elsevier, 2013.

ALIMADADI, F. et al. Using a committee machine with artificial neural networks to predict PVT properties of Iran crude oil. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 14, n. 01, p. 129-137, 2011.

AL-MARHOUN, M. A. et al. PVT correlations for Middle East crude oils. Journal of Petroleum Technology, v. 40, n. 05, p. 650-666, 1988.

AL-MARHOUN, M.A. et al. Black Oil Property Correlations-State of the Art. In: SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2015.

AL-MARHOUN, M. A.; OSMAN, M. Using artificial neural networks to develop new PVT correlations for Saudi crude oils. In: Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference. Society of Petroleum Engineers, 2002.

AL-MARHOUN, M. A.; OSMAN, El-Sayed A. Artificial neural networks models for predicting PVT properties of oil field brines. In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2005.

AL-SHAMMASI, A. A. et al. A review of bubblepoint pressure and oil formation volume factor correlations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 4, n. 02, p. 146-160, 2001.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer. ASTM D5002-18. 2018.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Water in Crude Oils by Coulometric Karl Fischer Titration. ASTM ASTM D4928-12.2012.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Guide for Petroleum Measurement Tables. ASTM ASTM D1250-80(2002).2002.

ANDRADE, L. L. de P.; RAJAGOPAL, K. PVT Properties of Live Crude Oils from Upstream Production Platforms. International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering, v. 5, n. 6, p. 175, 2017.

ANDRADE, L. L. de P. Propriedades Físico-Químicas De Fluidos De Reservatórios. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa em Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

ARABLOO, M. et al. Application of constrained multi-variable search methods for prediction of PVT properties of crude oil systems. Fluid Phase Equilibria, v. 363, p. 121-130, 2014.

ASOODEH, M.; BAGHERIPOUR, P. Estimation of bubble point pressure from PVT data using a power-law committee with intelligent systems. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 90, p. 1-11, 2012.

ATKINS, P. W.; DE PAULA, J. Physical chemistry. UK: Oxford university press, Oxford, 2006.

BAGHERIPOUR, P.; ASOODEH, M.; ASOODEH, A. Oil formation volume factor modeling: Traditional vs. Stochastically optimized neural networks. Open Geosciences, v. 5, n. 4, p. 508-513, 2013.

BEHRENS, R. A.; SANDLER, S. I. The use of semi continuous description to model the C7+ fraction in equation of state calculations. SPE reservoir engineering, v. 3, n. 03, p. 1,041-1,047, 1988.

BERGMAN, D. F.; TEK, M. R.; KATZ, D. L. Retrograde condensation in natural gas pipelines. American Gas Association, 1975.

BUCCI, V. F. Correlações empíricas do fator de encolhimento e da viscosidade de petróleo. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa em Pós-Graduação em Tecnologia de Processos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

CAVETT, R. H. Physical data for distillation calculations, vapor-liquid equilibria. In: Proc. 1962. p. 351-354.

CYBENKO, G. Approximation by superpositions of a sigmoidal function. Mathematics of control, signals and systems, v. 2, n. 4, p. 303-314, 1989.

DANESH, A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids. Elsevier, 1998.

DA SILVA, I. N. et al. Artificial neural networks: A Practical Course. Cham: Springer International Publishing, 2017.

DE SOUZA JUNIOR., M.B. Redes neuronais multicamadas aplicadas a modelagem e controle de processos químicos, Tese de doutorado, Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, 1993.

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

DOKLA, M.; OSMAN, M. Correlation of PVT Properties for UAE Crudes (includes associated papers 26135 and 26316). SPE Formation Evaluation, v. 7, n. 01, p. 41-46, 1992.

DU, Ke-Lin; SWAMY, M.N.S. Neural networks and statistical learning. Springer, 2014.

DUTTA, S.; GUPTA, J. P. PVT correlations for Indian crude using artificial neural networks. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 72, n. 1-2, p. 93-109, 2010.

ELSHARKAWY, A. M.; ALIKHAN, A. A. Correlations for predicting solution gas/oil ratio, oil formation volume factor, and undersaturated oil compressibility. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 17, n. 3-4, p. 291-302, 1997.

ELSHARKWY, A. M.; GHARBI, R. B. C. Comparing classical and neural regression techniques in modeling crude oil viscosity. Advances in Engineering Software, v. 32, n. 3, p. 215-224, 2001.

ERBAR, J. H. Prediction of Absorber Oil K-values and Enthalpies. Gas Processors Association, 1977.

ESPOSITO, R. O. et al. Compositional Grading in Oil and Gas Reservoirs. Gulf Professional Publishing, 2017.

FATTAH, K. A.; LASHIN, A. Improved oil formation volume factor (Bo) correlation for volatile oil reservoirs: An integrated non-linear regression and genetic programming approach. Journal of King Saud University-Engineering Sciences, v. 30, n. 4, p. 398-404, 2018.

Fattah, K.A., El-Banbi, A.H., Sayyouh, M.H., 2009. New correlations to calculate volatile oil, gas condensate PVT properties. Oil Gas J., 41–46.

GHARBI, R. Estimating the isothermal compressibility coefficient of undersaturated Middle East crudes using neural networks. Energy & fuels, v. 11, n. 2, p. 372-378, 1997.

GHARBI, R. B.; ELSHARKAWY, A. M.; KARKOUB, M. Universal neural-network-based model for estimating the PVT properties of crude oil systems. Energy & fuels, v. 13, n. 2, p. 454-458, 1999.

GLASO, O. Generalized pressure-volume-temperature correlations. Journal of Petroleum Technology, v. 32, n. 05, p. 785-795, 1980.

GODA, H. M. et al. Prediction of the PVT data using neural network computing theory. In: Nigeria annual international conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2003.

GODEFROY, S. N. et al. Comparison and validation of theoretical and empirical correlations for black oil reservoir fluid properties. In: Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, 2012.

GUO, B. Petroleum production engineering, a computer-assisted approach. Elsevier, 2011.

HAGAN, M. T.; MENHAJ, M. B. Training feedforward networks with the Marquardt algorithm. IEEE transactions on Neural Networks, v. 5, n. 6, p. 989-993, 1994.

HAYKIN, S. S. Neural networks and learning machines. Upper Saddle River: Pearson, 2009.

HEATON, J. Artificial intelligence for humans, volume 3: deep learning and neural networks. Heaton Research Inc., Chesterfield, 2015.

HEBB, Donald O. The organization of behavior; a neuropsychological theory. A Wiley Book in Clinical Psychology., p. 62-78, 1949.

HEMMATI, M. N.; KHARRAT, R. A correlation approach for prediction of crude oil PVT properties. In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2007.

HONG, K. C. Lumped-component characterization of crude oils for compositional simulation. In: SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1982.

HOPKE, S. W.; LIN, C. J. Application of the BWRS Equation to Absorber Systems. In: 53rd GPA Annual Convention, Denver, Col. (Mar. 25, 1974). 1974.

HUANG, Guang-Bin. Learning capability and storage capacity of two-hidden-layer feedforward networks. IEEE Transactions on Neural Networks, v. 14, n. 2, p. 274-281, 2003.

HSU, C. S.; ROBINSON, Paul R. Springer Handbook of Petroleum Technology. Springer, Cham, 2017.

JARRAHIAN, A.; MOGHADASI, Jamshid; HEIDARYAN, Ehsan. Empirical estimating of black oils bubblepoint (saturation) pressure. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 126, p. 69-77, 2015.

JHAVERI, B. S.; YOUNGREN, G. K. Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions. SPE reservoir engineering, v. 3, n. 03, p. 1,033-1,040, 1988.

JOVIC, M. Statistical Decision Making: Improving the Decision Process in the Oil and Gas Industry. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2013.

KARIMNEZHAD, M. et al. A new empirical correlation for estimating bubble point oil formation volume factor. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 18, p. 329-335, 2014.

KARTOATMODJO, T. R.S.; SCHMIDT, Z. New correlations for crude oil physical properties. Available from SPE Book Order Dept., Richardson, TX, 1994. SPE-23556. 1994.

KATZ, D. L.; FIROOZABADI, A. Predicting phase behavior of condensate/crude-oil systems using methane interaction coefficients. Journal of Petroleum Technology, v. 30, n. 11, p. 1,649-1,655, 1978.

KATZ, D. L. Overview of phase behavior in oil and gas production. Journal of Petroleum Technology, v. 35, n. 06, p. 1,205-1,214, 1983.

KAZEMI, K.; MORADI, S.; ASOODEH, M. A neural network-based model for prediction of saturation pressure from molecular components of crude oil. Energy sources, Part A: Recovery, utilization, and environmental effects, v. 35, n. 11, p. 1039-1045, 2013.

KESLER, M. G; LEE, B. I. Improve Prediction of Enthalpy Fractions. Hydrocarbon Processing, Lll, v. 55, n. 3, p.153-158, mar. 1976.

KIM, P. Matlab deep learning. With Machine Learning, Neural Networks and Artificial Intelligence, 2017.

KOLMOGOROV, A. N. On the representation of continuous functions of many variables by superposition of continuous functions of one variable and addition. In: Doklady Akademii Nauk. Russian Academy of Sciences, 1957. p. 953-956.

KONTOGEORGIS, G. M.; FOLAS, G. K. Thermodynamic models for industrial applications: from classical and advanced mixing rules to association theories. John Wiley & Sons, 2009.

LEE, S. T. et al. Experimental and theoretical studies on the fluid properties required for simulation of thermal processes. Society of Petroleum Engineers Journal, v. 21, n. 05, p. 535-550, 1981.

LOHRENZ, J. et al. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. Journal of Petroleum Technology, v. 16, n. 10, p. 1,171-1,176, 1964.

MAHDIANI, M. R.; KOOTI, G. The most accurate heuristic-based algorithms for estimating the oil formation volume factor. Petroleum, v. 2, n. 1, p. 40-48, 2016.

MANNING, F. S.; THOMPSON, R E. Oilfield processing of petroleum: Crude oil. Pennwell books, 1991.

MEIRELES, L. B. Caracterização Da Nafta Petroquímica Para Produção De Aromáticos. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa em Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

MOGHADAM, J. N.; SALAHSHOOR, K.; KHARRAT, R. Introducing a new method for predicting PVT properties of Iranian crude oils by applying artificial neural networks. Petroleum Science and Technology, v. 29, n. 10, p. 1066-1079, 2011.

MONTEL, F.; GOUEL, P. L. A new lumping scheme of analytical data for compositional studies. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1984.

MCCAIN JR, W. D. et al. Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art. SPE Reservoir Engineering, v. 6, n. 02, p. 266-272, 1991.

MCCAIN JR, William D. Properties of petroleum fluids. PennWell Corporation, 2017.

MCCULLOCH, W. S.; PITTS, W. A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity. The bulletin of mathematical biophysics, v. 5, n. 4, p. 115-133, 1943.

MOGHADASSI, A. R. et al. A new approach for estimation of PVT properties of pure gases based on artificial neural network model. Brazilian Journal of Chemical Engineering, v. 26, n. 1, p. 199-206, 2009.

MONTANHEIRO, C. E. Estratégias de identificação e controle aplicadas a um reator químico não linear: Uma introdução à aplicação de ensembles de redes neurais. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

OLOSO, M. A. et al. Prediction of crude oil viscosity and gas/oil ratio curves using recent advances to neural networks. In: SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference. 2009.

OMAR, M. I.; TODD, A. C. Development of new modified black oil correlations for Malaysian crudes. In: SPE Asia Pacific oil and gas conference. Society of Petroleum Engineers, 1993.

OMOLE, O.; FALODE, O. A.; DENG, A. Deng. Prediction of Nigerian crude oil viscosity using artificial neural network. Petroleum & Coal, v. 51, n. 3, p. 181-188, 2009.

PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P. L.; SHAIKH, J. A. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. 2014.

PÉNELOUX, A.; RAUZY, E.; FRÉZE, R. A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes. Fluid phase equilibria, v. 8, n. 1, p. 7-23, 1982.

PENG, Ding-Yu; ROBINSON, D. B. A new two-constant equation of state. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, v. 15, n. 1, p. 59-64, 1976.

PENG, Ding-Yu; ROBINSON, D. B. The characterization of the heptanes and heavier fractions for the GPA Peng-Robinson programs. Gas processors association, 1978.

PETROSKY JR, G. E.; FARSHAD F. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 1, n. 05, p. 416-420, 1998.

PRESS, W. H. et al. Numerical recipes. Press Syndicate of the University of Cambridge, 1989.

RAFIEE-TAGHANAKI, S. et al. Implementation of SVM framework to estimate PVT properties of reservoir oil. Fluid Phase Equilibria, v. 346, p. 25-32, 2013.

RAMMAY, M. H.; ABDULRAHEEM, A. PVT correlations for Pakistani crude oils using artificial neural network. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 7, n. 1, p. 217-233, 2017.

REDLICH, O.; KWONG, J. N.S. On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. Chemical reviews, v. 44, n. 1, p. 233-244, 1949.

RESOLUÇÃO CONJUNTA Nº 1, ANP / INMETRO, junho, 2013.

RIAZI, M. R.; DAUBERT, T. E. Prediction of the composition of petroleum fractions. Industrial & Engineering Chemistry Process Design and Development, v. 19, n. 2, p. 289-294, 1980.

ROBINSON, D. B.; PENG, Ding-Yu. The characterization of the heptanes and heavier fractions for the GPA Peng-Robinson programs. Gas processors association, 1978.

ROLLINS, J. B. et al. Estimation of solution GOR of black oils. Journal of petroleum technology, v. 42, n. 01, p. 92-94, 1990.

ROSENBLATT, F. The perceptron: a probabilistic model for information storage and organization in the brain. Psychological review, v. 65, n. 6, p. 386, 1958.

ROWE JR, A. McGhee et al. Internally consistent correlations for predicting phase compositions for use in reservoir composition simulators. In: SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1978.

SHIBATA, S. K.; SANDLER, S. I.; BEHRENS, R A. Phase equilibrium calculations for continuous and semi continuous mixtures. Chemical engineering science, v. 42, n. 8, p. 1977-1988, 1987.

SHOKROLLAHI, A.; TATAR, A.; SAFARI, H. On accurate determination of PVT properties in crude oil systems: Committee machine intelligent system modeling

approach. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, v. 55, p. 17-26, 2015.

SILVA, L. N. de C. Análise e Síntese de Estratégias de Aprendizado para Redes Neurais Artificiais. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 1998.

SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. Chemical engineering science, v. 27, n. 6, p. 1197-1203, 1972.

SPEIGHT, J. G. Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. Elsevier, 2009.

STANDING, M. B. et al. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases. In: Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute, 1947.

STANDING, M. B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. Society of petroleum engineers of AIME, 1977.

STRYJEK, R.; VERA, J. H. PRSV: An improved Peng—Robinson equation of state for pure compounds and mixtures. The Canadian journal of chemical engineering, v. 64, n. 2, p. 323-333, 1986.

TAMURA, S.; TATEISHI, M. Capabilities of a four-layered feedforward neural network: four layers versus three. IEEE Transactions on Neural Networks, v. 8, n. 2, p. 251-255, 1997.

TATAR, A. et al. Implementing radial basis function neural networks for prediction of saturation pressure of crude oils. Petroleum Science and Technology, v. 34, n. 5, p. 454-463, 2016.

TORABI, F.; ABEDINI, A.; ABEDINI, R. The development of an artificial neural network model for prediction of crude oil viscosities. Petroleum Science and Technology, v. 29, n. 8, p. 804-816, 2011.

TRENN, Stephan. Multilayer perceptrons: Approximation order and necessary number of hidden units. IEEE transactions on neural networks, v. 19, n. 5, p. 836-844, 2008.

VASQUEZ, M. E.; BEGGS, H. D. Correlations for fluid physical property prediction. Journal of Petroleum Technology., p. 968-970, 1980.

WATSON, K. M.; NELSON, E. F.; MURPHY, George B. Characterization of petroleum fractions. Industrial & Engineering Chemistry, v. 27, n. 12, p. 1460-1464, 1935.

WHITSON, C. H. et al. Characterizing hydrocarbon plus fractions. Society of Petroleum Engineers Journal, v. 23, n. 04, p. 683-694, 1983.

APÊNDICE A – MEDIDAS EXPERIMENTAIS

Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
1	1870,0	271,2	70,0	158,0	0,8801	0,8824	28,9	1,0689	1,3502	97,76	1,050
2	1960,0	284,3	66,5	151,7	0,8776	0,8799	29,3	1,2770	1,6131	71,17	1,050
3	1983,0	287,6	70,0	158,0	0,8778	0,8801	29,3	0,9918	1,2528	85,07	1,040
4	1822,1	264,3	44,6	112,3	0,8650	0,8674	31,6	1,4716	1,8589	108,71	1,067
5	1823,1	264,4	56,1	133,1	0,8826	0,8849	28,4	0,9449	1,1936	75,64	1,032
6	1791,7	259,9	50,6	123,0	0,8810	0,8833	28,7	1,3558	1,7126	93,89	1,035
7	2737,0	397,0	35,0	95,0	0,7791	0,7819	49,5	0,9561	1,2078	94,57	1,041
8	1940,0	281,4	69,0	156,2	0,8923	0,8945	26,7	1,2382	1,5640	74,52	1,026
9	1956,0	283,7	70,0	158,0	0,8856	0,8879	27,9	1,3093	1,6539	61,49	1,043
10	1745,6	253,2	55,4	131,7	0,8952	0,8975	26,2	1,1191	1,4136	80,64	1,053
11	1957,0	283,8	69,8	157,6	0,8803	0,8826	28,8	1,2660	1,5992	75,60	1,030
12	1839,7	266,8	44,9	112,8	0,8610	0,8634	32,4	1,3072	1,6512	110,09	1,065
13	1845,6	267,7	55,2	131,4	0,8805	0,8828	28,8	1,2018	1,5180	79,97	1,037
14	1874,1	271,8	50,0	122,0	0,8830	0,8852	28,3	1,2793	1,6159	89,58	1,063

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
15	960,0	139,2	47,0	116,6	0,8650	0,8673	31,6	0,6356	0,8028	43,11	1,030
16	1764,2	255,9	55,8	132,4	0,8878	0,8900	27,5	1,0573	1,3356	73,20	1,060
17	880,0	127,6	60,0	140,0	0,8627	0,8650	32,1	1,5118	1,9096	50,56	1,018
18	2750,0	398,9	34,9	94,8	0,7820	0,7847	48,8	0,7121	0,8995	95,83	1,046
19	873,0	126,6	64,4	148,0	0,8612	0,8636	32,4	1,3688	1,7290	26,49	1,018
20	860,0	124,7	70,0	158,0	0,8612	0,8636	32,4	1,1029	1,3931	28,40	1,035
21	1885,0	273,4	40,0	104,0	0,8833	0,8856	28,3	0,7694	0,9718	104,90	1,080
22	1888,0	273,8	39,5	103,1	0,8725	0,8748	30,3	1,5825	1,9990	101,26	1,053
23	1960,0	284,3	69,3	156,7	0,8850	0,8873	28,0	1,1448	1,4460	80,24	1,027
24	1829,9	265,4	49,1	120,4	0,8675	0,8698	31,2	1,1102	1,4023	96,38	1,036
25	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8778	0,8801	29,3	1,2507	1,5798	75,80	1,051
26	1841,7	267,1	55,8	132,5	0,8813	0,8836	28,6	1,1587	1,4636	85,63	1,037
27	960,0	139,2	55,0	131,0	0,8662	0,8686	31,4	1,2255	1,5480	28,92	1,010
28	1838,0	266,6	69,6	157,3	0,8891	0,8913	27,3	1,1021	1,3921	83,04	1,058
29	930,0	134,9	63,0	145,4	0,8638	0,8661	31,9	0,9774	1,2347	30,25	1,025

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
30	1873,0	271,7	55,2	131,4	0,8818	0,8841	28,6	1,4238	1,7985	80,39	1,039
31	1853,5	268,8	50,4	122,8	0,8738	0,8761	30,0	1,2411	1,5677	97,10	1,054
32	1874,0	271,8	55,5	131,9	0,8780	0,8803	29,2	1,3171	1,6637	83,29	1,052
33	840,0	121,8	64,0	147,2	0,8672	0,8695	31,2	0,6256	0,7902	25,40	1,024
34	1904,0	276,2	70,0	158,0	0,8847	0,8869	28,0	1,2636	1,5962	76,39	1,048
35	1920,0	278,5	70,5	158,9	0,8933	0,8956	26,5	1,2754	1,6111	71,84	1,043
36	1910,0	277,0	70,0	158,0	0,8823	0,8846	28,5	1,7485	2,2086	76,79	1,054
37	1823,8	264,5	45,9	114,7	0,8676	0,8700	31,1	1,1347	1,4333	89,03	1,066
38	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8845	0,8867	28,1	1,4275	1,8032	83,17	1,077
39	1882,0	273,0	57,6	135,8	0,8990	0,9012	25,5	1,3004	1,6426	78,93	1,084
40	1890,0	274,1	47,9	118,2	0,8734	0,8757	30,1	1,6076	2,0306	103,78	1,093
41	1850,0	268,3	50,0	122,0	0,8945	0,8967	26,3	1,3097	1,6543	93,66	1,081
42	1860,0	269,8	50,0	122,0	0,8932	0,8954	26,5	1,3636	1,7225	94,96	1,064
43	1900,0	275,6	45,0	113,0	0,8789	0,8812	29,1	1,2215	1,5430	126,22	1,082
44	1920,0	278,5	70,0	158,0	0,8866	0,8889	27,7	1,1697	1,4776	74,56	1,053
45	1822,0	264,3	70,0	158,0	0,8890	0,8912	27,3	1,8012	2,2752	100,32	1,040

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
46	1860,0	269,8	50,1	122,2	0,8888	0,8910	27,3	1,3823	1,7461	88,74	1,057
47	1850,0	268,3	50,0	122,0	0,8945	0,8968	26,3	1,1370	1,4363	92,76	1,025
48	1825,0	264,7	45,2	113,4	0,8617	0,8640	32,3	1,6969	2,1435	107,73	1,067
49	1806,0	261,9	50,4	122,7	0,8866	0,8889	27,7	1,3226	1,6707	91,82	1,077
50	1795,6	260,4	55,6	132,1	0,8948	0,8970	26,2	1,0610	1,3402	83,14	1,051
51	1823,0	264,4	46,0	114,8	0,8681	0,8704	31,1	1,0466	1,3220	127,40	1,046
52	1870,0	271,2	40,1	104,2	0,8630	0,8653	32,0	1,7524	2,2135	106,80	1,051
53	1100,0	159,5	61,7	143,1	0,8912	0,8934	26,9	0,6487	0,8194	85,55	1,096
54	1870,0	271,2	54,0	129,2	0,8919	0,8941	26,8	1,2427	1,5697	90,75	1,062
55	1880,0	272,7	50,0	122,0	0,8630	0,8653	32,0	1,5571	1,9669	101,38	1,050
56	1950,0	282,8	50,0	122,0	0,8733	0,8756	30,1	1,5396	1,9448	102,63	1,046
57	860,0	124,7	52,0	125,6	0,8729	0,8752	30,2	1,1790	1,4893	29,28	1,014
58	1900,0	275,6	70,0	158,0	0,8728	0,8751	30,2	1,2203	1,5415	74,91	1,016
59	1860,0	269,8	49,9	121,8	0,8806	0,8829	28,8	1,3681	1,7282	86,62	1,028
60	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8851	0,8873	28,0	1,2769	1,6129	78,36	1,012
61	1940,0	281,4	70,0	158,0	0,8849	0,8872	28,0	1,2380	1,5638	86,17	1,028

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
62	1845,0	267,6	54,6	130,3	0,8907	0,8930	27,0	1,3465	1,7009	80,91	1,052
63	2600,0	377,1	18,5	65,3	0,7825	0,7853	48,7	0,9778	1,2351	128,08	1,060
64	850,0	123,3	39,4	102,9	0,8617	0,8641	32,3	0,7231	0,9134	25,81	1,017
65	860,0	124,7	41,0	105,8	0,8662	0,8685	31,4	1,4419	1,8213	26,38	1,036
66	1819,4	263,9	46,1	115,1	0,8660	0,8683	31,5	1,1669	1,4740	96,88	1,041
67	1869,0	271,1	50,5	122,9	0,8647	0,8671	31,7	1,3053	1,6488	95,60	1,044
68	1787,0	259,2	50,0	122,0	0,8640	0,8664	31,8	1,1659	1,4727	94,13	1,057
69	1846,0	267,7	45,4	113,6	0,8692	0,8715	30,9	1,5946	2,0142	118,20	1,050
70	1870,0	271,2	50,2	122,4	0,8789	0,8812	29,1	1,2726	1,6075	102,68	1,054
71	1771,0	256,9	55,4	131,8	0,8792	0,8814	29,0	1,0664	1,3470	89,11	1,048
72	1862,9	270,2	46,1	114,9	0,8642	0,8666	31,8	1,0263	1,2963	126,96	1,082
73	2720,0	394,5	17,9	64,2	0,7798	0,7826	49,3	0,9753	1,2319	104,12	1,051
74	1856,0	269,2	55,3	131,5	0,8836	0,8859	28,2	1,2323	1,5567	82,78	1,036
75	1870,0	271,2	55,8	132,4	0,8802	0,8825	28,8	1,3196	1,6669	86,39	1,034
76	1940,0	281,4	70,0	158,0	0,8855	0,8878	27,9	1,2866	1,6252	91,92	1,051
77	1906,7	276,5	46,1	114,9	0,8792	0,8814	29,0	1,2177	1,5382	116,69	1,093

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
78	1850,0	268,3	51,1	124,0	0,8853	0,8875	27,9	1,4354	1,8131	107,25	1,046
79	1846,6	267,8	50,7	123,2	0,8651	0,8674	31,6	1,3320	1,6825	104,34	1,033
80	1875,0	271,9	45,1	113,1	0,8585	0,8609	32,9	1,6142	2,0390	121,93	1,071
81	1761,3	255,5	55,0	131,0	0,8796	0,8819	29,0	1,4681	1,8544	86,04	1,044
82	1870,0	271,2	50,1	122,2	0,8815	0,8838	28,6	1,4695	1,8562	94,91	1,074
83	1671,0	242,4	49,9	121,8	0,8837	0,8860	28,2	1,2749	1,6103	90,57	1,044
84	1860,0	269,8	50,1	122,2	0,8823	0,8846	28,5	1,3265	1,6756	91,46	1,041
85	1809,3	262,4	49,2	120,6	0,8645	0,8668	31,7	1,2028	1,5193	101,82	1,044
86	840,0	121,8	48,0	118,4	0,8662	0,8686	31,4	0,7920	1,0004	72,44	1,054
87	1822,0	264,3	55,3	131,5	0,8836	0,8859	28,2	1,2643	1,5971	81,19	1,053
88	1815,6	263,3	50,6	123,1	0,8682	0,8706	31,0	1,0473	1,3229	93,39	1,056
89	1832,3	265,8	49,9	121,8	0,8743	0,8766	29,9	0,9955	1,2575	97,98	1,061
90	1955,0	283,5	70,0	158,0	0,8792	0,8815	29,0	0,5845	0,7383	79,16	1,015
91	1847,2	267,9	49,5	121,1	0,8656	0,8680	31,5	1,3310	1,6812	103,08	1,040
92	1860,0	269,8	50,2	122,4	0,8821	0,8844	28,5	1,7324	2,1884	94,60	1,033
93	1877,5	272,3	45,0	113,0	0,8657	0,8681	31,5	1,2114	1,5302	102,07	1,057

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
94	1910,0	277,0	50,0	122,0	0,8755	0,8778	29,7	1,4191	1,7925	97,07	1,042
95	1860,0	269,8	50,0	122,0	0,8811	0,8834	28,7	1,1943	1,5086	105,81	1,033
96	1850,0	268,3	50,2	122,4	0,8836	0,8859	28,2	1,2268	1,5496	101,00	1,023
97	1857,0	269,3	44,4	111,9	0,8630	0,8653	32,0	1,3120	1,6573	118,98	1,059
98	900,0	130,5	27,0	80,6	0,8582	0,8605	32,9	0,8689	1,0975	28,34	1,026
99	838,0	121,5	50,0	122,0	0,8602	0,8625	32,5	0,6982	0,8820	32,56	1,015
100	1885,6	273,5	43,0	109,4	0,8645	0,8669	31,7	1,1342	1,4327	103,78	1,052
101	1898,2	275,3	43,1	109,6	0,8645	0,8669	31,7	1,7562	2,2183	107,67	1,090
102	1806,0	261,9	50,7	123,2	0,8677	0,8700	31,1	1,3750	1,7368	107,13	1,038
103	1820,0	264,0	50,2	122,4	0,8857	0,8880	27,8	1,1856	1,4976	92,01	1,019
104	1923,5	279,0	45,5	113,9	0,8645	0,8669	31,7	1,2532	1,5830	105,45	1,045
105	1960,0	284,3	70,0	158,0	0,8769	0,8792	29,4	1,2297	1,5533	91,74	1,026
106	1850,0	268,3	50,4	122,7	0,8769	0,8792	29,4	1,3633	1,7221	97,30	1,047
107	1799,5	261,0	55,2	131,4	0,8815	0,8838	28,6	1,6180	2,0439	85,98	1,039
108	1865,0	270,5	46,1	115,0	0,8605	0,8629	32,5	1,4614	1,8459	121,63	1,066
109	2550,0	369,8	16,6	62,0	0,7759	0,7787	50,2	1,3313	1,6817	102,23	1,072

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
110	1960,0	284,3	70,0	158,0	0,8765	0,8788	29,5	1,5211	1,9214	85,68	1,038
111	1960,0	284,3	70,0	158,0	0,8797	0,8820	28,9	1,3341	1,6852	82,07	1,041
112	1840,0	266,9	50,0	122,0	0,8729	0,8752	30,2	1,5643	1,9759	94,12	1,089
113	1000,0	145,0	47,0	116,6	0,9173	0,9194	22,4	0,9427	1,1907	55,13	1,006
114	1851,0	268,5	45,2	113,4	0,8583	0,8606	32,9	1,1357	1,4346	113,19	1,012
115	1772,1	257,0	55,6	132,1	0,8821	0,8844	28,5	1,6035	2,0254	92,95	1,117
116	1858,0	269,5	46,0	114,8	0,8538	0,8562	33,8	1,2293	1,5528	108,60	1,049
117	1794,6	260,3	56,0	132,8	0,8806	0,8829	28,8	1,1389	1,4386	88,34	1,040
118	1838,0	266,6	46,0	114,8	0,8650	0,8673	31,6	1,0689	1,3502	100,27	1,030
119	1748,5	253,6	49,8	121,6	0,8727	0,8750	30,2	1,3641	1,7231	104,59	1,034
120	1713,0	248,4	45,4	113,8	0,8798	0,8821	28,9	1,6733	2,1136	86,48	1,046
121	1880,0	272,7	50,0	122,0	0,8723	0,8746	30,3	1,6213	2,0480	91,97	1,034
122	840,0	121,8	32,0	89,6	0,8563	0,8587	33,3	0,9334	1,1791	35,51	1,013
123	1860,0	269,8	50,0	122,0	0,8783	0,8805	29,2	1,3072	1,6513	93,76	1,023
124	1850,0	268,3	50,0	122,0	0,8587	0,8611	32,8	1,3547	1,7113	112,71	1,066
125	790,0	114,6	40,0	104,0	0,8556	0,8580	33,4	0,8743	1,1043	32,92	1,015

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
126	920,0	133,4	35,8	96,4	0,8595	0,8619	32,7	1,1466	1,4484	33,68	1,014
127	2310,4	335,1	50,0	122,0	0,8614	0,8638	32,3	1,5038	1,8996	101,32	1,083
128	1820,0	264,0	50,0	122,0	0,8768	0,8791	29,5	1,4044	1,7740	89,98	1,058
129	2600,0	377,1	21,0	69,8	0,7796	0,7824	49,4	0,9771	1,2342	110,82	1,035
130	767,0	111,2	52,0	125,6	0,8974	0,8996	25,8	1,0695	1,3509	36,37	1,039
131	1853,5	268,8	42,0	107,6	0,8779	0,8802	29,3	1,3867	1,7516	101,87	1,043
132	1789,7	259,6	41,2	106,1	0,8789	0,8812	29,1	1,2286	1,5519	101,76	1,101
133	1781,3	258,4	47,2	116,9	0,8652	0,8676	31,6	1,0275	1,2980	94,62	1,048
134	1820,0	264,0	50,1	122,2	0,8627	0,8650	32,1	1,2649	1,5978	92,76	1,066
135	1740,7	252,5	40,6	105,1	0,8627	0,8651	32,1	1,5269	1,9287	115,43	1,044
136	1824,0	264,5	40,5	104,9	0,8780	0,8803	29,2	1,3993	1,7676	98,20	1,038
137	2590,0	375,6	19,1	66,4	0,7807	0,7835	49,1	0,7925	1,0010	128,57	1,044
138	1795,7	260,4	47,6	117,7	0,8642	0,8665	31,8	0,6901	0,8717	142,67	1,034
139	1000,0	145,0	46,3	115,3	0,8611	0,8635	32,4	0,6355	0,8027	44,56	1,008
140	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8769	0,8792	29,4	1,0578	1,3362	122,65	1,076
141	1820,0	264,0	50,8	123,4	0,8778	0,8801	29,3	0,9758	1,2327	136,69	1,033

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
142	1940,0	281,4	70,0	158,0	0,8799	0,8822	28,9	0,7360	0,9297	125,05	1,078
143	2638,1	382,6	49,7	121,5	0,8649	0,8672	31,7	1,1128	1,4056	138,72	1,063
144	1835,0	266,1	49,7	121,5	0,8632	0,8655	32,0	0,6933	0,8757	136,80	1,059
145	900,0	130,5	58,0	136,4	0,8726	0,8749	30,2	0,6627	0,8371	82,08	1,028
146	2800,0	406,1	29,4	84,9	0,7709	0,7737	51,4	0,9007	1,1377	154,86	1,059
147	1830,0	265,4	50,0	122,0	0,8817	0,8839	28,6	0,8443	1,0664	131,32	1,013
148	1840,0	266,9	50,1	122,2	0,8779	0,8802	29,3	0,8003	1,0109	123,15	1,037
149	1830,0	265,4	50,0	122,0	0,8588	0,8612	32,8	0,9111	1,1509	138,87	1,048
150	1845,2	267,6	47,9	118,2	0,8590	0,8614	32,8	1,0375	1,3106	129,70	1,062
151	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8805	0,8828	28,8	0,6719	0,8488	132,11	1,076
152	1727,9	250,6	40,4	104,7	0,8820	0,8843	28,5	0,9328	1,1782	126,54	1,047
153	1850,0	268,3	50,0	122,0	0,8704	0,8727	30,6	1,0250	1,2948	126,37	1,046
154	1815,0	263,2	39,7	103,4	0,8809	0,8832	28,7	0,7396	0,9343	126,06	1,042
155	1950,0	282,8	70,0	158,0	0,8813	0,8836	28,6	0,6633	0,8379	115,39	1,034
156	1745,0	253,1	40,5	104,9	0,8800	0,8823	28,9	0,9225	1,1652	139,71	1,036
157	1755,0	254,5	40,8	105,4	0,8822	0,8844	28,5	0,9884	1,2485	154,51	1,062

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
158	1860,0	269,8	50,0	122,0	0,8713	0,8737	30,5	0,7117	0,8990	145,50	1,010
159	1850,0	268,3	49,3	120,7	0,8630	0,8654	32,0	0,6550	0,8274	138,36	1,045
160	1853,5	268,8	40,4	104,7	0,8790	0,8812	29,1	0,9186	1,1603	140,78	1,052
161	1831,9	265,7	50,0	122,0	0,8626	0,8650	32,1	0,8274	1,0452	133,05	1,033
162	1798,2	260,8	48,4	119,0	0,8646	0,8669	31,7	0,8398	1,0608	129,87	1,044
163	1774,2	257,3	48,2	118,7	0,8629	0,8653	32,0	0,7448	0,9408	148,15	1,052
164	1853,0	268,8	49,3	120,7	0,8629	0,8653	32,0	0,7219	0,9119	135,79	1,035
165	1814,2	263,1	48,2	118,7	0,8796	0,8818	29,0	0,5837	0,7373	143,84	1,044
166	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8869	0,8891	27,6	1,0223	1,2913	112,43	1,052
167	1830,0	265,4	50,0	122,0	0,8856	0,8878	27,9	0,8900	1,1242	128,80	1,037
168	1911,0	277,2	57,1	134,8	0,8839	0,8862	28,2	0,8534	1,0779	127,74	1,047
169	1960,0	284,3	68,8	155,9	0,8893	0,8915	27,2	0,8159	1,0306	121,19	1,052
170	1877,0	272,2	39,7	103,5	0,8749	0,8772	29,8	1,0348	1,3071	136,93	1,046
171	890,0	129,1	52,0	125,6	0,8625	0,8649	32,1	0,5525	0,6979	44,83	1,018
172	1795,0	260,3	39,3	102,8	0,8562	0,8586	33,3	1,0212	1,2899	159,77	1,062
173	870,0	126,2	44,0	111,2	0,8660	0,8684	31,4	0,9054	1,1437	49,14	1,011

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
174	1826,0	264,8	39,5	103,1	0,8759	0,8782	29,6	0,9150	1,1558	146,16	1,053
175	1980,0	287,2	49,6	121,3	0,8663	0,8686	31,4	0,9408	1,1884	170,14	1,069
176	1820,0	264,0	50,0	122,0	0,8789	0,8812	29,1	0,9395	1,1868	123,17	1,050
177	1998,0	289,8	45,7	114,2	0,8685	0,8709	31,0	1,1246	1,4206	162,34	1,066
178	1940,0	281,4	70,0	158,0	0,8767	0,8790	29,5	0,8542	1,0790	115,99	1,038
179	1828,0	265,1	49,0	120,2	0,8616	0,8640	32,3	0,8018	1,0128	145,38	1,054
180	1850,0	268,3	45,3	113,5	0,8623	0,8646	32,2	0,9055	1,1438	157,85	1,065
181	1811,0	262,7	49,8	121,7	0,8645	0,8668	31,7	0,7447	0,9407	146,54	1,054
182	1840,7	267,0	47,8	118,0	0,8689	0,8712	30,9	0,9428	1,1909	137,60	1,065
183	1870,0	271,2	39,4	102,9	0,8848	0,8871	28,0	0,9358	1,1821	151,71	1,052
184	1890,0	274,1	40,0	104,0	0,8774	0,8797	29,4	0,8818	1,1139	157,11	1,033
185	1803,7	261,6	48,0	118,4	0,8646	0,8670	31,7	0,9631	1,2165	141,23	1,057
186	1852,0	268,6	49,7	121,5	0,8654	0,8678	31,6	0,8175	1,0326	141,65	1,045
187	1840,0	266,9	47,7	117,9	0,8833	0,8855	28,3	0,8656	1,0934	145,89	1,069
188	1793,2	260,1	43,0	109,4	0,8630	0,8654	32,0	0,8164	1,0313	140,31	1,051
189	1824,2	264,6	49,4	120,9	0,8647	0,8671	31,7	0,8594	1,0855	142,68	1,046

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
190	1880,0	272,7	49,5	121,1	0,8758	0,8781	29,6	1,1036	1,3940	149,15	1,056
191	1851,6	268,6	49,5	121,1	0,8688	0,8711	30,9	0,8591	1,0852	141,09	1,050
192	1910,0	277,0	69,2	156,6	0,8810	0,8833	28,7	0,9655	1,2196	128,51	1,019
193	1860,0	269,8	49,8	121,7	0,8596	0,8620	32,7	0,8419	1,0634	131,76	1,048
194	1870,0	271,2	49,3	120,7	0,8797	0,8820	28,9	0,7483	0,9452	137,52	1,039
195	1870,0	271,2	47,0	116,6	0,8752	0,8775	29,7	0,6865	0,8672	145,04	1,023
196	1900,0	275,6	70,0	158,0	0,8789	0,8812	29,1	0,6600	0,8337	127,55	1,021
197	1900,0	275,6	70,0	158,0	0,8763	0,8786	29,6	1,2299	1,5535	134,48	1,094
198	1850,0	268,3	46,5	115,7	0,8752	0,8775	29,7	0,6865	0,8672	145,04	1,023
199	1870,7	271,3	48,0	118,4	0,8704	0,8727	30,6	0,5507	0,6956	129,43	1,069
200	1863,5	270,3	49,4	120,9	0,8631	0,8655	32,0	0,7572	0,9565	134,85	1,039
201	1980,0	287,2	39,7	103,5	0,8666	0,8690	31,3	0,6963	0,8796	144,23	1,045
202	1870,0	271,2	46,5	115,7	0,8774	0,8797	29,4	0,6960	0,8792	121,24	1,037
203	1830,0	265,4	47,6	117,7	0,8755	0,8778	29,7	0,7351	0,9285	126,09	1,048
204	1856,0	269,2	49,5	121,2	0,8614	0,8638	32,3	0,6607	0,8346	131,99	1,026
205	1890,0	274,1	39,7	103,5	0,8900	0,8922	27,1	0,8980	1,1344	157,20	1,035

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
206	1870,0	271,2	40,0	104,0	0,8768	0,8791	29,5	0,7168	0,9054	97,77	1,050
207	1890,0	274,1	39,7	103,5	0,8799	0,8822	28,9	0,7493	0,9465	103,78	1,034
208	1873,0	271,7	49,5	121,1	0,8602	0,8626	32,5	0,6204	0,7837	92,60	1,044
209	1850,0	268,3	40,8	105,4	0,8775	0,8798	29,3	0,7891	0,9967	135,83	1,052
210	1830,0	265,4	40,2	104,4	0,8706	0,8729	30,6	1,0978	1,3867	99,36	1,039
211	1816,2	263,4	39,6	103,3	0,8782	0,8805	29,2	0,6840	0,8640	138,80	1,052
212	1769,1	256,6	39,7	103,5	0,8787	0,8810	29,1	0,8054	1,0174	88,56	1,032
213	1870,0	271,2	47,5	117,5	0,8769	0,8792	29,4	0,7048	0,8903	93,16	1,043
214	1846,0	267,7	40,0	104,0	0,8623	0,8646	32,2	0,9169	1,1582	105,69	1,059
215	1890,0	274,1	48,5	119,3	0,8720	0,8743	30,3	0,7636	0,9646	143,66	1,044
216	1930,0	279,9	69,6	157,3	0,8785	0,8807	29,2	0,6763	0,8542	81,48	1,026
217	1930,0	279,9	70,0	158,0	0,8769	0,8792	29,4	0,5882	0,7429	128,65	1,045
218	1870,0	271,2	47,0	116,6	0,8833	0,8856	28,3	0,9463	1,1953	150,15	1,057
219	1950,0	282,8	70,0	158,0	0,8795	0,8817	29,0	0,8949	1,1305	120,58	1,028
220	1833,4	265,9	40,0	104,0	0,8626	0,8650	32,1	0,9186	1,1604	103,38	1,041
221	1943,0	281,8	69,0	156,2	0,8755	0,8778	29,7	1,1473	1,4492	75,89	1,045

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
222	1870,0	271,2	46,5	115,7	0,8797	0,8820	28,9	0,8809	1,1128	98,19	1,048
223	1850,0	268,3	46,5	115,7	0,8769	0,8792	29,4	1,2679	1,6016	136,01	1,053
224	1940,0	281,4	69,0	156,2	0,8816	0,8839	28,6	0,9246	1,1679	102,33	1,054
225	1930,0	279,9	69,0	156,2	0,8810	0,8833	28,7	0,5750	0,7264	76,63	1,036
226	1797,0	260,6	40,2	104,3	0,8753	0,8776	29,7	0,6859	0,8665	92,81	1,034
227	1924,0	279,1	70,1	158,2	0,8744	0,8767	29,9	0,6622	0,8365	124,36	1,079
228	1846,0	267,7	49,5	121,1	0,8612	0,8636	32,4	1,0128	1,2794	103,51	1,041
229	813,0	117,9	42,4	108,3	0,8587	0,8611	32,8	0,6750	0,8526	27,49	1,011
230	1803,0	261,5	40,0	104,0	0,8589	0,8613	32,8	1,2174	1,5377	105,09	1,036
231	1890,0	274,1	46,0	114,8	0,8703	0,8727	30,6	1,0472	1,3228	107,27	1,035
232	1870,4	271,3	49,3	120,7	0,8613	0,8637	32,3	0,9904	1,2510	100,93	1,044
233	1907,7	276,7	49,4	120,9	0,8661	0,8684	31,4	0,8276	1,0454	99,92	1,059
234	1861,6	270,0	49,3	120,7	0,8724	0,8747	30,3	0,7673	0,9692	102,81	1,052
235	1904,4	276,2	49,5	121,0	0,8646	0,8670	31,7	0,8114	1,0249	139,54	1,048
236	1850,0	268,3	40,7	105,3	0,8623	0,8647	32,1	1,9231	2,4292	101,69	1,085
237	1917,5	278,1	49,5	121,1	0,8540	0,8564	33,7	1,3501	1,7054	95,07	1,056

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
238	1840,0	266,9	47,9	118,2	0,8565	0,8589	33,2	1,6112	2,0353	91,99	1,055
239	1820,0	264,0	40,6	105,1	0,8826	0,8848	28,4	1,5672	1,9797	84,89	1,051
240	1940,0	281,4	68,9	156,0	0,8796	0,8819	28,9	0,8714	1,1007	76,43	1,059
241	1810,0	262,5	39,2	102,6	0,8819	0,8842	28,5	0,9317	1,1769	112,62	1,035
242	1860,0	269,8	50,0	122,0	0,8795	0,8818	29,0	0,9696	1,2248	102,68	1,061
243	1835,5	266,2	40,0	103,9	0,8614	0,8638	32,3	0,9433	1,1915	104,12	1,049
244	1781,0	258,3	40,4	104,8	0,8698	0,8721	30,7	1,9366	2,4463	121,76	1,082
245	1801,8	261,3	39,5	103,1	0,8651	0,8675	31,6	0,6028	0,7614	138,87	1,052
246	1796,0	260,5	39,6	103,3	0,8782	0,8805	29,2	0,8802	1,1119	102,22	1,050
247	1798,8	260,9	39,7	103,4	0,8818	0,8841	28,6	1,0143	1,2812	104,69	1,067
248	1955,0	283,5	70,0	158,0	0,8776	0,8799	29,3	1,0106	1,2765	82,15	1,035
249	1760,4	255,3	40,2	104,3	0,8803	0,8826	28,8	1,0241	1,2936	105,35	1,049
250	1754,4	254,5	40,1	104,2	0,8744	0,8767	29,9	0,7697	0,9723	98,28	1,033
251	1385,0	200,9	69,0	156,2	0,9176	0,9197	22,3	0,6971	0,8805	49,11	1,055
252	171,0	24,8	57,1	134,8	0,8630	0,8653	32,0	1,0409	1,3149	113,75	1,060
253	1850,0	268,3	46,5	115,7	0,8824	0,8847	28,4	0,9269	1,1709	147,60	1,038

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
254	1980,0	287,2	70,0	158,0	0,8795	0,8817	29,0	0,8891	1,1231	152,43	1,047
255	1381,0	200,3	65,0	149,0	0,9125	0,9147	23,2	0,9566	1,2084	53,19	1,028
256	1879,0	272,5	49,8	121,6	0,8616	0,8640	32,3	0,8749	1,1052	98,16	1,058
257	1827,0	265,0	39,5	103,2	0,8777	0,8800	29,3	1,0333	1,3052	110,09	1,062
258	1968,0	285,4	69,0	156,2	0,8777	0,8800	29,3	0,8563	1,0817	121,82	1,070
259	1956,0	283,7	68,8	155,8	0,8829	0,8852	28,4	0,9202	1,1624	103,70	1,040
260	1915,7	277,8	49,6	121,3	0,8639	0,8662	31,9	0,8098	1,0229	104,24	1,032
261	1832,0	265,7	37,5	99,5	0,8626	0,8649	32,1	1,0604	1,3395	158,70	1,062
262	1967,0	285,3	49,8	121,7	0,8637	0,8661	31,9	0,8503	1,0740	140,98	1,073
263	1860,0	269,8	49,0	120,2	0,8814	0,8837	28,6	1,0234	1,2928	97,48	1,051
264	1836,7	266,4	40,0	104,0	0,8599	0,8623	32,6	1,0794	1,3635	118,40	1,060
265	1850,0	268,3	46,5	115,7	0,8688	0,8711	30,9	0,9347	1,1807	135,24	1,053
266	1800,0	261,1	41,0	105,8	0,8783	0,8806	29,2	0,9750	1,2316	91,70	1,053
267	882,0	127,9	49,0	120,2	0,8615	0,8638	32,3	0,5775	0,7294	23,14	1,017
268	1840,0	266,9	45,5	113,9	0,8687	0,8710	31,0	0,9838	1,2427	90,63	1,032
269	1885,0	273,4	39,4	102,9	0,8629	0,8652	32,0	0,8445	1,0667	112,08	1,052

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
270	1820,0	264,0	41,0	105,8	0,8785	0,8808	29,2	1,0338	1,3058	87,79	1,038
271	1890,0	274,1	42,5	108,5	0,8567	0,8591	33,2	1,0899	1,3767	117,06	1,062
272	1832,0	265,7	40,0	104,0	0,8768	0,8791	29,5	1,0010	1,2644	108,62	1,051
273	1860,0	269,8	43,2	109,8	0,8789	0,8812	29,1	1,1120	1,4046	101,42	1,057
274	1861,6	270,0	38,9	102,0	0,8789	0,8812	29,1	1,1259	1,4222	110,96	1,055
275	1383,0	200,6	67,2	153,0	0,9133	0,9154	23,1	0,9202	1,1623	53,73	1,042
276	1380,0	200,2	68,6	155,5	0,9102	0,9124	23,6	0,8513	1,0754	51,98	1,063
277	500,0	72,5	30,0	86,0	0,8723	0,8746	30,3	1,2269	1,5498	100,80	1,051
278	1867,6	270,9	40,3	104,5	0,8775	0,8798	29,3	1,0099	1,2757	102,04	1,050
279	1682,0	244,0	38,0	100,4	0,8727	0,8750	30,2	0,7721	0,9752	107,66	1,051
280	1813,6	263,0	40,4	104,7	0,8779	0,8802	29,3	0,8012	1,0120	105,27	1,052
281	1976,0	286,6	70,0	158,0	0,8794	0,8817	29,0	0,6354	0,8026	99,19	1,034
282	686,5	99,6	24,1	75,4	0,8691	0,8714	30,9	1,2667	1,6000	129,69	1,075
283	1844,7	267,6	39,8	103,6	0,8610	0,8634	32,4	0,9835	1,2423	112,38	1,055
284	1785,1	258,9	39,8	103,7	0,8711	0,8734	30,5	1,1428	1,4435	117,05	1,055
285	1850,0	268,3	46,7	116,1	0,8823	0,8846	28,5	1,0310	1,3024	124,84	1,045

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
286	1825,0	264,7	39,9	103,8	0,8806	0,8828	28,8	1,0620	1,3414	101,91	1,062
287	1976,0	286,6	68,9	156,0	0,8783	0,8806	29,2	0,9028	1,1404	86,58	1,041
288	1983,0	287,6	70,0	158,0	0,8782	0,8805	29,2	0,9377	1,1845	80,23	1,044
289	840,0	121,8	54,0	129,2	0,8746	0,8769	29,9	0,5788	0,7311	31,91	1,028
290	1878,0	272,4	49,7	121,5	0,8639	0,8663	31,8	0,7797	0,9849	136,04	1,071
291	1851,7	268,6	49,5	121,1	0,8648	0,8671	31,7	0,9346	1,1805	104,91	1,046
292	1777,5	257,8	41,0	105,8	0,8651	0,8675	31,6	0,9764	1,2334	102,74	1,055
293	738,0	107,0	8,1	46,6	0,8776	0,8799	29,3	1,5669	1,9792	104,45	1,062
294	676,7	98,1	16,0	60,8	0,8760	0,8783	29,6	1,0023	1,2661	115,29	1,069
295	1850,0	268,3	49,0	120,2	0,8805	0,8827	28,8	0,9608	1,2137	93,34	1,058
296	1906,0	276,4	39,9	103,8	0,8778	0,8801	29,3	0,9640	1,2177	102,46	1,054
297	1810,0	262,5	38,0	100,4	0,8768	0,8791	29,5	0,9841	1,2431	110,01	1,056
298	1446,0	209,7	70,8	159,4	0,9102	0,9124	23,6	0,8381	1,0587	48,73	1,030
299	1736,8	251,9	39,9	103,7	0,8812	0,8835	28,7	1,4598	1,8440	103,58	1,060
300	1953,0	283,3	70,0	158,0	0,8795	0,8818	29,0	0,9791	1,2368	84,01	1,053
301	1840,0	266,9	48,7	119,7	0,8761	0,8784	29,6	1,0450	1,3200	93,68	1,044

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
302	1840,0	266,9	50,0	122,0	0,8773	0,8796	29,4	1,1016	1,3915	101,82	1,056
303	1870,0	271,2	47,0	116,6	0,8800	0,8822	28,9	0,9487	1,1983	97,88	1,055
304	1850,0	268,3	46,0	114,8	0,8575	0,8599	33,1	1,1573	1,4618	109,42	1,063
305	1893,8	274,7	39,6	103,2	0,8629	0,8653	32,0	1,0162	1,2836	119,70	1,057
306	1827,0	265,0	39,5	103,2	0,8615	0,8639	32,3	1,0629	1,3426	115,52	1,068
307	800,0	116,0	50,0	122,0	0,8806	0,8829	28,8	0,5771	0,7289	28,86	1,009
308	1850,0	268,3	47,3	117,1	0,8565	0,8589	33,3	1,1405	1,4407	106,77	1,049
309	1840,0	266,9	50,4	122,7	0,8725	0,8749	30,2	1,0552	1,3329	114,17	1,069
310	1840,0	266,9	48,0	118,4	0,8724	0,8747	30,3	0,9654	1,2195	96,34	1,047
311	715,9	103,8	8,4	47,1	0,8752	0,8775	29,8	1,3875	1,7526	170,78	1,123
312	1893,0	274,6	40,0	104,0	0,8779	0,8802	29,3	1,0662	1,3468	109,75	1,054
313	1920,0	278,5	39,6	103,3	0,8712	0,8735	30,5	1,2823	1,6197	123,27	1,081
314	1450,0	210,3	69,8	157,6	0,9171	0,9192	22,4	0,9029	1,1405	50,45	1,026
315	1387,0	201,2	70,0	158,0	0,9095	0,9116	23,7	0,8193	1,0350	54,00	1,036
316	1970,0	285,7	70,0	158,0	0,8774	0,8796	29,4	0,9873	1,2472	125,58	1,066
317	1409,0	204,4	70,5	158,8	0,9184	0,9205	22,2	0,8411	1,0624	49,76	1,036

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
318	1944,0	282,0	49,0	120,2	0,8860	0,8883	27,8	0,9707	1,2262	97,46	1,052
319	1940,0	281,4	49,0	120,2	0,8696	0,8720	30,8	0,8782	1,1093	101,16	1,045
320	1909,0	276,9	49,3	120,7	0,8619	0,8642	32,2	0,9524	1,2030	106,62	1,061
321	1879,0	272,5	49,0	120,2	0,8643	0,8666	31,8	1,0882	1,3746	108,13	1,057
322	1858,8	269,6	49,3	120,8	0,8635	0,8659	31,9	0,9159	1,1570	97,94	1,050
323	1866,9	270,8	49,4	120,9	0,8634	0,8658	31,9	0,9413	1,1890	101,44	1,056
324	1917,2	278,1	48,6	119,6	0,8634	0,8658	31,9	1,3845	1,7488	88,25	1,047
325	1884,0	273,3	49,3	120,7	0,8647	0,8671	31,7	0,8227	1,0392	105,31	1,041
326	1970,0	285,7	70,0	158,0	0,8746	0,8769	29,9	0,9884	1,2486	146,44	1,076
327	1377,0	199,7	70,7	159,3	0,9295	0,9316	20,4	0,8378	1,0583	48,70	1,039
328	1830,0	265,4	32,1	89,8	0,8605	0,8629	32,5	1,3859	1,7507	102,32	1,065
329	1880,0	272,7	40,9	105,6	0,8811	0,8833	28,7	1,0630	1,3427	102,22	1,059
330	1910,0	277,0	40,7	105,3	0,8782	0,8805	29,2	1,2472	1,5754	101,41	1,054
331	1860,0	269,8	53,0	127,4	0,8801	0,8824	28,9	1,1968	1,5117	86,45	1,045
332	1880,0	272,7	53,0	127,4	0,8717	0,8740	30,4	1,0733	1,3558	80,93	1,054
333	1880,0	272,7	53,0	127,4	0,8770	0,8793	29,4	1,0834	1,3685	81,93	1,052

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
334	1870,0	271,2	53,0	127,4	0,8790	0,8812	29,1	1,1075	1,3989	81,67	1,053
335	1984,0	287,8	70,0	158,0	0,8749	0,8772	29,8	0,6596	0,8332	85,94	1,048
336	840,0	121,8	20,0	68,0	0,8790	0,8813	29,1	0,8196	1,0353	39,27	1,013
337	2032,0	294,7	45,0	113,0	0,8635	0,8658	31,9	1,1211	1,4161	102,47	1,056
338	1980,0	287,2	70,0	158,0	0,8815	0,8838	28,6	1,1387	1,4383	73,07	1,030
339	1880,0	272,7	39,0	102,2	0,8778	0,8801	29,3	1,1713	1,4796	107,04	1,057
340	470,0	68,2	11,0	51,8	0,8732	0,8756	30,1	1,2891	1,6284	78,66	1,029
341	1930,0	279,9	39,6	103,3	0,8766	0,8789	29,5	1,1915	1,5051	101,36	1,053
342	1788,8	259,4	40,5	105,0	0,8636	0,8660	31,9	1,1890	1,5019	100,00	1,043
343	1914,0	277,6	36,2	97,2	0,8800	0,8822	28,9	1,1266	1,4231	101,92	1,051
344	1880,0	272,7	50,0	122,0	0,8733	0,8756	30,1	0,9367	1,1831	92,28	1,044
345	1830,0	265,4	50,7	123,3	0,8756	0,8779	29,7	1,1242	1,4200	92,32	1,048
346	1880,0	272,7	50,0	122,0	0,8767	0,8790	29,5	1,0879	1,3742	88,49	1,047
347	790,0	114,6	37,0	98,6	0,8658	0,8681	31,5	0,7604	0,9605	23,75	1,020
348	1759,7	255,2	40,7	105,3	0,8877	0,8900	27,5	1,1561	1,4603	140,01	1,069
349	2090,0	303,1	70,0	158,0	0,8793	0,8816	29,0	1,1238	1,4195	81,49	1,045

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
350	519,8	75,4	11,2	52,2	0,8724	0,8748	30,3	1,3469	1,7013	94,07	1,044
351	2010,0	291,5	70,0	158,0	0,8822	0,8844	28,5	0,9711	1,2266	82,03	1,028
352	2020,0	293,0	70,0	158,0	0,8777	0,8800	29,3	0,9680	1,2228	82,52	1,045
353	1886,2	273,6	45,1	113,2	0,8635	0,8658	31,9	0,9602	1,2129	97,17	1,060
354	650,0	94,3	30,0	86,0	0,8735	0,8758	30,1	0,7517	0,9495	48,02	1,016
355	652,0	94,6	28,0	82,4	0,8678	0,8701	31,1	1,3173	1,6639	87,26	1,053
356	1917,6	278,1	49,0	120,2	0,8582	0,8606	32,9	0,9425	1,1905	105,45	1,057
357	1869,2	271,1	49,3	120,7	0,8627	0,8650	32,1	0,8667	1,0948	100,35	1,038
358	1791,5	259,8	41,0	105,7	0,8694	0,8718	30,8	1,0539	1,3312	107,15	1,058
359	1889,4	274,0	49,5	121,0	0,8664	0,8688	31,4	0,9771	1,2343	100,36	1,062
360	1815,2	263,3	40,8	105,4	0,8630	0,8654	32,0	1,0468	1,3223	99,13	1,023
361	1860,0	269,8	53,0	127,4	0,8799	0,8822	28,9	0,8882	1,1219	102,68	1,050
362	1870,0	271,2	53,0	127,4	0,8814	0,8836	28,6	0,9582	1,2104	95,66	1,053
363	1859,0	269,6	40,5	104,9	0,8762	0,8785	29,6	0,9586	1,2109	99,54	1,048
364	1900,0	275,6	40,4	104,7	0,8785	0,8808	29,2	1,0221	1,2911	103,99	1,055
365	1797,9	260,8	41,0	105,7	0,8784	0,8807	29,2	0,9959	1,2580	98,98	1,054

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
366	2024,0	293,6	69,7	157,5	0,8794	0,8817	29,0	0,9293	1,1739	87,30	1,054
367	1900,0	275,6	40,0	104,0	0,8780	0,8803	29,2	1,0262	1,2963	102,71	1,053
368	1900,0	275,6	47,0	116,6	0,8797	0,8820	28,9	1,0222	1,2913	106,18	1,043
369	1887,0	273,7	39,9	103,8	0,8774	0,8797	29,4	1,0603	1,3393	115,69	1,060
370	843,4	122,3	44,5	112,1	0,8673	0,8697	31,2	0,8928	1,1277	55,15	1,015
371	870,0	126,2	69,0	156,2	0,8740	0,8763	30,0	0,5674	0,7167	31,16	1,026
372	840,0	121,8	69,2	156,6	0,8746	0,8769	29,9	0,6443	0,8138	27,54	1,006
373	1030,0	149,4	61,0	141,8	0,8725	0,8748	30,2	0,6275	0,7927	37,42	1,030
374	1880,0	272,7	53,1	127,6	0,8764	0,8787	29,5	0,9079	1,1468	96,01	1,028
375	1751,7	254,1	40,9	105,6	0,8812	0,8835	28,7	1,0639	1,3439	106,16	1,053
376	2010,0	291,5	69,8	157,6	0,8793	0,8815	29,0	0,9611	1,2140	83,29	1,047
377	2020,0	293,0	69,8	157,6	0,8843	0,8866	28,1	1,0631	1,3428	96,24	1,014
378	1914,7	277,7	30,2	86,3	0,8641	0,8665	31,8	1,0642	1,3443	120,61	1,065
379	1884,0	273,3	40,2	104,4	0,8850	0,8872	28,0	1,1704	1,4784	115,29	1,064
380	1870,0	271,2	53,5	128,3	0,8686	0,8709	31,0	1,1291	1,4263	106,63	1,078
381	1890,0	274,1	53,0	127,4	0,8822	0,8845	28,5	1,0100	1,2758	97,34	1,065

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
382	1779,3	258,1	41,1	105,9	0,8722	0,8745	30,3	0,9403	1,1878	101,34	1,069
383	1820,4	264,0	42,9	109,2	0,8690	0,8713	30,9	0,9507	1,2009	99,46	1,053
384	1828,6	265,2	41,3	106,3	0,8667	0,8691	31,3	1,1264	1,4228	130,46	1,048
385	1870,0	271,2	50,3	122,5	0,8764	0,8787	29,5	0,9077	1,1466	94,20	1,053
386	912,0	132,3	40,7	105,3	0,8665	0,8689	31,4	0,9521	1,2026	63,64	1,034
387	755,1	109,5	13,0	55,4	0,8722	0,8745	30,3	1,1124	1,4051	118,73	1,054
388	831,0	120,5	10,1	50,2	0,8788	0,8811	29,1	1,2410	1,5676	206,82	1,118
389	840,0	121,8	40,0	104,0	0,8769	0,8792	29,5	0,5884	0,7432	41,21	1,006
390	1930,0	279,9	40,2	104,4	0,8777	0,8800	29,3	0,9307	1,1756	99,89	1,048
391	1986,0	288,0	68,7	155,7	0,8803	0,8826	28,8	0,9682	1,2230	80,42	1,028
392	1768,5	256,5	45,0	113,0	0,8616	0,8640	32,3	0,8770	1,1077	98,83	1,057
393	1877,4	272,3	49,3	120,8	0,8611	0,8635	32,4	0,9839	1,2428	105,19	1,061
394	1873,7	271,8	49,4	120,9	0,8667	0,8690	31,3	0,8508	1,0747	101,99	1,059
395	1941,7	281,6	41,4	106,5	0,8761	0,8784	29,6	0,8056	1,0176	98,77	1,015
396	1854,0	268,9	49,5	121,1	0,8637	0,8660	31,9	0,9689	1,2238	97,85	1,062
397	1865,0	270,5	49,5	121,0	0,8628	0,8652	32,0	0,8475	1,0706	98,90	1,053

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
398	1863,0	270,2	49,5	121,1	0,8648	0,8672	31,7	0,8673	1,0955	101,99	1,047
399	1871,0	271,4	49,5	121,0	0,8682	0,8706	31,0	1,0071	1,2722	105,30	1,066
400	1746,8	253,4	41,4	106,6	0,8670	0,8694	31,3	0,8856	1,1187	115,80	1,056
401	637,4	92,5	15,0	59,0	0,8809	0,8832	28,7	1,5172	1,9165	77,93	1,061
402	591,3	85,8	28,0	82,4	0,8756	0,8779	29,7	0,7234	0,9138	51,23	1,027
403	1900,0	275,6	39,5	103,1	0,8660	0,8683	31,5	0,9159	1,1570	108,31	1,043
404	1766,5	256,2	41,3	106,3	0,8817	0,8840	28,6	0,9582	1,2103	112,55	1,050
405	1788,4	259,4	42,8	109,1	0,8759	0,8782	29,6	0,9528	1,2035	114,60	1,061
406	2031,0	294,6	69,2	156,6	0,8765	0,8788	29,5	1,5156	1,9144	85,30	1,045
407	2039,0	295,7	68,2	154,8	0,8791	0,8814	29,0	0,9151	1,1559	77,85	1,058
408	1919,0	278,3	41,0	105,8	0,8855	0,8877	27,9	1,0811	1,3656	113,27	1,041
409	1890,0	274,1	40,0	104,0	0,8778	0,8801	29,3	1,0590	1,3377	104,32	1,048
410	1403,0	203,5	71,0	159,7	0,9126	0,9148	23,2	0,8929	1,1279	49,92	1,037
411	2040,0	295,9	71,0	159,8	0,8750	0,8773	29,8	0,9839	1,2429	96,84	1,031
412	2021,0	293,1	68,9	156,1	0,8800	0,8823	28,9	0,9761	1,2330	110,60	1,039
413	2020,0	293,0	70,0	158,0	0,8738	0,8761	30,0	0,9517	1,2021	99,26	1,048

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
414	2020,0	293,0	70,0	158,0	0,8809	0,8832	28,7	0,8950	1,1305	102,98	1,033
415	780,0	113,1	79,0	174,2	0,8747	0,8770	29,9	0,6176	0,7802	40,97	1,011
416	1911,0	277,2	40,3	104,5	0,8760	0,8783	29,6	0,9440	1,1925	117,89	1,044
417	645,0	93,5	31,1	88,0	0,8665	0,8689	31,4	0,8596	1,0858	53,12	1,020
418	815,0	118,2	9,0	48,2	0,8779	0,8802	29,3	1,2276	1,5507	161,36	1,057
419	1848,8	268,1	49,7	121,4	0,8658	0,8681	31,5	0,8707	1,0999	97,17	1,051
420	902,2	130,9	8,5	47,3	0,8690	0,8713	30,9	1,5488	1,9563	166,88	1,109
421	1925,0	279,2	49,6	121,3	0,8633	0,8657	32,0	1,0092	1,2747	101,89	1,046
422	1930,0	279,9	49,6	121,3	0,8630	0,8653	32,0	0,9333	1,1789	104,28	1,041
423	1920,0	278,5	49,7	121,5	0,8676	0,8699	31,2	0,9295	1,1741	99,98	1,046
424	1469,0	213,1	72,0	161,6	0,9177	0,9198	22,3	0,8150	1,0295	50,57	1,033
425	1932,0	280,2	49,9	121,8	0,8658	0,8681	31,5	1,0824	1,3672	97,98	1,065
426	1404,0	203,6	70,0	158,0	0,9150	0,9171	22,8	0,6737	0,8510	49,12	1,032
427	1927,1	279,5	48,6	119,4	0,8639	0,8662	31,9	0,8491	1,0725	100,43	1,048
428	1832,5	265,8	40,6	105,0	0,8802	0,8825	28,8	1,0701	1,3517	104,93	1,053
429	1823,0	264,4	41,1	106,0	0,8635	0,8659	31,9	1,1323	1,4303	114,69	1,067

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
430	833,6	120,9	32,0	89,6	0,8775	0,8798	29,3	0,9802	1,2381	73,19	1,050
431	1834,8	266,1	40,6	105,0	0,8695	0,8718	30,8	0,9103	1,1499	113,45	1,049
432	849,3	123,2	19,0	66,2	0,8739	0,8762	30,0	1,0204	1,2890	129,08	1,082
433	1873,1	271,7	43,7	110,7	0,8632	0,8656	32,0	0,7048	0,8903	94,97	1,055
434	1887,7	273,8	44,3	111,7	0,8497	0,8521	34,6	1,0318	1,3033	118,57	1,066
435	1883,3	273,1	44,6	112,3	0,8635	0,8659	31,9	1,0038	1,2679	98,38	1,048
436	1865,0	270,5	45,0	113,0	0,8615	0,8639	32,3	0,9551	1,2064	108,79	1,054
437	2000,0	290,1	70,2	158,4	0,8746	0,8769	29,9	0,8204	1,0363	85,53	1,045
438	2020,0	293,0	69,2	156,6	0,8783	0,8806	29,2	0,9582	1,2103	82,28	1,043
439	2020,0	293,0	69,2	156,6	0,8793	0,8816	29,0	0,9567	1,2084	85,18	1,043
440	2020,0	293,0	69,3	156,7	0,8790	0,8813	29,1	0,9457	1,1945	86,40	1,050
441	1400,0	203,1	70,3	158,5	0,9184	0,9205	22,2	0,7458	0,9421	47,42	1,021
442	1410,0	204,5	70,7	159,3	0,9112	0,9134	23,4	0,7198	0,9093	73,46	1,023
443	800,0	116,0	29,5	85,1	0,8971	0,8993	25,8	0,7106	0,8977	39,31	1,022
444	870,0	126,2	57,5	135,5	0,8989	0,9011	25,5	0,6919	0,8740	32,59	1,028
445	1858,0	269,5	31,9	89,4	0,8801	0,8824	28,9	1,0693	1,3507	108,25	1,044

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
446	1743,6	252,9	40,9	105,7	0,8762	0,8785	29,6	0,7461	0,9425	101,18	1,046
447	901,5	130,7	49,7	121,5	0,8856	0,8879	27,9	1,0704	1,3521	52,80	1,023
448	859,0	124,6	48,5	119,3	0,8862	0,8885	27,8	0,8267	1,0442	52,80	1,026
449	588,4	85,3	37,1	98,8	0,8721	0,8745	30,3	0,9812	1,2394	47,16	1,025
450	2018,0	292,7	68,6	155,5	0,8793	0,8816	29,0	1,0697	1,3512	105,29	1,031
451	2050,0	297,3	69,6	157,3	0,8736	0,8759	30,1	1,0094	1,2750	87,25	1,059
452	2017,0	292,5	68,0	154,4	0,8815	0,8837	28,6	0,9426	1,1906	92,23	1,048
453	515,0	74,7	6,0	42,8	0,8758	0,8781	29,6	1,2228	1,5446	105,39	1,060
454	770,0	111,7	19,0	66,2	0,8723	0,8746	30,3	1,0403	1,3141	69,50	1,036
455	2450,0	355,3	20,0	68,0	0,7742	0,7770	50,6	0,7394	0,9340	114,70	1,049
456	1411,0	204,6	69,5	157,1	0,9150	0,9171	22,8	0,8605	1,0869	52,17	1,034
457	657,0	95,3	30,9	87,6	0,8779	0,8802	29,3	0,9969	1,2592	70,24	1,028
458	877,0	127,2	49,0	120,2	0,8875	0,8897	27,5	0,9779	1,2352	80,49	1,037
459	1873,3	271,7	45,4	113,8	0,8630	0,8654	32,0	0,9188	1,1606	102,86	1,051
460	1878,2	272,4	44,2	111,5	0,8600	0,8623	32,6	0,9803	1,2383	99,97	1,047
461	1877,8	272,4	45,7	114,2	0,8609	0,8632	32,4	0,8208	1,0368	98,40	1,035

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
462	1870,5	271,3	45,4	113,6	0,8633	0,8657	32,0	0,9525	1,2031	102,03	1,047
463	1883,1	273,1	43,9	111,0	0,8590	0,8614	32,8	1,1093	1,4013	105,83	1,047
464	1869,6	271,2	45,7	114,2	0,8626	0,8649	32,1	1,0392	1,3126	103,43	1,025
465	1724,9	250,2	41,3	106,4	0,8793	0,8816	29,0	1,0334	1,3054	102,30	1,070
466	1839,0	266,7	41,2	106,2	0,8794	0,8817	29,0	0,9769	1,2340	102,07	1,051
467	1868,5	271,0	50,0	121,9	0,8649	0,8673	31,7	0,9373	1,1839	98,71	1,053
468	1858,0	269,5	42,1	107,8	0,8693	0,8717	30,8	0,9852	1,2445	103,61	1,058
469	1848,2	268,1	50,1	122,1	0,8620	0,8644	32,2	0,9306	1,1755	96,99	1,052
470	1853,7	268,9	49,9	121,8	0,8647	0,8670	31,7	0,9521	1,2027	99,87	1,052
471	1839,0	266,7	42,0	107,6	0,8698	0,8722	30,7	1,1874	1,4999	111,11	1,045
472	1930,0	279,9	49,8	121,6	0,8653	0,8676	31,6	0,9384	1,1854	100,99	1,053
473	1876,0	272,1	49,5	121,1	0,8682	0,8705	31,0	0,9773	1,2345	99,92	1,046
474	735,5	106,7	14,1	57,4	0,8876	0,8899	27,5	1,2292	1,5527	88,02	1,052
475	644,0	93,4	9,0	48,2	0,8713	0,8736	30,5	1,1156	1,4092	104,28	1,038
476	1972,0	286,0	69,1	156,4	0,8753	0,8776	29,7	0,9863	1,2458	85,91	1,054
477	1968,0	285,4	69,1	156,3	0,8752	0,8775	29,8	0,9544	1,2055	85,22	1,025

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
478	2008,0	291,2	66,7	152,0	0,8794	0,8817	29,0	1,0081	1,2734	86,21	1,042
479	1394,0	202,2	70,0	158,0	0,9150	0,9171	22,8	0,8615	1,0882	55,24	1,049
480	1422,0	206,2	70,0	158,0	0,9126	0,9147	23,2	1,0048	1,2692	54,44	1,027
481	878,0	127,3	50,0	122,0	0,8900	0,8922	27,1	1,0449	1,3199	49,88	1,027
482	1979,0	287,0	69,2	156,6	0,8807	0,8830	28,7	0,9093	1,1486	82,83	1,049
483	820,0	118,9	41,0	105,8	0,8589	0,8613	32,8	0,5956	0,7523	44,61	1,006
484	858,0	124,4	67,1	152,8	0,8964	0,8987	26,0	0,7961	1,0056	40,00	1,036
485	884,0	128,2	47,8	118,0	0,8879	0,8902	27,5	0,8557	1,0809	48,71	1,031
486	2040,0	295,9	70,0	158,0	0,8709	0,8732	30,6	1,0100	1,2758	92,17	1,061
487	2040,0	295,9	43,0	109,4	0,8645	0,8669	31,7	1,2052	1,5223	119,53	1,066
488	2040,0	295,9	69,0	156,2	0,8797	0,8819	28,9	1,0301	1,3012	86,27	1,056
489	1430,0	207,4	69,9	157,8	0,9108	0,9129	23,5	0,9313	1,1764	55,49	1,038
490	1409,0	204,4	69,9	157,8	0,9219	0,9240	21,6	0,9589	1,2113	55,38	1,029
491	860,0	124,7	67,6	153,6	0,8973	0,8995	25,8	0,7421	0,9374	41,47	1,038
492	676,7	98,1	36,2	97,2	0,8690	0,8713	30,9	1,0337	1,3057	44,68	1,020
493	862,0	125,0	62,2	144,0	0,8614	0,8638	32,3	0,5981	0,7556	45,00	1,022

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
494	627,6	91,0	21,0	69,8	0,8741	0,8764	30,0	0,9288	1,1732	69,07	1,039
495	2030,0	294,4	27,0	80,6	0,8791	0,8814	29,0	1,1454	1,4469	144,39	1,072
496	886,0	128,5	47,1	116,8	0,8861	0,8884	27,8	0,8697	1,0986	51,06	1,034
497	896,0	130,0	47,5	117,5	0,8856	0,8878	27,9	0,8260	1,0433	55,47	1,034
498	1840,2	266,9	45,0	113,0	0,8624	0,8647	32,1	0,9774	1,2347	107,19	1,071
499	1418,0	205,7	69,1	156,4	0,9003	0,9025	25,3	1,0048	1,2692	52,98	1,020
500	1426,0	206,8	69,8	157,6	0,9082	0,9104	23,9	0,8606	1,0871	54,99	1,030
501	1843,8	267,4	45,0	113,0	0,8629	0,8653	32,0	0,9735	1,2297	103,82	1,057
502	657,0	95,3	5,1	41,2	0,8689	0,8712	30,9	1,2119	1,5309	146,46	1,060
503	851,0	123,4	49,7	121,5	0,8860	0,8883	27,8	0,7031	0,8881	47,74	1,018
504	812,0	117,8	73,0	163,4	0,8945	0,8968	26,3	0,8206	1,0366	49,77	1,025
505	841,0	122,0	46,5	115,7	0,8799	0,8822	28,9	0,9437	1,1921	50,78	1,016
506	2030,0	294,4	70,0	158,0	0,8794	0,8817	29,0	1,0364	1,3091	80,44	1,037
507	1864,0	270,4	49,4	120,9	0,8654	0,8678	31,6	0,6177	0,7802	99,97	1,047
508	1777,0	257,7	42,6	108,7	0,8803	0,8825	28,8	1,0038	1,2679	99,74	1,064
509	800,0	116,0	54,0	129,2	0,8591	0,8614	32,8	0,5843	0,7381	24,28	1,009

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
510	2042,0	296,2	69,1	156,3	0,8783	0,8806	29,2	1,1903	1,5035	90,78	1,066
511	2038,0	295,6	42,4	108,4	0,8785	0,8808	29,2	1,1601	1,4654	116,59	1,064
512	1794,1	260,2	41,5	106,6	0,8635	0,8659	31,9	1,1139	1,4070	108,75	1,059
513	1428,0	207,1	69,3	156,7	0,9082	0,9104	23,9	0,9845	1,2436	55,24	1,034
514	1411,0	204,6	69,2	156,6	0,8833	0,8856	28,3	0,9209	1,1633	53,51	1,015
515	1426,0	206,8	69,4	156,9	0,9073	0,9095	24,1	0,8735	1,1033	51,89	1,020
516	1409,0	204,4	69,1	156,4	0,9004	0,9026	25,3	0,9643	1,2181	52,22	1,027
517	1935,0	280,6	49,9	121,8	0,8718	0,8741	30,4	0,6177	0,7802	100,76	1,055
518	1745,3	253,1	40,2	104,4	0,8804	0,8826	28,8	0,9719	1,2277	100,60	1,048
519	801,0	116,2	58,6	137,5	0,8885	0,8907	27,4	0,8008	1,0115	43,26	1,025
520	789,0	114,4	60,8	141,5	0,8879	0,8902	27,5	0,8663	1,0942	36,32	1,010
521	825,0	119,7	41,8	107,2	0,8856	0,8878	27,9	1,0309	1,3022	57,32	1,044
522	799,0	115,9	54,0	129,1	0,8878	0,8901	27,5	0,8886	1,1225	37,16	1,015
523	2500,0	362,6	16,0	60,8	0,7763	0,7790	50,1	0,7679	0,9700	127,87	1,041
524	821,0	119,1	42,6	108,8	0,8860	0,8883	27,8	0,8334	1,0527	52,58	1,024
525	604,1	87,6	37,6	99,7	0,8721	0,8745	30,3	0,8563	1,0817	43,51	1,024

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
526	826,0	119,8	42,1	107,7	0,8816	0,8839	28,6	0,9487	1,1983	114,55	1,049
527	1960,0	284,3	69,4	156,9	0,8791	0,8814	29,0	0,9091	1,1484	83,47	1,048
528	1800,3	261,1	41,5	106,6	0,8745	0,8768	29,9	0,9670	1,2214	100,92	1,035
529	578,6	83,9	30,0	86,0	0,8756	0,8779	29,7	0,7364	0,9302	44,20	1,014
530	1460,0	211,8	69,3	156,7	0,9016	0,9038	25,1	0,7862	0,9931	53,79	1,020
531	1760,7	255,4	40,3	104,6	0,8554	0,8578	33,5	0,5653	0,7141	38,96	1,005
532	866,0	125,6	34,0	93,2	0,8829	0,8852	28,4	0,9873	1,2471	70,04	1,023
533	833,0	120,8	52,4	126,4	0,8856	0,8879	27,9	0,8657	1,0936	58,97	1,032
534	821,0	119,1	37,2	99,0	0,8860	0,8882	27,8	0,8432	1,0651	62,99	1,013
535	1976,0	286,6	68,4	155,1	0,8804	0,8826	28,8	1,0150	1,2821	93,58	1,040
536	1928,0	279,6	40,0	103,9	0,8758	0,8781	29,6	1,0562	1,3342	113,24	1,042
537	500,1	72,5	30,0	86,0	0,8716	0,8739	30,4	1,2444	1,5719	196,31	1,068
538	764,9	110,9	23,0	73,4	0,8745	0,8768	29,9	1,0963	1,3848	155,08	1,066
539	745,3	108,1	15,8	60,4	0,8791	0,8814	29,0	1,2354	1,5605	122,68	1,069
540	1937,0	280,9	49,3	120,7	0,8619	0,8643	32,2	0,9028	1,1403	101,15	1,032
541	1883,8	273,2	49,1	120,4	0,8692	0,8715	30,9	1,0807	1,3651	95,27	1,052

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
542	1965,0	285,0	50,2	122,4	0,8649	0,8672	31,7	0,9379	1,1848	102,63	1,042
543	867,0	125,7	38,0	100,3	0,8849	0,8871	28,0	0,8658	1,0936	59,35	1,055
544	1426,0	206,8	70,5	158,9	0,9126	0,9147	23,2	0,7459	0,9422	48,05	1,013
A-1	1880,0	272,7	53,0	127,4	0,8730	0,8753	30,2	1,1083	1,4000	87,07	1,044
A-2	1870,0	271,2	53,0	127,4	0,8762	0,8785	29,6	1,0570	1,3352	91,28	1,052
A-3	1995,0	289,4	68,0	154,4	0,8710	0,8733	30,5	1,1110	1,4034	78,97	1,047
A-4	1996,0	289,5	70,0	158,0	0,8791	0,8814	29,0	1,1153	1,4088	74,73	1,047
A-5	1890,3	274,2	39,6	103,3	0,8807	0,8829	28,8	1,2238	1,5458	99,03	1,054
A-6	666,9	96,7	5,4	41,7	0,8670	0,8694	31,3	1,5653	1,9773	141,80	1,066
A-7	588,4	85,3	19,0	66,2	0,8745	0,8768	29,9	0,9716	1,2272	96,91	1,054
A-8	2050,7	297,4	45,0	112,9	0,8628	0,8652	32,0	1,1082	1,3998	102,17	1,048
A-9	2091,7	303,4	44,4	112,0	0,8466	0,8491	35,2	1,1422	1,4427	113,77	1,048
A-10	2048,1	297,1	44,4	111,9	0,8609	0,8632	32,4	1,1035	1,3939	108,43	1,059
A-11	2030,0	294,4	70,0	158,0	0,8748	0,8771	29,8	1,1366	1,4358	80,07	1,044
A-12	658,0	95,4	26,3	79,3	0,8670	0,8693	31,3	1,4178	1,7910	98,67	1,066
A-13	1800,0	261,1	50,0	122,0	0,8813	0,8836	28,6	1,0524	1,3294	113,84	1,052

Continuação Tabela: Medidas experimentais da densidade do óleo morto, densidade do gás em solução, razão de solubilidade e fator volume de formação do óleo nas condições padrão.

ID da Amostra	P (KPa)	P (psia)	T (°C)	T (°F)	γ_o (20 °C)	γ_o (60°F)	°API	γ_g (20 °C)	γ_g (60 °F)	Rs (scf/STB)	B_o (bbl/STB)
A-14	1920,0	278,5	39,4	102,9	0,8775	0,8798	29,3	1,1958	1,5104	84,65	1,042
A-15	1900,0	275,6	40,4	104,7	0,8774	0,8797	29,4	1,2397	1,5660	70,64	1,040
A-16	870,0	126,2	55,5	131,9	0,8693	0,8716	30,8	0,9671	1,2216	31,64	1,023
A-17	860,0	124,7	64,9	148,8	0,8712	0,8735	30,5	0,9550	1,2063	26,90	1,027
A-18	880,0	127,6	65,9	150,6	0,8716	0,8739	30,4	0,9403	1,1878	27,19	1,019
A-19	1914,0	277,6	39,8	103,6	0,8618	0,8641	32,2	1,2172	1,5375	112,79	1,061
A-20	1751,7	254,1	40,8	105,4	0,8801	0,8823	28,9	1,1780	1,4880	101,14	1,052
A-21	1805,7	261,9	41,3	106,4	0,8680	0,8703	31,1	1,2213	1,5428	101,14	1,055

APÊNDICE B – PESOS E LIMIARES DA REDE NEURONAL ARTIFICIAL PARA A ESTIMAÇÃO DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE

Tabela: Pesos e Limiares da melhor rede neuronal para a estimação da razão de solubilidade.

Camada de Entrada - Camada Escondida W_{ij}					
i/j	1	2	3	4	b_i
1	1,56703	2,31499	0,63929	2,42656	-2,99985
2	-2,82011	-1,99913	-1,24310	0,19733	1,55594
3	-2,12582	3,46695	0,73156	-0,26095	2,39048
4	-0,50110	-2,36072	1,54023	3,00426	2,61689
5	1,67515	0,10396	-2,19293	1,97934	-1,67410
6	-1,46267	0,24352	0,73063	-1,47411	1,11815
7	0,84867	0,55189	1,73008	-2,15519	-1,12079
8	4,11254	3,41042	0,92370	-1,23261	0,39188
9	-0,85833	-1,99521	0,65049	-1,77820	0,11177
10	3,97270	0,12136	-0,44358	1,49047	-1,32889
11	-2,73814	-1,57368	-3,44177	-2,44606	0,53922
12	-0,80543	2,76193	-0,22399	1,96856	-0,95418
13	3,29155	1,15865	-2,57977	1,84494	-0,30708
14	-2,88804	-2,07403	-0,06061	-1,57982	-0,79683
15	1,21031	2,72577	-1,88288	0,33213	1,86258
16	1,52026	2,01326	0,98952	-1,00331	2,74354
17	-0,83675	1,08683	2,19451	-1,07681	-2,31661
18	0,90825	-1,90071	0,43856	-2,10383	1,85574
19	-0,45938	1,15323	0,28792	2,41414	-3,06407
20	-1,63667	1,55605	1,14598	-0,36450	-3,28011

Continuação Tabela: Pesos e Limiares da melhor rede neuronal para a estimação da razão de solubilidade.

Camada Escondida - Camada de Saída W_{ij}											
i/j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,41260	-0,34462	-0,87818	-0,28276	0,45362	0,78358	-0,23879	-0,65961	-0,33833	0,75196	-0,77027
i/j	12	13	14	15	16	17	18	19	20	b_i	
1	-0,54385	-0,82360	1,19335	1,43912	0,50612	-0,78135	0,21422	0,26351	0,06494	-0,29516	

APÊNDICE C – PESOS E LIMIARES DA REDE NEURONAL ARTIFICIAL PARA A ESTIMAÇÃO DO FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO

Tabela: Pesos e Limiares da melhor rede neuronal para a determinação do fator volume de formação do óleo.

Camada de entrada – 1ª Camada Escondida W_{ij}

i/j	1	2	3	4	b_i
1	1,21321	-1,84699	1,25750	-0,10024	-2,39491
2	-0,63343	2,05050	0,02739	-0,50486	2,23456
3	1,28404	1,33954	-1,74158	-2,36225	0,14043
4	1,35903	-0,34325	-2,37759	1,13135	-1,15930
5	2,22581	-1,12605	1,32265	-1,73968	-0,55836
6	2,37074	1,31488	0,74948	1,77950	1,00031
7	-2,35633	-1,40832	0,66953	0,87001	-0,55382
8	-0,17135	-0,11301	2,60976	-2,02747	-1,10734
9	-0,67872	1,13120	-0,43225	-2,52095	1,84915
10	0,99363	1,39878	0,47939	1,67108	2,51377

1ª Camada Escondida – 2ª Camada Escondida W_{ij}

i/j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	b_i
1	0,31876	0,19281	0,40295	1,11602	-0,70040	-0,65532	1,13328	0,82763	1,26538	0,12648	1,86391
2	0,77012	-0,21279	-0,46528	-0,08760	0,67811	0,36184	-1,38003	-0,02842	0,24034	0,25871	-1,08030
3	-0,26701	0,12782	-1,78590	0,39762	1,11357	0,71744	0,80997	1,06441	1,53785	-0,58054	-0,29460
4	-0,45661	0,01553	1,33743	0,82270	-0,09519	0,88405	-0,05159	-0,16027	-0,46394	-0,67091	-0,78494
5	-0,59814	-0,70803	0,45422	0,69396	0,53348	-0,67082	-0,07951	0,03529	-0,25341	-0,41798	-1,83732

Continuação Tabela: Pesos e Limiares da melhor rede neuronal para a estimação da razão de solubilidade.

	2ª Camada Escondida - Camada de Saída W_{ij}					
i/j	1	2	3	4	5	b_i
1	-0,92517	-0,65419	0,63671	0,88304	0,12016	0,40462