UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de Andrade

PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS

RIO DE JANEIRO

2018

Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de Andrade

PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS

Tese de Doutorado submetida ao Corpo Docente do Programa 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 Doutor em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos.

Orientador: Prof. Krishnaswamy Rajagopal

RIO DE JANEIRO

2018

CIP - Catalogação na Publicação

A553p

Andrade, Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de
Propriedades Físico-Químicas dos Fluidos de Reservatórios / Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de Andrade. -- Rio de Janeiro, 2018.
164 f.

Orientador: Krishnaswamy Rajagopal.
Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, 2018.

1. Óleos Vivos. 2. Fluidos de Reservatórios. 3. Propriedades PVT. 4. Viscosidade. 5. Pressões Altas e Intermediárias. I. Rajagopal, Krishnaswamy , orient. II. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de Andrade

PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS

Tese de Doutorado submetida ao Corpo Docente do Programa 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 Doutor em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos.

Aprovado por:

K. Rajagopal

Prof. Krishnaswamy Rajagopal, Ph.D., EQ/UFRJ – Orientador

Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa, D.Sc., EQ/UFRJ

Prof. Luiz Fernando Lopes Rodrigues Silva, D.Sc., EQ/UFRJ

Prof.ª Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc., EQ/UFRJ

Prof. Márcio José Estillac de Mello Cardoso, Ph.D., IQ/UFRJ

Prof. Rogério Fernandes de Lacerda, D.Sc., UFF

Prof. Esteban Lopez Moreno, D.Sc., CECIERJ/CEDERJ

Aos meus pais, Manoel e Cicília (in memorian).

AGRADECIMENTOS

A Deus, pois sem ele, nada seria possível.

Ao Prof. Krishnaswamy Rajagopal pela orientação, conhecimento transmitido e apoio incondicional.

À minha família, especialmente ao Luis Augusto pelo estímulo, compreensão e companheirismo, e ao meu filho Bruno, que me acompanhou com amor e paciência nos momentos mais difíceis durante todo o desenvolvimento até a conclusão desta Tese.

Aos amigos do Laboratório de Termodinâmica e Cinética Aplicada (LATCA), em especial, Ian Hovell, pela colaboração e amizade durante o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Andrade, Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de. **Propriedades Físico-Químicas de Fluidos de Reservatórios.** Rio de Janeiro, 2018. Tese DSc – Escoal de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

Os fluidos de reservatórios são misturas complexas de hidrocarbonetos encontradas nos reservatórios de petróleo sob pressão. O estudo das propriedades dos fluidos de reservatórios é fundamental na concepção e otimização das estratégias de exploração. Pela dificuldade encontrada em se estudar as propriedades dos fluidos saturados em altas pressões, as propriedades dos óleos vivos que são separados dos fluidos de reservatórios podem ser estudadas retirando-se uma parte dos gases dissolvidos nas pressões intermediárias, ou estudando-se as propriedades de misturas assimétricas de hidrocarbonetos, que representam esses fluidos. As propriedades dos óleos vivos são medidas no laboratório para diferentes pressões de processo ou temperatura do reservatório. As análises das amostras apresentam procedimentos demorados ou dispendiosos e os dados obtidos são correlacionados por interpolação para estimativa de propriedades. Neste estudo, foram obtidos dados experimentais de razão gás-óleo, fator volume-formação do óleo e viscosidade de óleos vivos em pressões intermediárias e viscosidade do óleo morto. Foram utilizados óleos de poços brasileiros caracterizados como parafínico-naftênicos para as medidads destas propriedades. Os dados experimentais de razão gás-óleo e fator volume formação do óleo foram comparados com as estimativas de equações cúbicas de estado, e com as estimativas das correlações da literatura. A melhor estimativa para razão gás-óleo usando as equações de estado apresentou erro de 10,36%, melhor que as correlações empíricas da literatura, usando temperatura, pressão e composições medidas. A correlação empírica para a razão gas-óleo da solução com os parâmetros reestimados a partir dos dados experimentais mostraram um erro de 10,77%. Para o fator volume-formação do óleo, as equações de estado e as correlações empíricas apresentaram erro de cerca de 2%, menor do que a precisão necessária. Foi proposta uma

correlação usando os dados de densidade e razão gás-óleo como entrada para a estimativa de fator volume-formação do óleo que apresentou um erro de 1,18%. Correlações empíricas usadas para estimar a viscosidade do óleo morto e a viscosidade do óleo subsaturado também foram avaliadas usando os dados experimentais. As correlações empíricas da literatura para a estimativa de viscosidade de óleo morto e de viscosidade do óleo subsaturado foram inadequadas para representar os dados experimentais. Uma nova correlação foi proposta para a estimativa de viscosidade de óleo morto e apresentou desvio de 4,66%. Os melhores modelos da literatura para viscosidade do óleo subsaturado apresentaram erros de 1,18% e 1,40%, mas mostraram maior dispersão de dados. Para estimativas mais precisas da viscosidade de óleo subsaturado de óleos vivos parafínico-naftênicos, foi proposto um novo modelo baseado na teoria de Eyring, este modelo correlacionou os dados experimentais com um erro de 0,97%. Viscosidades de misturas assimétricas de hidrocarbonetos e CO_2, representativas de fluidos de reservatórios, foram medidas e correlacionadas nas altas pressões, visando estudar a viscosidade de misturas líquidas nas altas pressões.

Palavras-chave: Óleos Vivos. Fluidos de Reservatórios. Propriedades PVT. Viscosidade. Pressões Altas e Intermediárias.

ABSTRACT

Andrade, Luciana Loureiro de Pinho Rolemberg de. **Physico-Chemical Propriedades Properties of Reservoir Fluids.** Rio de Janeiro, 2018. Thesis – Escola de Química, Federal University of Rio de Janeiro, 2018.

Reservoir fluids are complex mixtures of hydrocarbons found in oil reservoirs generally at high pressures. The study of properties of reservoir fluids is fundamental in the design and optimization of exploration strategies. Because of the difficulty in studying the properties of fluids, we can study the properties of live oils that are separated from reservoir fluids removing part of dissolved gases at the surface, at intermediate pressures, or study the properties of asymmetric hydrocarbon mixtures representative of these fluids. The properties of live crude oils should be measured preferably in laboratory for different pressures at the process or reservoir temperature. The sampling and PVT analysis include time consuming or expensive procedures and the data obtained are correlated for interpolation or estimation of properties. In this study, we obtain experimental data of solution gas oil ratio, oil formation volume factor and viscosity of live oils at intermediate pressures and dead oil viscosity. The live oils from Brazilian offshore oil wells, which were characterized as paraffinic-naphthenic were used in this study. The experimental results of gas-oil ratio and oil formation volume factor of the oil were compared with the estimates of several cubic equations of state as well as with widely used literature correlations. The best equation of state estimate solution gas-oil ratio with error of 10.36 %, better than the empirical correlations obtained in the literature using measured temperature, pressure and composition, the empirical correlation for solution gas-oil ratio with parameters estimated from the experimental data shows an error of 10.77 %. The equations of state and literature correlations, estimate the oil formation volume factor with an error about 2 %, which is lower than the needed accuracy. The measured oil formation volume factors are correlated with an error of 1.18 %, with a proposed correlation using readily measured liquid densities and solution gas-oil ratio as input parameters. Widely used empirical correlations for estimating dead oil viscosity and undersaturated oil viscosity also were evaluated using

experimental data. The empirical correlations for dead oil viscosity and undersaturated oil viscosity were found to be inadequate to represent the experimental data. The new correlation for estimating dead oil viscosity was proposed with an error of 4.66%. The literature models for undersaturated oil viscosity which presented low errors of 1.18 % and 1.40 %, show wider scatter of data. For more accurate estimates of undersaturated oil viscosity of paraffinic-naphthenic live crudes oils, a new model based on Eyring theory is proposed and this model correlates the experimental data with an error of 0.97 %. The viscosities of asymmetric mixtures of hydrocarbons and CO_2, similar to reservoir fluids, were measured and correlated at high pressures, for studying the viscosity behavior of liquid mixtures at high pressures.

Keywords: Live Oils. Reservoir Fluids. PVT Properties. Viscosity. High and Intermediate Pressures.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama *P-V* para determinação da pressão de bolha. Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006. 31
Figura 2.2 Gráfico do fator volume-formação do óleo como função da pressão. Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006. 33
Figura 2.3 Gráfico da razão gás-óleo como função da pressão. Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006. 34
Figura 4.1 Densímetro. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2018. 75
Figura 4.2 Cromatógrafos. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2018. 76
Figura 4.3 Composição de amostras de óleos parafínico-naftênicos. 78
Figura 4.4. Cilindro de amostragem com pistão oscilante. 79
Figura 4.5 Bomba de deslocamento positivo. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2018. 79
Figura 4.6 Cilindro na posição vertical com fita de aquecimento. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2018. 80
Figura 4.7 Picnômetro *U-Tube*. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2018. 80
Figura 4.8 Gasômetro onde é conectado o picnômetro para a liberação do gás. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2018. 81
Figura 4.9 Viscosímetro eletromagnético acoplado ao banho térmico e, ao lado, o conjunto utilizado no trabalho. Fonte: LATCA / EQ / UFRJ, 2010. 82
Figura 4.10 Vista superior do viscosímetro e suas conexões com o banho térmico. As setas indicam a circulação do silicone a partir do banho através de uma câmara de aquecimento que cerca o viscosímetro. Fonte: Andrade, 2010. 84
Figura 5.1 Gráfico $FE/(P/T)$ x $\rho/(P/T)$ para todos os poços estudados. 104
Figura 5.2 Gráfico $FE/(P/T)$ x $\rho/(P/T)$: (■) dados experimentais de um determinado poço; (—) reta obtida com os dados experimentais de um determinado poço; (—) reta obtida com os dados experimentais de todos os poços. 105
Figura 6.1 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Peng-Robinson EDE para razão gás-óleo. 112

Figura 6.2 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Soave-Redlich-Kwong EDE para razão gás-óleo. 112
Figura 6.3 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Peng-Robinson EDE para fator volume-formação do óleo. 113
Figura 6.4 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Soave-Redlich-Kwong EDE para fator volume-formação do óleo. 113
Figura 6.5 Valores de erro absoluto médio percentual (*AARE*) apresentados pelas correlações de razão gás-óleo avaliadas..... 115
Figura 6.6 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta para razão gás-óleo..... 116
Figura 6.7 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Standing para razão gás-óleo. 117
Figura 6.8 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Glaso para razão gás-óleo. 117
Figura 6.9 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Vazquez e Beggs para razão gás-óleo. 117
Figura 6.10 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Rollins e McCain para razão gás-óleo. 118
Figura 6.11 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartoatmodjo e Schimdt para razão gás-óleo..... 118
Figura 6.12 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad para razão gás-óleo. 118
Figura 6.13 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan para razão gás-óleo. 119
Figura 6.14 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Al-Marhoun et al. para razão gás-óleo..... 119
Figura 6.15 Valores de erro absoluto médio percentual (*AARE*) apresentados pelas correlações de fator volume-formação do óleo avaliadas..... 121
Figura 6.16 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta para fator volume-formação do óleo. 122
Figura 6.17 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Standing para fator volume-formação do óleo. 122

Figura 6.18 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Glaso para fator volume-formação do óleo..... 123
Figura 6.19 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Vazquez e Beggs para fator volume-formação do óleo. 123
Figura 6.20 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartatmodjo e Schmidt para fator volume-formação do óleo... 123
Figura 6.21 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de McCain para fator volume-formação do óleo. 124
Figura 6.22 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad para fator volume-formação do óleo 124
Figura 6.23 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Omar e Todd para fator volume-formação do óleo. 124
Figura 6.24 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan para fator volume-formação do óleo. 125
Figura 6.25 Valores de erro absoluto médio percentual *AARE* apresentados pelas correlações de viscosidade de óleo morto avaliadas..... 127
Figura 6.26 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta..... 129
Figura 6.27 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Beal. 129
Figura 6.28 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Beggs e Robinson. 129
Figura 6.29 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Glaso. 130
Figura 6.30 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt. 130
Figura 6.31 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad..... 130
Figura 6.32 Comparação entre dados experimentais e pela correlação de Bennison. 131
Figura 6.33 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan..... 131

Figura 6.34 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Gharbi..... 131
Figura 6.35 Comparação entre dados experimentais e pela correlação de Hossain et al..... 132
Figura 6.36 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Naseri et al..... 132
Figura 6.37 Valores de erro absoluto médio percentual *AARE* apresentados pelas correlações de viscosidade de óleo subsaturado avaliadas. 134
Figura 6.38 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta para viscosidade do óleo subsaturado. 137
Figura 6.39 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Beal para viscosidade do óleo subsaturado. 138
Figura 6.40 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Vazquez e Beggs para viscosidade do óleo subsaturado. 138
Figura 6.41 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Khan et al. para viscosidade do óleo subsaturado. 138
Figura 6.42 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para viscosidade do óleo subsaturado. 139
Figura 6.43 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Labedi para viscosidade do óleo subsaturado..... 139
Figura 6.44 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad para viscosidade do óleo subsaturado. ... 139
Figura 6.45 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Almehaideb para viscosidade do óleo subsaturado..... 140
Figura 6.46 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan para viscosidade do óleo subsaturado. 140
Figura 6.47 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Gharbi para viscosidade do óleo subsaturado. 140
Figura 6.48 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Hossain et al. para viscosidade do óleo subsaturado..... 141
Figura 6.49 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Isehunwa et al. para viscosidade do óleo subsaturado. 141

Figura 6.50 Desvios entre dados experimentais de viscosidade de óleo subsaturado e valores estimados pelas correlações. 143
Figura 7.1 Desvios entre dados experimentais de viscosidade para n-dodecano e valores de viscosidade da literatura a diversas pressões: ○, n-dodecano a 293,15 K;×, n-dodecano a 313,15 K. 148
Figura 7.2 Desvios entre pressões de bolha experimentais e estimadas: (■) dados experimentais; (—) PR EDE; (—) PRSV EDE; (—) SRK EDE. 150
Figura 7.3 Viscosidade da mistura 9,18 % mássica CO_2 como função da pressão nas diferentes temperaturas. 154
Figura 7.4 Viscosidade da mistura 20,09% mássica CO_2 como função da pressão nas diferentes temperaturas. 155
Figura 7.5 Viscosidade da mistura 29,35 % mássica CO2 como função da pressão nas diferentes temperaturas. 155
Figura 7.6 Viscosidade das misturas como função da pressão a 293,15 K. .. 156
Figura 7.7 Viscosidade das misturas como função da pressão a 313,15 K. .. 156
Figura 7.8 Viscosidade das misturas como função da pressão a 333,15 K. .. 156
Figura 7.9 Viscosidade das misturas como função da pressão a 353,15 K. .. 157

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 Constantes para Peng-Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK) 41
Tabela 4.1 Grau API, ^{o}API, temperatura, T, viscosidade cinemática, ν, parâmetros A e B calculados para a caracterização do óleo através da relação ($API/(A/B)$) para óleo 74
Tabela 4.2 Classificação do óleo e de suas frações baseada na relação de Walther-ASTM (Fonte: FARAH, 2006) 75
Tabela 4.3 Valores experimentais de composição de óleos parafínico-naftênicos 77
Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρo, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, RS 86
Tabela 5.2 Intervalo de dados 104
Tabela 5.3 Medidas experimentais de massa específica, ρ_o, fator de encolhimento, FE, razão gás-óleo, RS, e viscosidade do óleo morto, μod 106
Tabela 5.4 Medidas experimentais de massa específica, ρo, e viscosidade do óleo subsaturado, μ_o 107
Tabela 6.1 Erros percentuais para as EDEs avaliadas para estimativa da razão gás-óleo e fator volume-formação de óleo 111
Tabela 6.2 Erros percentuais para as correlações avaliadas para estimativa da razão gás-óleo 115
Tabela 6.3 Erros percentuais para as correlações de fator volume-formação do óleo avaliadas 120
Tabela 6.4 Erros percentuais para as correlações de viscosidade do óleo morto avaliadas 126
Tabela 6.5 Erros percentuais para as correlações de viscosidade do óleo subsaturado avaliadas 133
Tabela 6.6 Ponto de bolha estimado pela correlação da literatura e viscosidade do óleo saturado estimado a partir de dados experimentais 136
Tabela 7.1 Viscosidade dinâmica para o n-dodecano em diferentes pressões e temperaturas 148

Tabela 7.2 Pressão de bolha experimental para as misturas n-heptano + n-dodecano + CO_2 em diferentes temperaturas 149
Tabela 7.3 Desvios entre pressões de bolha experimentais e estimadas..... 149
Tabela 7.4 Viscosidade experimental para o sistema n-heptano (1) / n-dodecano (2) / CO_2 (3) em diferentes pressões, temperaturas e composições 151

NOMENCLATURA

A, B, C	Coeficientes em diversas equações
a, b, c	Coeficientes em diversas equações
API	Grau API do óleo no tanque de estocagem
ND	Número de pontos experimentais
B_o	Fator volume de formação do óleo
d_o	Densidade do óleo
d_g	Densidade do gás
d_{gs}	Densidade do gás nas condições de separador
d_{g100}	Densidade do gás na temperatura do separador e a 100 psig
P	Pressão
P_b	Pressão de bolha
P_r	Pressão reduzida
P_s	Pressão no separador
R_S	Razão gás-óleo
T	Temperatura
T_R	Temperatura do reservatório
T_s	Temperatura do separador
V	Volume molar

Símbolos Gregos

μ	Viscosidade da mistura assimétrica
μ_i	Viscosidade do componente puro
μ_b	Viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha
μ_o	Viscosidade do óleo subsaturado
μ_{ob}	Viscosidade do óleo saturado
μ_{od}	Viscosidade do óleo morto
ν	Viscosidade cinemática
ρ_{ar}	Massa específica do ar
ρ_g	Massa específica do gás
ρ_o	Massa específica do óleo
ρ_w	Massa específica da água
θ_r	Temperatura reduzida

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 21

1.1 MOTIVAÇÃO 23

1.2 OBJETIVOS 25

1.3 ORGANIZAÇÃO 25

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 27

2.1 INTRODUÇÃO 27

2.2 ÓLEO VIVO 28

2.3 PROPRIEDADES DOS ÓLEOS VIVOS 30

2.3.1 Pressão de Bolha 30

2.3.2 Fator Volume-Formação do Óleo 31

2.3.3 Razão Gás-Óleo 33

2.3.4 Densidade 34

2.3.5 Viscosidade 36

2.3.5.1 Aplicação da teoria de Eyring na viscosidade dos líquidos 38

2.4 EQUAÇÕES DE ESTADO 39

3 CORRELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DAS PROPRIEDADES DOS ÓLEOS VIVOS 42

3.1 CORRELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DE PONTO DE BOLHA, FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO E RAZÃO GÁS-ÓLEO 43

3.2 CORRELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DE VISCOSIDADE DO ÓLEO MORTO, VISCOSIDADE DO ÓLEO SATURADO E VISCOSIDADE DO ÓLEO SUBSTAURADO 55

4 METODOLOGIA EXPERIMENTAL 72

4.1 Caracterização do óleo 72

4.2 DETERMINAÇÃO DA COMPOSIÇÃO DOS ÓLEOS 75

4.3 METODOLOGIA EXPERIMENTAL PARA OBTENÇÃO DE RAZÃO GÁS-ÓLEO E FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO NAS PRESSÕES BAIXAS E INTERMEDIÁRIAS 78

4.4 METODOLOGIA EXPERIMENTAL PARA OBTENÇÃO DA VISCOSIDADE EM PRESSÕES BAIXAS E INTERMEDIÁRIAS 82

5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS 85

5.1 MEDIDAS EXPERIMENTAIS DE RAZÃO GÁS-ÓLEO E FATOR DE ENCOLHIMENTO DE AMOSTRAS DE SEPARADOR 85

5.1.1 Relação entre fator de encolhimento e razão gás-óleo para os poços estudados 104

5.2 MEDIDAS DE VISCOSIDADE DO ÓLEO MORTO DE AMOSTRAS DE SEPARADOR 105

5.3 MEDIDAS DE VISCOSIDADE DO ÓLEO SUBSATURADO DE AMOSTRAS DE SEPARADOR 106

6 Resultados e discussões 109

6.1 ANÁLISE ESTATÍSTICA 109

6.2 EQUAÇÕES DE ESTADO PARA A ESTIMATIVA DE RAZÃO GÁS-ÓLEO E FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO 110

6.3 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA A ESTIMATIVA DE RAZÃO GÁS-ÓLEO 114

6.3.1 Correlações Propostas 115

6.3.2 Comparação e Resultados 116

6.4 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA ESTIMATIVA DE FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO 120

6.4.1 Correlação Proposta 121

6.4.2 Comparação e Resultados 122

6.5 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA A ESTIMATIVA DE VISCOSIDADE DO ÓLEO MORTO 125

6.5.1 Correlações Propostas 127

6.5.2 Comparação e Resultados 128

6.6 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA ESTIMATIVA DA VISCOSIDADE DO ÓLEO SUBSATURADO 132

6.6.1 Correlação proposta 134

6.6.2 Comparação e Resultados 137

7 VISCOSIDADE DE MISTURAS ASSIMÉTRICAS NAS ALTAS PRESSÕES..... 145

7.1 VISCOSIDADE DE MISTURAS DE HIDROCARBONETOS COM CO_2 146

7.1.1 Metodologia Experimental 146

7.1.2 Resultados Experimentais 149

8 CONCLUSÕES 158

9 REFERÊNCIAS 160

1 INTRODUÇÃO

A exploração de petróleo apresentou progresso nos últimos 30 anos, devido ao avanço da tecnologia. No entanto, a tecnologia não encontra campos de petróleo ou gás; novas áreas para exploração devem ser descobertas. Após a descoberta, o desafio passa a ser a forma de otimizar a extração de reservas recuperáveis com o objetivo de produzir um retorno econômico aceitável. As condições de superfície e subterrâneas do poço têm um impacto considerável no processo de extração, os custos estão relacionados ao sucesso ou falha do projeto (SPEIGHT, 2009).

As propriedades físico-químicas dos fluidos de reservatórios desempenham um papel chave na concepção e otimização das estratégias de injeção / produção e instalações de superfície para uma gestão eficiente do reservatório. Uma imprecisa caracterização do fluido conduz frequentemente a grandes incertezas nas estimativas de volume e previsões de recuperação no local e, por conseguinte, afeta o valor do ativo. A caracterização dos fluidos de reservatório é um aspecto importante para a avaliação do ativo, planejamento de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios. Embora existam diferentes tipos de fluido, a composição do fluido de reservatório fornece informações importantes que podem influenciar o processo de recuperação. Antes da produção, os dados dos ensaios representam dados estáticos, mas a partir do início da produção, os dados tornam-se dinâmicos, a partir dos quais a eficiência do processo de recuperação ficará disponível e qualquer variação benéfica ou adversa na composição dos fluidos é importante. O comportamento desses fluidos sob condições dinâmicas (com escoamento) - quando o reservatório ou depósito é aberto - e o seu comportamento durante a recuperação, como a deposição de sedimentos, são determinantes na escolha do processo e das técnicas de recuperação e na eficiência (SPEIGHT, 2009).

As características detalhadas do reservatório são geralmente o principal ponto para o projeto das operações de recuperação e para as decisões futuras como a determinação do tempo certo para o acompanhamento para uma melhor recuperação visando aumentar a capacidade. A previsão do comportamento do reservatório só traz benefícios ao projeto. Os fluidos de

reservatório têm igual ou maior importância. O tipo de fluido deve ser determinado bem antes da produção inicial de um reservatório, porque o tipo de fluido é um fator crítico (SPEIGHT, 2009).

A obtenção de dados precisos da célula PVT (pressão-volume-temperatura), como dados de equilíbrio de fases e as propriedades físicas são sempre necessárias para o desenvolvimento da exploração de reservatórios. A análise PVT quantifica o comportamento de fases dos fluidos através da redução da pressão a temperatura constante, reproduzindo o comportamento do poço, resultando em aumento de volume do fluido e liberação do gás dissolvido no óleo, com ou sem a remoção desse gás formado.

Os cálculos de equilíbrio de fluidos de reservatório, a predição de propriedades tais como as pressões e temperaturas de bolha e de orvalho e as composições de gás e líquido são de grande importância, especialmente, para indústrias de petróleo e gás. A pressão de bolha é um fator chave em muitos aspectos industriais, como a taxa de produção de óleo e a solubilidade de asfalteno, cera e gases leves em óleos de reservatório. Os métodos aplicados para calcular a pressão do ponto de bolha dividem-se em quatro categorias: (i) correlações empíricas que predizem pressões de bolha diretamente em função de propriedades termodinâmicas; (ii) algoritmos de rede neural; (iii) valores estimados com base em uma equação empírica; (iv) valores estimados com base nas equações de estado.

Os métodos para uma melhor recuperação de óleo requerem o conhecimento de propriedades físicas e termodinâmicas, tais como densidade, viscosidade, razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo. Estas propriedades para fluidos de reservatório são preditas com precisão através de correlações, uma vez que os dados de entrada apropriados são conhecidos para cada modelo. A caracterização de fluidos de reservatórios é realizada através de misturas de hidrocarbonetos que representam, geralmente, a mistura fornecendo parâmetros de caracterização apropriados para utilização em um modelo termodinâmico.

Os fluidos do reservatório consistem principalmente em gases naturais (secos ou úmidos), condensados de gás, hidrocarbonetos voláteis e hidrocarbonetos pesados. A diferença principal nestes fluidos é a relação gás-

óleo, que depende da quantidade de hidrocarbonetos leves. Os fluidos de reservatório também podem conter alguns não-hidrocarbonetos tais como H_2S, CO_2 e N_2.

A descrição exata dos fluidos de reservatório é realizada através da análise completa da mistura, como esses fluidos de reservatório contêm mais de cem compostos, a análise detalhada é quase impossível. Na melhor das hipóteses, mesmo quando essa análise está disponível, os cálculos das propriedades através de modelos são tediosos e muitas das vezes demorados. Por estas razões, a caracterização dos fluidos de reservatório envolve a descrição da mistura com componentes do modelo que possuem parâmetros característicos conhecidos como temperatura de bolha e massa específica ou massa molar do fluido. Com estes parâmetros conhecidos, as constantes críticas de cada componente podem ser determinadas a partir de correlações como Kesler e Lee (1976), Riazi e Daubert, 1980 e Riazi e Daubert, 1987, etc.

A quantidade de gás dissolvido na produção de petróleo é sempre uma grande questão na indústria de petróleo e gás. A razão gás-óleo é considerada como a fração de gás dissolvida em óleo durante diferentes fases de produção de óleo. Vários métodos experimentais foram desenvolvidos para medir este parâmetro além de outras propriedades como fator volume-formação de óleo e viscosidade. No entanto, os procedimentos experimentais são geralmente demorados e caros. Assim, o desenvolvimento de correlações empíricas para a estimativa destas propriedades é de grande importância. Para este fim, um grande número de pontos de dados de múltiplos reservatórios para uma ampla gama de condições de temperatura e pressão e propriedades de pressão-volume-temperatura (PVT) foi obtido. Além disso, foram realizadas várias avaliações estatísticas e gráficas, incluindo o erro relativo para verificar a exatidão e a validade dos modelos.

1.1 MOTIVAÇÃO

As propriedades dos fluidos de reservatório (pressão de bolha, razão gás-óleo, fator volume-formação de óleo e viscosidade) são utilizadas na engenharia de reservatórios para o planejamento dos processos de produção e

recuperação de petróleo. Estas propriedades podem ser medidas em laboratório a diversas temperaturas e pressões através da análise PVT, que pode ser cara ou demorada, ou podem ser calculadas através de correlações encontradas na literatura.

Várias correlações estão propostas na literatura para a estimativa das propriedades de fluidos de reservatórios, mas o uso destas correlações apresenta algumas desvantagens em comparação aos dados experimentais obtidos como a precisão, a necessidade de outras propriedades experimentais para o cálculo e a limitação da faixa estudada. Além disso, a natureza físico–química do fluido de reservatório depende de sua origem e muitas dessas correlações foram desenvolvidas a partir de dados limitados e são utilizadas para óleos e faixas para as quais elas não foram avaliadas.

O presente estudo desenvolve novas correlações para estimar razão gás-óleo, fator volume-formação do óleo, viscosidade do óleo morto e viscosidade do óleo substaurado. Um total de 260 amostras de óleos foi utilizado para o desenvolvimento de novas correlações para estimar razão gás-óleo e fator volume-formação de óleo, 20 amostras de óleo para viscosidade do óleo morto e 10 amostras de óleo para viscosidade do óleo subsaturado. As correlações encontradas na literatura frequentemente utilizadas foram avaliadas em sua capacidade de representar os óleos brasileiros. As correlações desenvolvidas neste estudo apresentam erro absoluto médio e desvio padrão significativamente mais baixos do que as outras correlações.

Poucos são os trabalhos publicados sobre propriedades PVT de óleos vivos, especialmente sobre óleos vivos parafínico-naftênicos, como o petróleo offshore produzido no Brasil. Nesse trabalho, foram medidas a razão gás-óleo e o fator volume-formação de óleo de óleos vivos parafínico-naftênicos brutos de separadores de alta pressão de vários poços de petróleo offshore brasileiros e foram avaliadas as correlações empíricas usando-se dados experimentais. Equações de estado cúbicas também são usadas para a determinação da razão gás-óleo e fator volume-formação de óleo.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é estudar as propriedades dos óleos vivos nas altas e intermediárias pressões e, através destas propriedades, descrever o comportamento dos óleos sob diversas condições. Este estudo envolve a pesquisa sobre as teorias usadas para caracterizar os óleos e a avaliação de equações de estado que descrevem as propriedades físico-químicas de óleos parafínico-naftênicos que constituem a maior parte da produção offshore no Brasil.

Para alcançar este objetivo foram estabelecidos as seguintes etapas:

i. Desenvolvimento de metodologia e medição das propriedades PVT, razão gás-óleo e fator volume formação de óleo, e viscosidade de óleo morto e viscosidade de óleo subsaturado de óleos parafínico-naftênicos em diversas condições.

ii. A partir dos dados obtidos, avaliação de equações de estado e de correlações encontradas na literatura para obtenção de razão gás-óleo e fator volume-formação de óleo, avaliação das correlações encontradas na literatura para obtenção da viscosidade de óleo morto e viscosidade de óleo subsaturado.

iii. Desenvolvimento de novas correlações para a estimativa de fator volume-formação do óleo, razão gás-óleo, viscosidade do óleo morto e viscosidade do óleo subsaturado para óleos parafínico-naftênicos.

iv. Obtenção de dados de viscosidade de misturas assimétricas de hidrocarbonetos e CO_2, que simulam o comportamento dos fluidos de reservatórios, em altas pressões.

1.3 ORGANIZAÇÃO

Este trabalho foi organizado da seguinte forma:

No capítulo 2 são apresentadas as seguintes propriedades dos óleos vivos: pressão de bolha, razão gás-óleo, fator volume-formação do óleo e viscosidade.

No capítulo 3 são revistas as correlações da literatura mais comumente usadas para a estimativa de razão gás-óleo, fator volume-formação do óleo, viscosidade do óleo morto, viscosidade do óleo saturado e viscosidade do óleo subsaturado.

No capítulo 4 são descritas as metodologias experimentais da caracterização dos óleos usados, da obtenção das propriedades PVT, razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo, e da obtenção das viscosidades dos óleos.

No capítulo 5 estão as medidas experimentais realizadas.

No capítulo 6 são realizadas as avaliações das correlações da literatura para a estimativa da razão gás-óleo, do fator volume-formação do óleo, da viscosidade do óleo morto e da viscosidade do óleo subsaturado e são propostas novas correlações.

No capítulo 7 são apresentadas medidas experimentais para misturas assimétricas de n-heptano, n-dodecano e CO_2.

No capítulo 8 são mostradas as conclusões deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

A análise PVT (Pressão-Volume-Temperatura) é o estudo das alterações no volume de um óleo vivo em função da pressão e da temperatura. O conhecimento preciso das propriedades do óleo é fundamental para as decisões de projeto, das estimativas de recuperação, garantia de escoamento e otimização da produção (ADEEYO et al., 2013).

As propriedades PVT podem ser medidas experimentalmente usando amostras de fundo de poço ou amostras de óleo e gás obtidas na superfície ou estimadas através de modelos preditivos (RAFIEE-TAGHANAKI et al., 2013)

Os dados obtidos a partir da análise PVT constituem a base para estimar a quantidade de óleo e gás no reservatório, a capacidade de produção e as variações nas relações gás/óleo durante a vida útil do reservatório (GLASO, 1980). As soluções para problemas de desempenho do reservatório nos vários estágios da sua vida útil requerem o conhecimento das propriedades físicas dos óleos a pressões altas e temperaturas elevadas. As propriedades PVT para misturas de hidrocarbonetos de reservatório são usualmente obtidas a partir de análises laboratoriais numa amostra preservada ou recombinada de óleo vivo. Como estas instalações experimentais nem sempre estão disponíveis, métodos para a predição a partir das propriedades facilmente medidas foram desenvolvidos. Durante os últimos 60 anos, muitas correlações foram desenvolvidas para estimar estas propriedades PVT como função da temperatura, pressão, composição dos óleos vivos e presença de parafinas e impurezas (AL-SHAMMASI, 1999). Os métodos atuais de predição de propriedades não utilizam gráficos, como os primeiros modelos propostos, e são facilmente calculados através das correlações (VAZQUEZ e BEGGS, 1980).

O sucesso de tais correlações na previsão das propriedades depende principalmente da faixa dos dados experimentais com que foram originalmente obtidos (ADEEYO et al., 2013). Muitas das correlações usadas foram desenvolvidas há muitos anos a partir de dados limitados e estão sendo

usadas além da faixa para a qual foram destinadas (BEGGS e ROBINSON, 1975).

Outra observação importante é que a maioria dos óleos exibe tendências regionais nas suas composições químicas. Devido à diferença na composição química, as correlações desenvolvidas a partir de amostras regionais baseadas em propriedades químicas podem não proporcionar resultados satisfatórios quando aplicadas a óleos brutos de outras regiões. Assim, correlações de PVT universais com níveis aceitáveis de precisão são difíceis de serem desenvolvidas. Várias correlações empíricas de PVT foram publicadas para óleos de várias localizações geográficas em todo o mundo (ELSHARKAWY e ALIKHAN, 1999).

A viscosidade também é uma propriedade do óleo necessária para cálculos de desempenho de reservatórios, avaliação de reservas, planejamento de processos térmicos de recuperação avançada de petróleo e projetos de equipamentos de produção e transporte. Os dados de viscosidade também são usados como parâmetros adimensionais para calcular regimes de fluxo, fatores de atrito e gradientes de pressão em problemas de fluxo multifásico. Uma vez que as composições dos fluidos nem sempre estão disponíveis, a maior parte dos estudos atua no desenvolvimento de correlações de viscosidade utilizando técnicas de regressão clássicas (ELSHARKAWY e GHARBI, 2000). A viscosidade do óleo é usualmente medida isotermicamente à temperatura do reservatório em amostras de fundo de poço ou amostras de superfície do gás ou do óleo recombinadas. No entanto, valores de viscosidade a temperaturas diferentes da temperatura do reservatório e nos casos em que os dados experimentais não estão disponíveis, podem ser estimados a partir de correlações empíricas.

2.2 ÓLEO VIVO

Os reservatórios de petróleo são rochas porosas e permeáveis que contém misturas complexas de hidrocarbonetos e água. Estas misturas de hidrocarbonetos podem estar no estado líquido ou gasoso dependendo da sua composição e das condições de temperatura e pressão a que estão

submetidas. As propriedades físicas e composicionais das misturas de hidrocarbonetos (óleo ou gás) afetam a produção e exploração dos reservatórios de petróleo.

Durante a produção do óleo, a pressão do reservatório é reduzida, e os fluidos de reservatórios sofrem alterações, podendo ocorrer a formação de novas fases ou o desaparecimento de alguma fase existente.

Os fluidos de reservatórios podem ser classificados como: gás seco, gás úmido, gás condensado ou gás retrógrado, óleo volátil e óleo pesado. Estes fluidos possuem características diferentes entre si as quais determinam a engenharia do reservatório e a produção de óleo.

O óleo pode ser chamado óleo saturado ou óleo subsaturado dependendo da pressão do reservatório quando comparado à sua pressão de de bolha (pressão em que é formada a primeira bolha de gás a partir da mistura de óleo mais gás dissolvido quando a pressão do óleo é reduzida a temperatura constante). Se o óleo se encontra a uma pressão abaixo da sua pressão de saturação, ele pode dissolver mais gás, se este estiver presente. Se o óleo se encontra na sua pressão de saturação, ele é chamado de óleo saturado e não pode dissolver mais gás. Se o fluido encontra-se acima de sua pressão de saturação ele é chamado de óleo subsaturado.

A produção do petróleo a partir dos reservatórios é feita através da perfuração do poço, que leva o óleo do reservatório à superfície. O que ocorre, na realidade, é o escoamento multifásico de todos os fluidos presentes no reservatório. Ao chegar à superfície, estes fluidos sofrem uma série de processamentos para sua separação em óleo, gás e água. Um destes processos é a separação que ocorre em vasos chamados separadores que podem ser bifásicos, para separação de óleo e gás, ou trifásicos, usados para separação de óleo, gás e água.

O óleo vivo é o óleo com gás dissolvido que chega à superfície. Nos vasos separadores, o gás é separado do óleo e o óleo residual é armazenado em um tanque de estocagem. As propriedades do óleo vivo afetam fortemente a estratégia de transporte do óleo do reservatório para o tanque de estocagem e seu armazenamento.

O óleo e o gás são separados dos demais fluidos em uma ou mais etapas nas plataformas de produção, geralmente em pressões superiores à atmosférica para garantir a máxima recuperação de óleo. O óleo vivo separado dos fluidos de reservatório pode liberar o gás da solução nas condições de superfície. A fase oleosa do separador primário pode sofrer separação adicional e é armazenado ou transportado para refinarias.

Durante o fluxo de óleo vivo do reservatório à superfície, no sistema de bombeamento ou no armazenamento, a temperatura e a pressão podem variar. Também durante a produção, pressão, temperatura e composição do óleo variam consideravelmente. Essas mudanças causam variação considerável das propriedades do óleo vivo produzido no separador primário.

As propriedades do óleo vivo devem ser medidas em várias temperaturas e pressões para o melhor gerenciamento do poço. As propriedades do óleo vivo devem, de preferência, ser medidos experimentalmente no laboratório através da análise PVT ou obtidas através de correlações empíricas encontradas na literatura.

2.3 PROPRIEDADES DOS ÓLEOS VIVOS

As principais propriedades dos óleos vivos são: pressão de bolha (ou pressão de saturação), fator volume-formação do óleo, razão gás-óleo, compressibilidade isotérmica do óleo e viscosidade. Estas propriedades, obtidas através da análise de PVT, são denominadas parâmetros PVT e são utilizadas em balanços materiais e estimativa de produção.

2.3.1 Pressão de Bolha

A pressão de bolha ou pressão de saturação, P_b, é a pressão em que é formada a primeira bolha de gás a partir da mistura de óleo mais gás dissolvido a medida em que a pressão da mistura é reduzida a temperatura constante.

Normalmente, a pressão de bolha é medida em laboratório PVT através da liberação flash realizada no equipamento PVT. A determinação da pressão de bolha é feita visualmente pela observação do aparecimento da primeira

bolha de gás, ou graficamente, através de gráficos de pressão versus volume, diagramas *P-V*.

A Figura 2.1 representa um diagrama *P-V* e apresenta dois comportamentos diferentes, acima e abaixo da pressão de bolha, região bifásica e monofásica respectivamente, o ponto de inflexão entre as curvas representa a pressão de bolha da mistura.

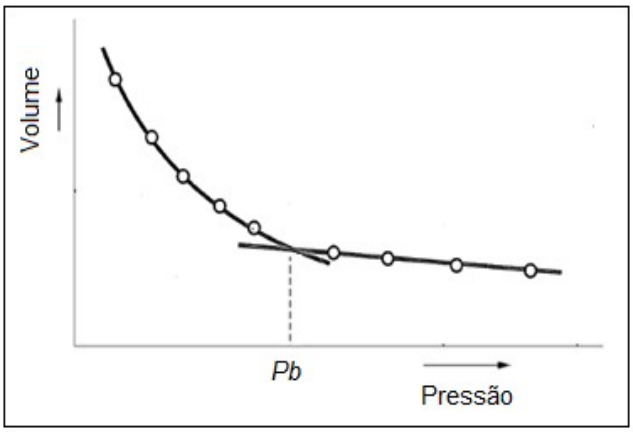

Figura 2.1 Diagrama *P-V* para determinação da pressão de bolha. Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006.

2.3.2 Fator Volume-Formação do Óleo

O fator volume-formação do óleo, B_o, expressa a razão entre o volume de óleo vivo que flui do reservatório e o volume de óleo que entra no tanque de estocagem e é definido como o volume de óleo do reservatório necessário para produzir um barril de óleo nas condições padrão de temperatura e pressão, denominado de óleo morto ou residual.

As condições padrão são definidas pelo *American Petroleum Institute*, API, como pressão de 14,7 psia e temperatura de 60°F. No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, ANP, define as condições padrão como pressão de 0,101325 MPa e temperatura de 20ºC.

Este fator é usado para estimar o encolhimento do óleo causado pela liberação do gás entre as condições de reservatório e as condições padrão à medida que o óleo é produzido. O fator volume-formação do óleo é o inverso

do fator de encolhimento que é o volume de óleo obtido no tanque dividido pelo volume de óleo mais gás dissolvido (ROSA et al., 2006).

O fator volume-formação do óleo é calculado como a razão entre o volume do óleo nas condições de reservatório, óleo vivo, e o volume do óleo nas condições padrão, óleo morto:

$$B_o = \frac{\text{Volume de óleo + gás dissolvido nas condições de reservatório}}{\text{Volume de óleo no tanque de estocagem nas condições padrão}}$$

A unidade do fator volume-formação do óleo é barril de óleo nas condições de reservatório por barril de óleo no tanque de estocagem ("*stock tank oil*") nas condições padrão, *bbl/STB*, onde STB significa "*Stock Tank Barrel*" ou volume em barril medido nas condições padrão.

O fator volume-formação do óleo, B_o, aumenta com a pressão até a pressão de bolha, isto porque, abaixo da pressão de bolha, tem-se uma mistura bifásica de óleo mais gás e, quanto maior a pressão, mais gás está dissolvido no óleo tornando maior o volume de óleo mais gás dissolvido e, consequentemente, maior o valor do fator volume-formação do óleo. A partir da pressão de bolha, o fator volume-formação do óleo é praticamente constante, porque acima da pressão de bolha, a variação do fator volume-formação do óleo com a pressão é função apenas da compressibilidade do líquido existente no reservatório, uma vez que não há mais liberação de gás. A Figura 2.2 apresenta o fator volume formação do óleo como função da pressão, onde P_b representa o ponto de bolha e B_{ob} representa o fator volume-formação de óleo no ponto de bolha.

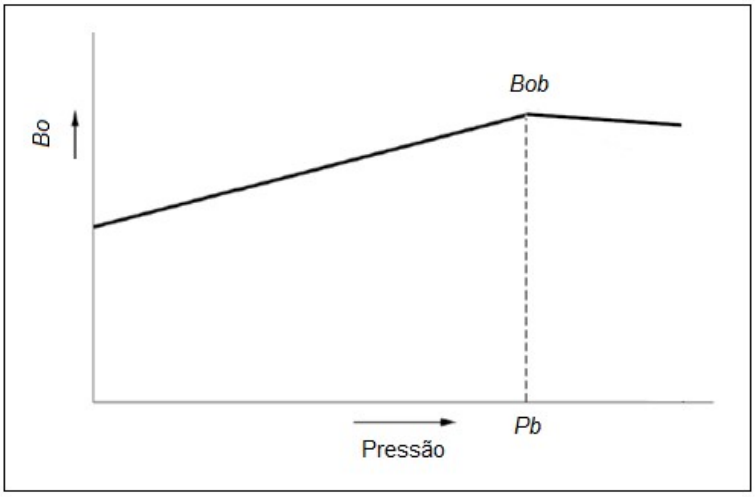

Figura 2.2 Gráfico do fator volume-formação do óleo como função da pressão.
Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006.

2.3.3 Razão Gás-Óleo

A razão gás-óleo, R_S, é definida como a relação entre o volume de gás produzido na superfície nas condições padrão e o volume de óleo morto ou residual obtido da mistura nas condições padrão:

$$R_S = \frac{\text{Volume de gás produzido na superfície nas condições padrão}}{\text{Volume de óleo no tanque de estocagem nas condições padrão}}$$

Na pressão de bolha e nas pressões acima do ponto de bolha, óleo mais gás dissolvido estão presentes no reservatório, portanto, a razão gás-óleo será igual à razão de solubilidade, porque todo o gás que será produzido é proveniente do gás que está dissolvido no óleo.

Na pressão abaixo da pressão de bolha, óleo saturado e gás estão presentes no reservatório, o volume do gás produzido será a soma do volume de gás dissolvido no óleo nas condições de reservatório mais o volume de gás livre no reservatório. A razão gás-óleo, neste caso, não será igual à razão de solubilidade. A Figura 2.3 apresenta a razão gás-óleo como função da pressão.

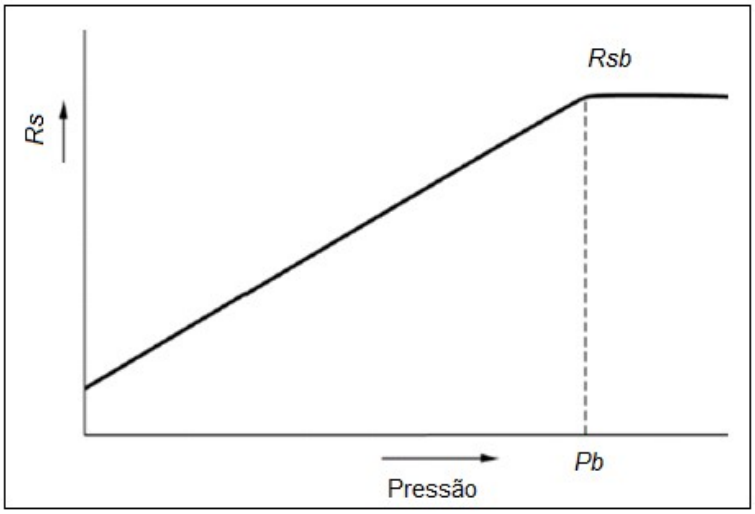

Figura 2.3 Gráfico da razão gás-óleo como função da pressão. Fonte: Adaptado de Rosa et al., 2006.

A unidade da razão gás-óleo é representada por m^3/m^3 nas condições padrão ou scf/STB, onde scf significa "*Standard Cubic Feet*" ou volume em pés cúbicos medido nas condições padrão e STB significa "*Stock Tank Barrel*" ou volume em barril medido também nas condições padrão, 1 scf/STB é igual a 0,178107078 m^3/m^3 (McCAIN, 1990).

2.3.4 Densidade

A densidade do óleo é definida como a razão entre a massa específica do óleo e a massa específica da água, ambas nas mesmas condições de pressão e temperatura. É uma grandeza adimensional desde que as unidades de massa específica do óleo e da água sejam as mesmas:

$$d_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \tag{2.1}$$

Onde:

d_o : densidade do óleo

ρ_o : massa específica do óleo (g/cm^3)

ρ_w : massa específica da água (g/cm^3)

A densidade do óleo pode também ser expressa em graus *API* (°API) definido como:

$$API = \frac{141{,}15}{d_{o_{60°F/60°F}}} - 131{,}15 \tag{2.2}$$

Onde:

$d_{o_{60°F/60°F}}$: densidade do óleo a 60°F (massa específica do óleo a 60°F em relação à massa específica da água a 60°F) (60°F =15,56°C)
API : grau *API* (°*API*)

Hidrocarbonetos líquidos com baixa massa específica têm alto grau API. Os hidrocarbonetos aromáticos têm maior massa específica e menor grau API que os hidrocarbonetos parafínicos (FARAH, 2006).

A densidade do gás, d_g, é definida como a razão entre a massa específica do gás e a massa específica do ar, ambas nas mesmas condições de pressão e temperatura. É uma grandeza adimensional desde que as unidades de massa específica do gás e do ar sejam as mesmas:

$$d_g = \frac{\rho_g}{\rho_{ar}} \tag{2.3}$$

Onde:

d_g : densidade do gás (ar = 1)
ρ_g : massa específica do gás (g/cm^3)
ρ_{ar} : massa específica do ar (g/cm^3)

Tanto a densidade do óleo como a densidade do gás são usadas como variáveis de entrada no cálculo de outras propriedades como pressão de bolha, razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo.

2.3.5 Viscosidade

Viscosidade é a grandeza física que caracteriza a resistência de um fluido ao escoamento.

A viscosidade cinemática, ν, é definida como a razão entre a viscosidade dinâmica, μ, e a massa específica do fluido, ρ, ambas na mesma temperatura e pressão, equação (2.4):

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \tag{2.4}$$

Onde:

ν : viscosidade cinemática (mm^2/s)
μ : viscosidade dinâmica (cP)
ρ : massa específica (g/cm^3)

No Sistema Internacional, a viscosidade dinâmica tem como unidade o Pascal-segundo (Pa.s). Na indústria de petróleo são mais usuais o Poise (P) e seu submúltiplo, o centiPoise (cP) (1 poise = 10^{-2} centipoise).

A unidade de viscosidade cinemática no Sistema Internacional é o m^2/s, na indústria de petróleo são mais comuns o Stoke (St) e seu submúltiplo, centiStoke (cSt) (1 stokes = 10^{-2} centistokes).

Os fatores que afetam a viscosidade são a natureza físico-química do líquido ou a composição do sistema, a temperatura e a pressão.

Variações de temperatura têm grande influência sobre a viscosidade. A viscosidade dos óleos diminui com o aumento da temperatura. Nos líquidos, as moléculas estão próximas umas das outras e a transferência da quantidade de movimento se dá através da colisão e forças de interação entre elas (BIRD et al., 1966). Um aumento na temperatura provoca uma diminuição nas forças de atração entre as moléculas, diminuindo também a viscosidade.

A pressão também é uma variável importante. Variações de pressão também têm influência sobre a viscosidade. A viscosidade dos óleos aumenta com o aumento de pressão porque com o aumento da pressão há uma

compressão no fluido que diminui a distância intermolecular e aumenta a resistência do fluido ao escoamento e, consequentemente, a viscosidade. A viscosidade dos gases é menos sensível a variações na pressão.

A viscosidade é uma propriedade física importante utilizada no projeto dos sistemas de transporte e armazenamento, bem como para o planejamento da estratégia de separação do óleo vivo dos líquidos do reservatório em plataformas de produção. Junto com a densidade, a viscosidade é um parâmetro importante utilizado para calcular o fluxo de fluido através de equipamentos e tubulações (CENTENO et al., 2015), selecionando uma estratégia de separação do óleo dos demais fluidos de reservatório sob pressão, transporte e armazenamento. A viscosidade do óleo é uma função de temperatura, pressão e composição. A viscosidade do óleo diminui consideravelmente com um aumento na temperatura (CENTENO et al., 2011).

A viscosidade do óleo vivo pode variar de maneira distinta com a pressão para diferentes classes de óleos, pois os componentes são muito diferentes e as composições do óleo e do gás no equilíbrio dependem da pressão de operação. É necessário estimar ou medir experimentalmente a viscosidade dos óleos vivos em função da pressão.

Nas pressões acima do ponto de bolha, quando o óleo está subsaturado, a viscosidade do óleo no reservatório diminui com a diminuição da pressão até a pressão de bolha. Quando a pressão cai abaixo da pressão de bolha, o gás dissolvido no óleo é liberado carregando os compostos mais leves, deixando o óleo mais pesado, esta mudança na composição do óleo provoca grande aumento na viscosidade do mesmo até quando não há mais gás dissolvido no óleo (óleo morto).

A viscosidade do óleo é uma das mais importantes propriedades utilizadas na engenharia de reservatórios para o planejamento de processos de recuperação do óleo e posterior cálculo da vazão do fluido através de rochas de reservatórios. A viscosidade pode ser medida em laboratório a diversas temperaturas e pressões ou calculada através de correlações.

A viscosidade do óleo morto, na temperatura do reservatório e na pressão atmosférica, é estimada em função da temperatura do reservatório e do grau API do óleo. Quando esse óleo se encontra no ponto de bolha, a

viscosidade é estimada em função da viscosidade do óleo morto e da razão de solubilidade do óleo. Quando o reservatório se encontra numa pressão acima da pressão de bolha, a viscosidade do óleo é estimada em função do grau de subsaturação, dado pela diferença entre a pressão do reservatório e a pressão de bolha (P-P_b), e a viscosidade desse óleo na pressão de bolha.

2.3.5.1 Aplicação da teoria de Eyring na viscosidade dos líquidos

A viscosidade dos líquidos pode ser estimada pela teoria de Eyring de acordo com a equação (BIRD et al., 1960):

$$\mu = \left(\frac{\delta}{a}\right)^2 \times \left(\frac{Nh}{V}\right) \times e^{\left(-\frac{\Delta G}{RT}\right)} \tag{2.5}$$

Onde N é o número de Avogadro, h é a constante de Planck, ΔG é a energia de ativação para o escoamento, V é o volume molar, T é a temperatura absoluta, δ é a distância entre moléculas de duas camadas adjacentes e a é a distância entre duas posições de equilíbrio da molécula, considerando que as moléculas do líquido em repouso sofrem rearranjos contínuos, onde, em qualquer momento, uma molécula supera essa barreira de energia indo em uma posição adjacente com novos vizinhos. Esta equação mostra que a viscosidade depende do tamanho, densidade e energia de ativação de moléculas de líquidos.

A viscosidade do fluido no estado de referência pode ser escrita como:

$$\mu_{\mathbf{0}} = \left(\frac{\delta}{a}\right)^2 \times \left(\frac{Nh}{V_{\mathbf{0}}}\right) \times e^{\left(-\frac{\Delta G_{\mathbf{0}}}{RT}\right)} \tag{2.6}$$

Combinando as equações (2.5) e (2.6), obtém-se a seguinte equação:

$$\frac{\mu}{\mu_{\mathbf{0}}} = \frac{V_{\mathbf{0}}}{V} \times e^{\left(-\frac{\Delta G - \Delta G_{\mathbf{0}}}{RT}\right)} \tag{2.7}$$

A partir da equação (2.7), a variação da viscosidade com a presão pode ser representada substituindo-se a razão entre os volumes molares pela pressão usando uma relação termodinâmica que correlaciona o volume de líquidos com a pressão em um processo isotérmico, equação (2.8):

$$k_T = -\frac{1}{V} \times \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \tag{2.8}$$

Considerando a compressibilidade isotérmica, k_T, quase constante na faixa de pressão, a integração da equação (2.8) leva a equação (2.9):

$$ln\frac{V_0}{V} = k_T \times (P - P_0) \tag{2.9}$$

A equação (2.9) pode ser rearranjada:

$$\frac{V_0}{V} = e^{k_T \times (P - P_0)} \tag{2.10}$$

Substituindo a equação (2.10) na equação (2.7) obtém-se a equação (2.11) que correlaciona a viscosidade dos líquidos com a temperatura e a pressão:

$$\frac{\mu}{\mu_0} = e^{\left(-\frac{\Delta G - \Delta G_0}{RT}\right)} \times e^{k_T \times (P - P_0)} \tag{2.11}$$

2.4 EQUAÇÕES DE ESTADO

As equações de estado cúbicas usadas neste estudo são: Peng-Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK). As equações de estado cúbicas calculam as propriedades volumétricas de componentes puros e misturas. As equações de estado de Peng- Robinson (PR) (PENG E ROBINSON, 1976), Soave-Redlich-Kwong (SRK) (SOAVE, 1972) são apresentadas nas Equações (2.12) e (2.13):

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)} \tag{2.12}$$

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)} \tag{2.13}$$

Os parâmetros a e b são calculados usando as constantes críticas e fator acêntrico de cada componente da mistura para calcular os parâmetros a_i e b_i bomo mostrado nas equações (2.14) a (2.21). A temperatura reduzida é a razão entre a temperatura do processo e a temperatura crítica, equação (2.21):

$$a = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N} x_i x_j \left(a_i a_j\right)^{1/2} \left(1-\kappa_{ij}\right) \tag{2.14}$$

$$a_i = a_{c_i}\alpha_i \tag{2.15}$$

$$a_{ci} = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \tag{2.16}$$

$$\alpha_i = \left[1 + m_1\left(1 - T_{ri}^{1/2}\right)\right]^2 \tag{2.17}$$

$$m_i = d_1 + d_2\omega_i + d_3\omega_i \tag{2.18}$$

$$b = \sum_{i=1}^{N} x_i b_i \tag{2.19}$$

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \tag{2.20}$$

$$T_r = \frac{T}{T_C} \tag{2.21}$$

As constantes Ω_a e Ω_b nas equações (2.16) e (2.20) e, d_1, d_2 e d_3 na equação (2.18) para Peng-Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK) são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Constantes para Peng-Robinson (PR) e Soave-Redlich-Kwong (SRK)

Equações de Estado	Ω_a	Ω_b	d_1	d_2	d_3
Peng-Robinson	0,457235	0,077796	0,37464	1,54226	0,26992
Soave-Redlich-Kwong	0,42748	0,08664	0,48	1,574	0,176

A equação de Soave-Redlich-Kwong é uma extensão da equação de Peng-Robinson para sistema não ideias (STRYJEK E VERA, 1986). Duas modificações são feitas na equação de Peng-Robinson, uma delas é a extensão do fator α, equações (2.22) a (2.24):

$$\alpha_i = \left[1 + k_i\left(1 - T_{ri}^{1/2}\right)\right]^2 \tag{2.22}$$

$$k_i = k_{0i} + k_{1i}\left(1 + T_{ri}^{1/2}\right)\left(0.7 - T_{ri}^{1/2}\right) \tag{2.23}$$

$$k_{0i} = 0.378893 + 1.4897153\omega_i - 0.17131848\omega_i^2 + 0.0196554\omega_i^3 \tag{2.24}$$

Onde k_{0i} é um parâmetro característico do componente puro.

Outra modificação é a inclusão de um parâmetro ajustável para o componente puro, equação (2.25):

$$a_{ij} = \left(a_{ii}a_{jj}\right)^{1/2}\left(1 - x_i\kappa_{ij} - x_j\kappa_{ji}\right) \tag{2.25}$$

3 CORRELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DAS PROPRIEDADES DOS ÓLEOS VIVOS

Unidades utilizadas neste capítulo:

API: grau API (°API)
B_o: fator volume de formação do óleo (bbl/STB)
d_g: densidade do gás
d_{g100} : densidade do gás na temperatura do separador e a 100 psig
d_o: densidade do óleo
P_b: ponto de bolha (psia)
P: pressão (psia)
R_S: razão gás-óleo (scf/STB)
T: temperatura (°F)
μ_o: viscosidade do óleo subsaturado (cP)
μ_{ob}: viscosidade do óleo saturado (cP)
μ_{od}: viscosidade do óleo morto (cP)

Na literatura, são propostas várias correlações para estimar empiricamente a pressão de bolha, a relação gás-óleo da solução e o fator volume-formação de óleo usando métodos gráficos ou de regressão e, geralmente, usam os dados do processo, como temperatura e pressão, e grau API do óleo como dados de entrada.

Existem algumas desvantagens ao usar essas correlações para obter estimativas com a precisão necessária, como a necessidade de outras propriedades experimentais, o intervalo dos dados de entrada e o tipo de petróleo bruto produzido.

As correlações empíricas são usadas para selecionar as condições operacionais adequadas do separador primário de alta pressão para melhorar a recuperação do óleo e produzir óleo bruto estável com propriedades aceitáveis para o transporte para refinarias ou portos. Os altos custos envolvidos na produção de petróleo de campos offshore exigem uma análise criteriosa das correlações com medidas experimentais para o tipo de petróleo bruto

produzido. Ao contrário das amostras de fundo de poço, as amostras de óleo vivo provenientes dos separadores primários de plataformas offshore são mais facilmente obtidas. O custo da amostragem de fundo de poço é muito alto para os poços de petróleo offshore, limitando o número de amostras disponíveis para o período de produção inicial. A composição do óleo vivo que entra no separador primário pode ser facilmente determinada, quando necessário, combinando a composição do óleo e a composição dos gases produzidos (DANESH A., 1998).

3.1 CORRELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DE PONTO DE BOLHA, FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO E RAZÃO GÁS-ÓLEO

Standing (1947) desenvolveu correlações para estimativa de ponto de bolha e fator volume-formação de óleo a partir de amostras de óleos mais gás da Califórnia. A faixa de temperaturas usada para as medidas foi entre 100 ºF e 258 ºF, a faixa para densidade dos gases entre 0,59 e 0,95 e os valores obtidos para razão gás-óleo entre 20 e 1425 scf/STB. Standing não apresentou correlação para razão gás-óleo, esta correlação é obtida explicitando-se esta propriedade na correlação para estimativa de ponto de bolha.

Correlação de Standing para ponto de bolha, (apud GODEFROY et al., 2012):

$$P_b = 18{,}2 \times \left[\left(\frac{R_S}{d_g}\right)^{0{,}83} \times 10^{(0{,}00091T - 0{,}0125API)} - 1{,}4\right] \tag{3.1}$$

Correlação de Standing para fator volume-formação do óleo, (apud GODEFROY et al., 2012):

$$B_o = 0{,}9759 + 0{,}00012 \times \left[R_S\left(\frac{d_g}{d_o}\right)^{0{,}5} + 1{,}25T\right]^{1{,}2} \tag{3.2}$$

Correlação de Standing para razão gás-óleo, (apud GODEFROY et al., 2012):

$$R_S = d_g \times \left[\left(\frac{P_b}{18{,}2}\right)^{0{,}83} + 1{,}4 \times 10^{(0{,}0125API - 0{,}00091T)}\right] \quad (3.3)$$

Glaso (1980) desenvolveu correlações para ponto de bolha e fator volume-formação do óleo a partir de amostras de óleos vivos do Mar do Norte e de outras quatro regiões não especificadas. As medidas foram realizadas nas faixa de pressão entre entre 150 psia e 6641 psia, as amostras apresentaram pressão entre 150 psia e 6641 psia, faixa de temperatura entre 80ºF e 280ºF, grau API entre entre 22,3 e 48,1, densidade dos gases entre 0,650 e 1,276 e razão gás-óleo entre 90 scf/STB e 2637 scf/STB.

Glaso também não apresentou correlação para estimativa de razão gás-óleo, esta correlação é obtida explicitando-se esta propriedade na correlação para estimativa de ponto de bolha.

Correlação de Glaso para ponto de bolha, (apud KANU E IKIENSIKIMAMA, 2014):

$$P_b = 10^{1{,}7669 + 1{,}7447 \times \log(A) - 0{,}30218 \times (\log(A))^2} \quad (3.4)$$

$$A = \left(\frac{R_S}{d_g}\right)^{0{,}816} \times \frac{T^{0{,}172}}{API^{0{,}989}} \quad (3.5)$$

Correlação de Glaso para fator volume-formação do óleo:

$$\begin{aligned} log_{10}(B_o - 1) = -6{,}58511 + 2{,}91329 \times log_{10}(B_{ob}^*) \\ - 0{,}27683[log_{10}(B_{ob}^*)]^2 \end{aligned} \quad (3.6)$$

Onde:

$$B_{ob}^* = R_S \times \left(\frac{d_g}{d_o}\right)^{0{,}526} + 0{,}968 \times T \quad (3.7)$$

Correlação de Glaso para razão gás-óleo, (apud KANU E IKIENSIKIMAMA, 2014):

$$R_S = d_g \times \left[10^x \times \left(\frac{API^{0,989}}{T^{0,172}}\right)\right]^{1,2255} \tag{3.8}$$

Onde:

$$x = 2,8869 - \left(14,1811 - 3,3093 \times log_{10}(P)\right)^{0,5} \tag{3.9}$$

Vazquez e Beggs (1980) apresentaram correlações para estimativa de razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo a partir de um banco de dados de amostras de óleos de regiões não especificadas. As faixas de pressão e de temperatura e as faixas das propriedades das amostras não foram apresentadas. Estes pesquisadores apresentaram correlações com coeficientes diferentes para óleos com grau API>30 e com grau API<30. Desenvolveram, também, uma correção para a pressão do separador dada na equação (3.10):

$$d_{g100} = d_g \times [1,00 + 5,912 \times 10^{-5} \times d_o \times T \times log_{10}(P/114,7)] \tag{3.10}$$

Correlação de Vazquez e Beggs para fator volume-formação de óleo:

$$B_o = 1 + C_1 \times R_s + C_2 \times (T - 60) \times \left(\frac{API}{d_{g100}}\right) + C_3 \times R_s \times (T - 60) \times \left(\frac{API}{d_{g100}}\right) \tag{3.11}$$

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 $API > 30$

Correlação de Vazquez e Beggs para razão gás óleo para amostras com API ≤ 30:

$$R_S = 0{,}0362 \times d_g \times P^{1{,}0937} \times exp\{25{,}7240 \times [d_o/(T + 460)]\} \quad (3.12)$$

Correlação de Vazquez e Beggs para razão gás-óleo para amostras com API > 30:

$$R_S = 0{,}0178 \times d_g \times P^{1{,}1870} \times exp\{23{,}9310 \times [d_o/(T + 460)]\} \quad (3.13)$$

Al-Marhoun (1988) obteve correlações para ponto de bolha e fator volume-formação do óleo a partir de óleos de 69 amostras de fundo de poço do Oriente Médio. A faixa de pressão usada foi entre 130 psia e 3573 psia, faixa de temperatura entre 74ºF e 240ºF e os óleos apresentaram grau API entre 19,40 e 44,6, razão gás-óleo entre 26 scf/STB e 1602 scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,032 bbl/STB e 6,982 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,752 e 1,367.

Correlação de Al-Marhoun para fator volume-formação do óleo:

$$B_o = 0{,}497069 + 0{,}862963 \times 10^{-3} \times T + 0{,}182594 \times 10^{-2} \times F + 0{,}318099 \times 10^{-5} \times F^2 \quad (3.14)$$

Onde:

$$F = R_S^{0{,}742390} \times d_g^{0{,}323294} \times d_o^{-1{,}202040} \quad (3.15)$$

McCain (1991) desenvolveu correlações para ponto de bolha, razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo. Estas correlações foram avaliadas para um banco de dados de centenas de fluidos de reservatórios de amostras representativas de diversas áreas ao redor do mundo, coletado entre os anos de 1980 e 1986. Correlação de McCain para ponto de bolha (não deve ser usada quando a temperatura do separador for maior que 140°F):

$$P_b = 18{,}2 \times \left(C_{P_B} - 1{,}4\right) \quad (3.16)$$

$$C_{P_B} = \left(\frac{R_S}{d_g}\right)^{0,83} \times 10^{(0,00091 \times T - 0,0125 \times API)} \tag{3.17}$$

Correlação de McCain para razão gás-óleo:

$$\begin{gathered} log_{10}(R_s) = 0,3818 - 5,506 \times log_{10}(d_o) + 2,902 \times log_{10}(d_{gs}) \\ +1,327 \times log_{10}(P_s) - 0,7355 \times log_{10}(T_s) \end{gathered} \tag{3.18}$$

Correlação de McCain para fator volume-formação do óleo:

$$B_o = 0,9759 + 12 \times 10^{-5} \times C_{B_{ob}}^{1,2} \tag{3.19}$$

$$C_{B_{ob}} = R_S \times \left(\frac{d_g}{d_o}\right)^{0,5} + 1,25T \tag{3.20}$$

Al-Marhoun (1992) propôs uma nova correlação para fator volume-formação do óleo a partir 700 amostras de fundo de poço de diversas regiões, a maioria do Oriente Médio e América do Norte. As amostras apresentaram pressão entre 15 psia e 6641 psia, temperaturas entre 75ºF e 300ºF, grau API entre 9,5 e 55,9, razão gás-óleo entre 0 scf/STB e 3265 scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,01 bbl/STB e 2,960 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,575 e 2,510.

Correlação de Al-Marhoun para fator volume-formação do óleo:

$$\begin{gathered} B_o = 1 + a_1 R_S + a_2 R_S \times (d_g/d_o) + \\ a_3 R_S \times (T - 60) \times (1 - d_o) + a_4 (T - 60) \end{gathered} \tag{3.21}$$

Al-Marhoun (2015) propôs correlações para razão gás-óleo para amostras de óleo pesado de centenas de reservatórios ao redor do mundo. Os óleos pesados foram identificados como óleos com valores de razão gás-óleo menores que 2000 scf/STB, de coloração verde escura, marrom ou preta, grau

API menor que 45 e valores de fator volume-formação do óleo menores que 2,00 bbl/STB.

$$R_s = 1{,}4903 \times 10^3 \times d_g^{2,626} \times P^{1,3984} \times d_o^{-4,3963} \times (T + 460)^{-1,86} \qquad (3.22)$$

Rollins e McCain (1990) desenvolveram uma correlação para estimativa da razão gás-óleo como função da densidade do óleo nas condições padrão, densidade do gás nas condições de separador a partir de 301 amostras de regiões não especificadas na faixa de temperatura entre 60ºF e 1500ºF, faixa de pressão entre 29,7 psia e 314,7 psia, razão gás-óleo entre 12 scf/STB e 1742 scf/STB, e densidade dos gases entre 0,579 e 1,124. Rollins e McCain reportaram erro relativo médio de 3%.

Correlação de Rollins e McCain para razão gás-óleo:

$$\begin{aligned} log_{10}(R_s) = 0{,}4896 - 4{,}916 \times log_{10}(d_o) + 3{,}469 \times log_{10}(d_{gs}) \\ +1{,}501 \times log_{10}(P_s) - 0{,}9213 \times log_{10}(T_s) \end{aligned} \qquad (3.23)$$

Kartoatmodjo e Schmidt (1991) desenvolveram correlações para ponto de bolha, razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo a partir de um grande banco de dados de óleos de diversas regiões ao redor do mundo. As amostras apresentaram pressão entre 14,7 psia e 6054,7 psia, temperaturas entre 75ºF e 320ºF, grau API entre 14,4 e 58,9, razão gás-óleo entre 0 scf/STB e 2890 scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,007 bbl/STB e 2,747 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,379 e 1,709. A correlação para estimativa de razão gás-óleo apresentada usou parâmetros diferentes para as amostras que apresentam grau API maior que 30 e para as amostras que apresentam grau API menor ou igual a 30. As correlações apresentaram erro absoluto médio relativo, *AARE*, de 20,2% para ponto de bolha, de 23,2% para razão gás-óleo e de 2,02% para fator volume-formação do óleo. Kartoatmodjo e Schmidt desenvolveram uma correção para a pressão do separador:

$$d_{g100} = d_g \times \left[1{,}00 + 0{,}1595 \times API^{0{,}4078} \times T^{0{,}2466} \times log_{10}\left(\frac{P}{114{,}7}\right)\right] \quad (3.24)$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para ponto de bolha para amostras com *API* ≤ 30:

$$P_b = \left(\frac{R_S}{0{,}05958 \times {d_{g100}}^{0{,}7972} \times 10^{13{,}1405 \times \frac{API}{T+460}}}\right)^{0{,}9986} \quad (3.25)$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para ponto de bolha para amostras com API > 30:

$$P_b = \left(\frac{R_S}{0{,}03150 \times {d_{g100}}^{0{,}7587} \times 10^{11{,}2895 \times \frac{API}{T+460}}}\right)^{0{,}9986} \quad (3.26)$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para fator volume-formação do óleo:

$$B_o = 0{,}98496 + 0{,}0001 \times \left(R_S^{0{,}755} \times d_g^{0{,}25} \times d_o^{-1{,}5} + 0{,}45 \times T\right)^{1{,}5} \quad (3.27)$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para razão gás-óleo para amostras com *API* ≤ 30:

$$R_s = 0{,}05958 \times d_g^{0{,}7972} \times P^{1{,}0014} \times 10^{13{,}1405 \times API/(T+460)} \quad (3.28)$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para gás-óleo para amostras com API > 30:

$$R_s = 0{,}03150 \times d_g^{0{,}7587} \times P^{1{,}0937} \times 10^{11{,}289 \times API/(T+460)} \quad (3.29)$$

Dokla e Osman (1992) desenvolveram correlações para estimar ponto de bolha e fator volume-formação de óleo a partir de 51 amostras de fundo de poço de reservatórios dos Emirados Árabes Unidos (EUA). As amostras apresentaram pressão de bolha entre 590 psia e 4640 psia, temperaturas entre 190ºF e 275ºF, razão gás-óleo entre 181 scf/BL e 2266 scf/BL, fator volume-formação do óleo entre 1,216 BL/BL, densidade dos gases entre 0,798 e 1,290 e densidade dos óleos entre 0,8237 e 0,8860.

Correlação de Dokla e Osman para ponto de bolha:

$$P_b = 0{,}836386 \times 10^4 \times d_g^{-1{,}01049} \times d_o^{0{,}107991} \times T^{0{,}952584} \times R^{0{,}824047} \tag{3.30}$$

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

$$B_o = 0{,}431935 \times 10^{-1} + 0{,}156667 \times 10^{-2} \times T + 0{,}139775 \times 10^{-2} \times M + 0{,}380525 \times 10^{-5} \times M^2 \tag{3.31}$$

Onde:

$$M = R_S^{0{,}773572} \times d_g^{0{,}404020} \times d_o^{-0{,}882605} \tag{3.32}$$

Petrosky e Farshad (1993) desenvolveram correlações para ponto de bolha, razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo a partir de 81 dados da análise PVT de óleos do Golfo do México. As amostras apresentaram pressão entre 1574 psia e 6523 psia, temperaturas entre 114ºF e 228ºF, grau API entre 16,3 e 45, razão gás-óleo entre 217 scf/STB e 1406 scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,1178 bbl/STB e 1,6229 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,5781 e 0,8519.

Correlação de Petrosky e Farshad para ponto de bolha:

$$P_b = 112{,}727 \times \left[\frac{{R_S}^{0{,}5774}}{{d_g}^{0{,}8439}} \times 10^X - 12{,}340\right] \tag{3.33}$$

Onde:

$$X = 4{,}561 \times 10^{-5} \times T^{1{,}3911} - 7{,}916 \times 10^{-4} \times API^{1{,}5410} \tag{3.34}$$

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

$$B_o = 1{,}0113 + 7{,}204 \times 10^{-5} \times \left[R_S^{0{,}3738} \times \frac{d_g^{0{,}2914}}{d_o^{0{,}6265}} + 0{,}246 \times T^{0{,}5371}\right]^{3{,}0936} \tag{3.35}$$

Correlação de Petrosky e Farshad para razão gás-óleo:

$$R_S = \left[\left(\frac{P}{112{,}727} + 12{,}34\right) \times d_g^{0{,}8439} \times 10^X\right]^{1{,}73184} \tag{3.36}$$

Onde:

$$X = 7{,}916 \times 10^{-4} \times API^{1{,}541} - 4{,}561 \times 10^{-5} \times T^{1{,}3911} \tag{3.37}$$

Omar e Todd (1993) desenvolveram correlações para estimativa de ponto de bolha e fator volume-formação do óleo a partir de 93 amostras de PVT de diversos campos da Malásia. As amostras apresentaram pressão de bolha entre 790 psia e 3851 psia, temperatura do reservatório entre 125ºF e 280ºF, grau API entre 26,6 e 53,2, razão gás-óleo entre 142 scf/STB 1440 scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,085 bbl/STB e 1,954 bbl/STB, densidade dos gases entre 0,612 e 1,315, temperatura do separador entre 70ºF e 160ºF e pressão do separador entre 75 psia e 500 psia.

Correlação de Omar e Todd para ponto de bolha:

$$P_b = 18{,}20 \times \left[\left(\frac{R_S}{d_g}\right)^X \times 10^{(0{,}00091 \times T - 0{,}0125 \times API)} - 1{,}40\right] \tag{3.38}$$

Onde:

$$X = A_1 + A_2 \times B_o + A_3 \times d_g + A_4 \times {B_o}^2 + A_5 \times {d_g}^2 + A_6 \times \left(\frac{1}{d_g B_o}\right) \quad (3.39)$$

A_1: 1,4256

A_2: -0,2608

A_3: -0,4596

A_4: 0,04481

A_5: 0,2360

A_6: -0,1077

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

$$B_o = 0{,}972 + 0{,}000147 \times \left[R_S \times \left(\frac{d_g}{d_o}\right)^{0{,}5} + 1{,}25 \times T\right]^X \quad (3.40)$$

Onde:

$$X = 1{,}1663 + 0{,}762 \times 10^{-3} \times \left(\frac{d_o}{d_g}\right) - 0{,}03990 \times d_g \quad (3.41)$$

Elsharkawy e Alikhan (1997) desenvolveram correlações para estimativa de razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo a partir de 175 e 171 amostras de óleo do Kuwaiti, respectivamente. As amostras apresentaram pressão entre 302 psia e 4375 psia, temperaturas entre 130ºF e 250ºF, grau API entre 19,9 e 42,76, razão gás-óleo entre 39 scf/STB e 1586 scf/STB, fator volume- formação do óleo entre 1,076 bbl/STB e 1,969 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,663 e 1,268. Foram apresentadas duas correlações para razão gás-óleo, uma para amostras de grau API maior que 30 e uma para amostras de API menor ou igual a 30, estas correlações não diferem somente nos parâmetros como as correlações de Kartoatmodjo e Schmidt e Vazquez e Beggs, elas também apresentam formatos diferentes.

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

$$B_o = 1 + 40{,}428 \times 10^{-5} \times R_S + 63{,}802 \times 10^{-5} \times (T - 60) + 0{,}780 \times 10^{-5} \times \left[R_S \times (T - 60) \times d_g/d_o\right] \quad (3.42)$$

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para razão gás óleo para amostras com *API* ≤ 30:

$$R_S = d_g \times P^{1{,}18026} \times 10^{-1{,}2179+0{,}4636\times(API/T)} \quad (3.43)$$

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para razão gás-óleo para amostras com API > 30:

$$R_S = P^{0{,}94776} \times d_g^{0{,}04439} \times API^{1{,}1394} \times 10^{-2{,}188+0{,}0008392\times T} \quad (3.44)$$

Almehaideb (1997) desenvolveu correlações para estimativa de ponto de bolha e fator volume-formação do óleo no ponto de bolha, a partir da análise PVT de 15 reservatórios dos Emirados Árabes Unidos. As amostras apresentaram pressão entre 15 psig e 6641 psig, temperaturas entre 190ºF e 306ºF, grau API entre 30,9 e 48,6, razão gás-óleo entre 128 scf/STB e 3871 scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,142 bbl/STB e 3,562 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,746 e 1,116.

Correlação de Almehaideb para fator volume-formação do óleo:

$$B_o = 1{,}122018 + 1{,}410 \times 10^{-6} \times \frac{R_S \times T}{d_o^2} \quad (3.45)$$

Al-Shammasi (1999) comparou diferentes correlações encontradas na literatura usando um banco de dados de 1.243 dados experimentais publicados e desenvolveu novas correlações para estimativa de ponto de bolha e fator volume-formação do óleo no ponto de bolha. Al-Shammasi desenvolveu duas correlações para fator volume-formação do óleo, uma com quatro variáveis e uma com três variáveis não dependentes de densidade do gás. As amostras apresentaram pressão entre 31,7 psia e 7127,0 psia, temperaturas entre 74ºF e 341,6ºF, grau API entre 6 e 63,7, razão gás-óleo entre 6 scf/STB e 3298,6

scf/STB, fator volume-formação do óleo entre 1,02 bbl/STB e 2,916 bbl/STB e densidade dos gases entre 0,51 e 3,44.

Correlação de Al-Shammasi para fator volume-formação do óleo:

$$B_o = 1 + 5{,}53 \times 10^{-7} \times [R_S \times (T - 60)] + 0{,}000181 \times (R_S/d_o) + 0{,}000449 \times [(T - 60)/d_o] + 0{,}000206 \times \left[R_S \times d_g/d_o\right] \quad (3.46)$$

Correlação de Al-Shammasi para fator volume-formação do óleo com três variáveis:

$$B_o = 1 + 0{,}000412 \times (R_S/d_o) + 0{,}000650 \times [(T - 60)/d_o] \quad (3.47)$$

Bucci (2014) avaliou os dados de ensaios experimentais de massa específica, fator de encolhimento, *FE*, e razão gás-óleo, R_s, para óleos de diferentes poços obtidos pelo Laboratório de pressão, volume e temperatura (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, produzidos entre janeiro à junho de 2012 e estudou a existência de correlações entre as propriedades estudadas através dos gráficos abaixo:

1) Fator de encolhimento em relação à massa específica: *FE* x ρ;

2) Fator de encolhimento em relação à massa específica, ambos divididos pela razão *P/T*: *FE/(P/T)* x $\rho/(P/T)$;

3) Fator de encolhimento em relação à razão de solubilidade: *FE* x R_S;

4) Fator de encolhimento em relação à razão de solubilidade, ambos divididos pela razão *P/T*: *FE/(P/T)* x R_S /(*P/T*);

5) Razão de solubilidade em relação à massa específica: R_S x ρ;

6) Razão de solubilidade em relação à massa específica, ambos divididos pela razão *P/T*: R_S /(*P/T*) x ρ/(*P/T*);

Bucci (2014) apresentou gráficos para os dados da literatura e gráficos referentes a cada poço, separadamente,e concluiu que existe correlação apenas entre o fator de encolhimento e a massa específica, ambos divididos pela razão (*P/T*), sendo que as demais relações não obedecem a uma

correlação direta entre as propriedades estudadas e que, através do gráfico *FE/(P/T)* x *ρ/(P/T)*, é possível fazer a previsão do fator de encolhimento por meio da medição da massa específica do petróleo residual.

3.2 CORRELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DE VISCOSIDADE DO ÓLEO MORTO, VISCOSIDADE DO ÓLEO SATURADO E VISCOSIDADE DO ÓLEO SUBSTAURADO

A viscosidade do óleo deve ser medida de preferência no laboratório e correlacionada para uma estimativa precisa em diferentes pressões e temperaturas. Enquanto a viscosidade do óleo à pressão atmosférica (óleo morto) pode ser prontamente medida por vários métodos simples, as medidas de viscosidade do óleo saturado e do óleo subsaturado podem ser caras e demoradas, especialmente em pressões mais elevadas.

Várias correlações têm sido propostas na literatura para estimar a viscosidade do óleo morto, óleo saturado e óleo subsaturado. Os autores dessas correlações reportam alta acurácia na estimativa da viscosidade, mas essas correlações são desenvolvidas e testadas empiricamente a partir de óleos com características particulares (SANCHEZ-MINERO et al., 2014).

Beal (1946) publicou métodos gráficos para determinação da viscosidade do óleo morto e viscosidade do óleo subsaturado nas altas pressões e diversas temperaturas usando um banco de dados com informações de campos de petróleos dos Estados Unidos. Beal desenvolveu o método gráfico para estimativa da viscosidade do óleo morto baseado em 655 dados provenientes de 492 reservatórios a 100°F e 98 dados coletados de reservatórios acima de 100°F com grau API entre 10,1 e 52,5 e viscosidade do óleo morto entre 0,865 e 1550 cP. Para estimativa da viscosidade de óleo subsaturado, Beal baseou-se em 52 dados provenientes de 26 amostras de óleos crus com pressão de bolha entre 125 psia e 4120 psia, pressão entre 1500 psia e 5500 psia, viscosidade do óleo saturado entre 0,206 cP e 127 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,24 cP e 350 cP. Os métodos gráficos de Beal apresentaram erros relativos médios de 24,2% para viscosidade do óleo morto e de 2,7% para viscosidade de óleo subsaturado.

Correlação de Beal para viscosidade do óleo morto (apud ELSHARKAWY E ALIKHAN, 1999):

$$\mu_{od} = \left(0{,}32 + \frac{1{,}8 \times 10^7}{API^{4{,}53}}\right) \times \left(\frac{360}{T - 260}\right) \times a \tag{3.48}$$

$$a = 10^{(0{,}43+8{,}33/API)} \tag{3.49}$$

Correlação de Beal para viscosidade do óleo subsaturado (apud ELSHARKAWY E ALIKHAN, 1999):

$$\begin{aligned} \mu_o = \mu_{ob} + 0{,}001 \times (P - P_b) \\ \times (0{,}024 \times {\mu_{ob}}^{1{,}6} + 0{,}038 \times {\mu_{ob}}^{0{,}56}) \end{aligned} \tag{3.50}$$

Chew e Connally (1959) publicaram uma correlação para a viscosidade do óleo saturado usando 457 amostras de óleo das principais áreas produtoras dos Estados Unidos, Canadá e América do Sul. As amostras de óleo saturado apresentaram ponto de bolha entre 132 psia e 5645 psia, razão gás-óleo entre 51 scf/STB e 3544 scf/STB e viscosidade do óleo saturado entre 0,37 cP e 50 cP (apud ELSHARKAWY E ALIKHAN, 1999).

Correlação de Chew e Connally para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = A \times (\mu_{od})^B \tag{3.51}$$

Onde:

$$A = 0{,}20 + 0{,}80 \times 10^{(-0{,}00081 \times R_S)} \tag{3.52}$$

$$A = 0{,}43 + 0{,}57 \times 10^{(-0{,}00072 \times R_S)} \tag{3.53}$$

Beggs e Robinson (1975) publicaram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto e do óleo saturado usando 600 amostras de óleo, incluindo 2533 dados. Foi proposta uma correlação para estimar a viscosidade

do óleo morto em função do grau API do óleo e da temperatura do reservatório e uma correlação baseada na correlação de Chew e Connally (1959) para correlacionar a viscosidade de óleo saturado. As amostras de óleo morto apresentaram temperatura entre 70°F e 295°F e grau API entre 16 e 58 (apud LABEDI, 1992) e as amostras de óleo saturado apresentaram ponto de bolha entre 132 psia e 5265 psia e razão gás-óleo entre 20 scf/STB e 2070 scf/STB. As correlações de Beggs e Robinson apresentaram erros relativos médios de 0,64% para viscosidade do óleo morto e -1,83% para viscosidade do óleo saturado.

Correlação de Beggs e Robinson para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = 10^{x} - 1 \tag{3.54}$$

Onde:

$$x = y \times T^{-1,163} \tag{3.55}$$

$$z = 3,0324 - 0,02023 \times d_o \tag{3.56}$$

Correlação de Beggs e Robinson para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = A \times (\mu_{od})^{B} \tag{3.57}$$

Onde:

$$A = 10,715 \times (R_S + 100)^{-0,515} \tag{3.58}$$

$$B = 5,440 \times (R_S + 150)^{-0,338} \tag{3.59}$$

Vasquez e Beggs (1980) desenvolveram uma correlação para estimar a viscosidade do óleo subsaturado em função da pressão do reservatório, da pressão de bolha e da viscosidade do óleo saturado a partir de mais de 600 análises de PVT. As amostras apresentaram pressão entre 141 psia e 9515

psia e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,2 cP e 1,4 cP, e a correlação apresentou erro relativo médio de -7,5% (apud ELSHARKAWY E ALIKHAN, 1999). Vasquez e Beggs recomendaram a correlação de viscosidade de óleo saturado de Beggs e Robinson para calcular a viscosidade do óleo saturado.

Correlação de Vasquez e Beggs para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \times (P/P_b)^m \tag{3.60}$$

Onde:

$$m = 2{,}6 \times (P^{1{,}187}) \times exp(-11{,}513 - 8{,}98 \times 10^{-5} \times P) \tag{3.61}$$

Glaso (1980) publicou uma correlação para a viscosidade do óleo morto a partir da análise de 26 dados provenientes de seis óleos crus do Mar do Norte. Foi proposta a correlação da viscosidade do óleo morto em função da temperatura do reservatório e grau API do óleo do tanque de estocagem. As amostras apresentaram temperaturas entre 100°F e 300°F, grau API entre 20,1 e 45,8 e viscosidade do óleo morto entre 0,348 cP e 37,10 cP. A correlação de Glaso (1980), apresentou um erro relativo médio de 15,5%.

Correlação de Glaso para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = [3{,}141 \times 10^{10}] \times T^{-3{,}444} \times [log_{10}(API)]^d \tag{3.62}$$

Onde:

$$d = 10{,}313 \times [log_{10}(T)] - 36{,}447 \tag{3.63}$$

Khan et al. (1987) desenvolveram correlações para estimar a viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha, a viscosidade do óleo no ponto de bolha e viscosidade do óleo acima do ponto de bolha a partir de 75 amostras de óleo de 62 reservatórios da Arábia Saudita. Para a estimativa de viscosidade do óleo morto foram usados 150 dados experimentais, 1503 dados experimentais foram usados para a viscosidade do óleo acima do ponto de

bolha e 1691 dados experimentais foram usados para a viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha. As amostras usadas apresentaram viscosidade no ponto de bolha entre 0,13 cP e 17,9 cP, viscosidade do óleo acima do ponto de bolha entre 0,13 cP e 71,0 cP, viscosidade abaixo do ponto de bolha entre 0,13 cP a 77,4 cP, pressão no ponto de bolha entre 107 psia e 4.315 psia, razão gás-óleo entre 24 e 1901 scf/STB, densidade do gás entre 0,752 e 1,367, grau API entre 14,3 e 44,6, temperatura entre 75°F e 240°F e pressão entre 14,7 psia e 5.515 psia. Khan et al. apresentaram erros absolutos relativos médios de 5,157%, 12,148% e 1,915% para viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha, a viscosidade do óleo no ponto de bolha e viscosidade do óleo acima do ponto de bolha, respectivamente.

Correlação de Khan et al. para viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha:

$$\mu_b = \mu_{ob} \times (P/P_b)^{0,14} exp^{-2,5} \times 10^{-4}(P - P_b) \tag{3.64}$$

Correlação de Khan et al. para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = \frac{0,9 \times {d_g}^{1/2}}{3 \times R_S \times {\theta_r}^{4,5}(1 - d_o)} \tag{3.65}$$

Onde:

$$\theta_r = \frac{(T + 459,67)}{459,67} \tag{3.66}$$

Correlação de Khan et al. para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \times exp[9,6 \times 10^{-5} \times (P - P_b)] \tag{3.67}$$

Al-Khafaji et al. (1987) desenvolveram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade de óleo subsaturado usando 300 amostras de óleo do Oriente Médio. Foi

desenvolvida a correlação para estimar a viscosidade do óleo morto baseada na correlação de Beal, a correlação para estimar a viscosidade do óleo saturado baseada na correlação de Chew e Connally (1959) e desenvolveram uma nova correlação para estimar a viscosidade do óleo subsaturado como função do grau API do óleo do tanque de estocagem, da pressão do reservatório e da pressão de bolha. As amostras apresentaram temperatura entre 60°F e 300°F, grau API entre 15 e 51, razão gás-óleo entre 0 scf/STB e 2100 scf/STB e viscosidade do óleo morto entre 0,093 cP e 7,136 cP. As correlações de Al-Khafaji et al. (1987), apresentaram erros relativos médios de 3,2% para viscosidade do óleo morto, 2,7% para viscosidade do óleo saturado e 0,44% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Al-Khafaji et al. para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = \frac{10^{4,9563-0,00488\times T}}{\left(API + \frac{T}{30} - 14,29\right)^{2,709}} \tag{3.68}$$

Correlação de Al-Khafaji et al. para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = A \times (\mu_{od})^B \tag{3.69}$$

Onde:

$$\begin{gathered} A = 0,247 + 0,2824 \times log_{10}(R_S) + 0,5657 \times [log_{10}(R_S)]^2 \\ -0,4065 \times [log_{10}(R_S)]^3 + 0,0631 \times [log_{10}(R_S)]^4 \end{gathered} \tag{3.70}$$

Correlação de Al-Khafaji et al. para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 10^F \tag{3.71}$$

Onde:

$$F = -0{,}3806 - 0{,}1845 \times API + 0{,}004034 \times API^2 - 3{,}716 \times 10^{-5} \times API^3 + 1{,}11 \times (P - P_b) \quad (3.72)$$

Kartoatmodjo e Schmidt (1991) desenvolveram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado a partir das correlações de Glaso, Chew e Connally e Standing, respectivamente. Kartoatmodjo e Schmidt usaram dados de análises de PVT de amostras de diferentes regiões como Sudeste Asiático, América do Norte, Oriente Médio e América Latina. Foram utilizados 661 dados para o desenvolvimento da correlação para estimativa da viscosidade de óleo morto e 3588 dados para a estimativa da viscosidade de óleo subsaturado. Os óleos usados para correlação de viscosidade do óleo morto apresentaram temperatura entre 80°F e 320°F, grau API entre 14,4 e 59 e viscosidade do óleo morto entre 0,5 cP e 586 cP. As amostras de óleo saturado apresentaram razão gás-óleo entre 0 scf/STB e 2890 scf/STB, viscosidade do óleo morto entre 0,506 cP e 682 cP e viscosidade do óleo saturado entre 0,097 cP e 586 cP. As amostras de óleo subsaturado apresentaram ponto de bolha entre 24,7 psia e 4764,7 psia, pressão entre 24,7 psia e 6014,7 psia, viscosidade do óleo saturado entre 0,168 cP e 184,86 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,168 cP e 517 cP. As correlações de Kartoatmodjo e Schmidt apresentaram desvios padrões de 18,84% para viscosidade do óleo morto, 3,96% para viscosidade do óleo saturado e 6,71% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = 16 \times (10^8) \times T^{-2{,}8177} \times [log_{10}(API)]^x \quad (3.73)$$

Onde:

$$x = 5{,}7526 \times log_{10}(T) - 26{,}9718 \quad (3.74)$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = -0{,}06821 + 0{,}9824 \times f + 0{,}000403 \times f^2 \tag{3.75}$$

Onde:

$$f = [0{,}2001 + 0{,}8428 \times 10^{-0{,}000845 \times R_S}] \times \mu_{od}^{(0{,}43+0{,}5165 \times y)} \tag{3.76}$$

$$y = 10^{-0{,}00081 \times R_S} \tag{3.77}$$

Correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = 1{,}00081 \times \mu_{ob} + 0{,}001127 \times (P - P_b) \times \left(-0{,}006517 \times \mu_{ob}^{1{,}8148} + 0{,}038 \times \mu_{ob}^{1{,}59}\right) \tag{3.78}$$

Labedi (1992) publicou correlações para estimar as a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado de 91 amostras de petróleo da Líbia. Labedi não utilizou razão gás-óleo como parâmetro de entrada de suas correlações. As amostras usadas para a obtenção da correlação para a estimativa da viscosidade de óleo morto apresentaram temperatura entre 100°F e 306°F, grau API entre 32,2 e 48, viscosidade de óleo morto entre 0,66 cP e 4,79 cP. As amostras usadas para a obtenção das correlações apresentaram temperatura entre 100°F e 306°F, grau API entre 32,2 e 48, ponto de bolha entre 60 psia e 6358 psia, viscosidade do óleo morto entre 0,66 cP e 4,79 cP e viscosidade do óleo saturado entre 0,0115 cP e 3,72 cP. As correlações de Labedi apresentaram erros relativos médios de -2,61% para viscosidade do óleo morto, -2,38% para viscosidade do óleo saturado e -3,1%para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Labedi para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = \frac{10^{9{,}224}}{API^{4{,}7013} \times T^{0{,}6739}} \tag{3.79}$$

Correlação de Labedi para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = (10^{2,344-0,03542\times API})\left(\frac{\mu_{od}^{0,6447}}{P_b^{0,426}}\right) \tag{3.80}$$

Correlação de Labedi para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} + M \times \left[\frac{P}{P_b} - 1\right] \tag{3.81}$$

Onde:

$$M = 10^{-2,488} \times (\mu_{od})^{0,9036} \times (P_b)^{0,6151} / 10^{0,0197\times API} \tag{3.82}$$

Petrosky e Farshad (1995) desenvolveram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado a partir de uma análise de regressão múltipla não-linear usando 126 dados de análises de PVT de amostras do Golfo do México. As amostras para desenvolvimento da correlação para estimar a viscosidade do óleo morto apresentaram temperaturas entre 114°F e 228°F, grau API entre 25,4 e 46,1 e viscosidade do óleo morto entre 0,725 cP e 10,249 cP. As amostras para desenvolvimento da correlação para estimar a viscosidade do óleo saturado apresentaram razão gás-óleo entre 21 scf/STB e 1885 scf/STB, viscosidade do óleo morto entre 0,725 cP e 11,690 cP e viscosidade do óleo saturado entre 0,211 cP e 7,403 cP. As amostras para desenvolvimento da correlação para estimar a viscosidade do óleo subsaturado apresentaram ponto de bolha entre 1574 psia e 9552 psia, pressão entre 1600 psia e 10250 psia, viscosidade do óleo saturado entre 0,224 cP e 4090 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,211 cP e 3,546 cP. As correlações de Petrosky e Farshad apresentaram erros absolutos relativos médios de 12,38% para viscosidade do óleo morto, 14,47% para viscosidade do óleo saturado e 2,91% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Petrosky e Farshad para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = 2{,}3511 \times 10^{7} \times T^{-2{,}10255} \times [log_{10}(API)]^{X} \quad (3.83)$$

Onde:

$$X = 4{,}59388[log_{10}(T)] - 22{,}82792 \quad (3.84)$$

Correlação de Petrosky e Farshad para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = A \times (\mu_{od})^{B} \quad (3.85)$$

Onde:

$$A = 0{,}1651 + 0{,}6165 \times 10^{-6{,}0866\times10^{-4}R_S} \quad (3.86)$$

$$B = 0{,}5131 + 0{,}5109 \times 10^{-1{,}1831\times10^{-3}R_S} \quad (3.87)$$

Correlação de Petrosky e Farshad para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 1{,}3449 \times 10^{-3} \times (P - P_b) \times 10^{A} \quad (3.88)$$

Onde:

$$A = -1{,}0146 + 1{,}3322 \times log_{10}(\mu_{ob}) - 0{,}4876 \times [log_{10}(\mu_{ob})]^{2} - 1{,}15036 \times [log_{10}(\mu_{ob})]^{3} \quad (3.89)$$

Almehaideb (1997) desenvolveu correlações para estimar a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado usando uma base de dados de análises de PVT de amostras de 15 diferentes reservatórios nos Emirados Árabes Unidos (EAU). As amostras apresentaram temperaturas entre 190°F e 306°F, grau API entre 30,9 e 48,6, ponto de bolha entre 501 psig e 4822 psig, razão gás-óleo entre 128 scf/STB e 3871 scf/STB e densidade do gás entre 0,746 e 1,116. As correlações de Almehaideb apresentaram erros

absolutos relativos médios de 13% para viscosidade do óleo saturado e 2,885% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Almehaideb para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = 6{,}59927 \times 10^{5} \times {R_S}^{-0{,}597627} \times T^{-0{,}941624} \times {d_g}^{-0{,}555208} \times API^{-1{,}487449} \tag{3.90}$$

Correlação de Almehaideb para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \times \left(\frac{P}{P_b}\right) \times (0{,}134819 + 1{,}94345 \times 10^{-4} \times R_S - 1{,}93106 \times 10^{-9} \times {R_S}^{2}) \tag{3.91}$$

Bennison (1998) desenvolveu uma correlação para estimar a viscosidade do óleo morto usando 16 dados de óleo pesado do Mar do Norte. A correlação de Bennison apresentou erro médio de 13%.

Correlação de Bennison para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = 10^{(-0.8021 \times API + 23.8765)} \times T^{(0.31458 \times API - 9.21592)} \tag{3.92}$$

Elsharkawy e Alikhan (1999) publicaram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado usando 254 amostras do Médio Oriente. A correlação para estimar a viscosidade do óleo subsaturado de Elsharkawy e Alikhan usa a viscosidade do óleo morto como parâmetro de entrada, diferentemente das correlações de outros autores. As amostras apresentaram temperatura entre 100°F e 300°F, grau API entre 20 e 48, ponto de bolha entre 100 psia e 3700 psia, razão gás-óleo entre 100 scf/STB e 3600 scf/STB, viscosidade do óleo morto entre 0,6 cP e 33,7 cP, viscosidade do óleo saturado entre 0,05 cP e 20,89 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,2 cP e 5,7 cP. As correlações de Elsharkawy e Alikhan apresentaram erros absolutos relativos médios de 19,3% para viscosidade do óleo morto, 18,7% para viscosidade do óleo saturado e -4,9% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = anti\, log_{10}(x) - 1{,}0 \tag{3.93}$$

Onde:

$$x = anti\, log_{10}(y) \tag{3.94}$$

$$y = 2{,}16924 - 0{,}02525 \times API - 0{,}68875 \times log_{10}(T) \tag{3.95}$$

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = A \times (\mu_{od})^{B} \tag{3.96}$$

Onde:

$$A = 1241{,}932 \times (R_S + 641{,}026)^{-1{,}12410} \tag{3.97}$$

$$B = 1768{,}841 \times (R_s + 1180{,}335)^{-1{,}06622} \tag{3.98}$$

Correlação de Elsharkawy e Alikhan para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 10^{-2{,}0771} \times (P - P_b) \times \left(\mu_{od}^{1{,}19279} \times \mu_{ob}^{-0{,}40712} \times P_b^{-0{,}7941}\right) \tag{3.99}$$

Elsharkawy e Gharbi (2001) publicaram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado a partir de 700 dados experimentais de 50 amostras de petróleo do Kuwait. As amostras apresentaram temperaturas entre 130°F e 243°F, grau API entre 24,51 e 39,81 e pressão entre 0 psia e 9900 psia.

Correlação de Elsharkawy e Gharbi para viscosidade do óleo morto:

$$\log(\mu_{od}) = 10{,}7580 - 3{,}9145 \times [log_{10}(API)] - 1{,}9364 \times [log_{10}(T)] \quad (3.100)$$

Correlação de Elsharkawy e Gharbi para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = 10^{0{,}82604} \times P^{-0{,}38678} \times \mu_{od}^{0{,}79903} \quad (3.101)$$

Correlação de Elsharkawy e Gharbi para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} + a \times (P - P_b) \quad (3.102)$$

Onde:

$$a = -5612 \times 10^{-8} + 9481 \times 10^{-8} \times \mu_{od} - 1459 \times 10^{-8} \times \mu_{od}^2 + 81 \times 10^{-8} \times \mu_{od}^{-3} \quad (3.103)$$

Naseri et al. (2005) publicaram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado. Foram utilizados 222 dados para o desenvolvimento das correlações. As amostras usadas apresentaram temperatura entre 105°F e 295°F, grau API entre 17 e 44, razão gás-óleo entre 255 scf/STB e 4116 scf/STB, ponto de bolha entre 420 psia e 5900 psia, pressão entre 1400 e 7000, viscosidade do óleo morto entre 0,75 cP e 54 cP, viscosidade do óleo saturado entre 0,11 cP e 18,15 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,1 cP e 31 cP. As correlações de Naseri et al. apresentaram erros absolutos relativos médios de 7,77% para viscosidade do óleo morto, 16,4% para viscosidade do óleo saturado e 2,12% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Naseri et al. para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = anti\, log_{10}(11{,}2699 - 4{,}2699\, log_{10}(API) - 2{,}052\, log_{10}(T)) \quad (3.104)$$

Hossain et al. (2005) desenvolveram correlações para estimar a viscosidade do óleo morto, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado. As três novas correlações foram avaliadas para óleos de grau API entre 10 e 22,3. Foram usados dados de óleos pesados de três diferentes bancos de dados para a obtenção das correlações, somando 153 amostras de óleo morto, 78 amostras de óleo saturado e 405 amostras de óleo subsaturado. As amostras apresentam temperaturas entre 118°F e 218,07°F, razão gás óleo entre 19,4 scf/STB e 493 scf/STB, ponto de bolha entre 121 psia e 6272 psia, pressão entre 300 psia e 6400 psia, viscosidade do óleo morto entre 12 cP e 451 cP, viscosidade do óleo saturado entre 3,6 cP e 360 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 3 cP e 517 cP, entre todos os banco de dados. Quando comparadas, as correlações para viscosidade de óleo morto, viscosidade de óleo saturado e viscosidade de óleo subsaturado apresentaram erros de 5 a 50%, 3 a 13% e 22 a 27%, respectivamente.

Correlação de Hossain et al. para viscosidade do óleo morto:

$$\mu_{od} = 10^{(-0{,}71523 \times API + 22{,}13766)} \times T^{(0{,}269024 \times API - 8{,}268047)} \tag{3.105}$$

Correlação de Hossain et al. para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = A \times \mu_{od}^{B} \tag{3.106}$$

Onde:

$$A = 1 - 0{,}001718831 \times R_S + 1{,}58081 \times 10^{-6} \times R_S^2 \tag{3.107}$$

$$A = 1 - 0{,}002052461 \times R_S + 3{,}47559 \times 10^{-6} \times R_S^2 \tag{3.108}$$

Correlação de Hossain et al. para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} + a \times (P - P_b) \tag{3.109}$$

Onde:

$$a = 1{,}5029 \times 10^{-5} + 1{,}602 \times 10^{-5} \times \mu_{od} + 1{,}73695 \times \mu_{od}^{2} - 4{,}2347 \times 10^{-6} \times \mu_{od}^{-3} \quad (3.110)$$

Isehunwa et al. (2006) desenvolveram correlações para estimar a viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha, a viscosidade do óleo saturado e a viscosidade do óleo subsaturado a partir de 400 reservatórios de óleo do Delta do Niger. As amostras apresentaram temperaturas entre 124°F e 289°F, densidade do óleo entre 0,8 e 0,94, ponto de bolha entre 300,3 psia e 6593 psia, pressão entre 299 psia e 9407 psia, razão gás-óleo entre 42,9 scf/STB e 19149 scf/STB, viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha entre 0,0241 cP e 35,52 cP, viscosidade do óleo saturado entre 0,03 cP e 9,1 cP e viscosidade do óleo subsaturado entre 0,08 cP e 43 cP. Essas correlações apresentaram erros absolutos médios de 3,25% para viscosidade do óleo abaixo do ponto de bolha, 29,82% para viscosidade do óleo saturado e 4,0% para viscosidade do óleo subsaturado.

Correlação de Isehunwa et al. para viscosidade abaixo do ponto de bolha:

$$\mu_b = \mu_{ob} \times exp[1{,}02 \times 10^{-4} \times (P - P_b)] \quad (3.111)$$

Onde:

$$B = 0{,}808 + 0{,}86 \times \left(\frac{P}{P_b}\right) + 2{,}35 \times 10^{-5} \times (P - P_b) \quad (3.112)$$

Correlação de Isehunwa et al. para viscosidade do óleo saturado:

$$\mu_{ob} = exp(B) \times R_S^{-0{,}38} \times T^{-4{,}34} \quad (3.113)$$

Onde:

$$B = 27{,}07 - 17{,}51 \times d_o + 8{,}56 \times exp\,(d_o^2) \quad (3.114)$$

Correlação de Isehunwa et al. para viscosidade do óleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \times exp[1{,}02 \times 10^{-4} \times (P - P_b)] \tag{3.115}$$

Sattarin et al. (2007) desenvolveram duas correlações para estimativa da viscosidade do óleo morto, uma para amostras com grau API < 28 e outra para amostras com grau API ≥ 28, a partir de 440 amostras de óleo do Irã com temperaturas entre 50°F e 104°F, grau API entre 17 e 45 e viscosidade do óleo morto entre 2 cP e 570 cP. Esta correlação apresentou um desvio absoluto médio de 21,6% quando aplicada para óleos leves e pesados, 12,0% para óleos pesados e 14,4% para óleos leves.

Correlação de Sattarin et al. para viscosidade de óleo morto para amostras com grau API < 28:

$$\mu_{od} = a \times API^b \tag{3.116}$$

Onde:

$$a = -5{,}9836 \times 10^7 \times T^2 + 3{,}511 \times 10^{10} \times T - 5{,}2145 \times 10^{12} \tag{3.117}$$

$$b = 0{,}00418 \times T^2 - 2{,}50406 \times T + 368{,}78706 \tag{3.118}$$

Correlação de Sattarin et al. para viscosidade de óleo morto para amostras com grau API ≥ 28:

$$\mu_{od} = a \times \frac{e^{(b/API)}}{API} \tag{3.119}$$

Onde:

$$a = 0{,}00735 \times T^2 - 4{,}3175 \times T + 641{,}3572 \tag{3.120}$$

Alomair et al. (2011) desenvolveram uma correlação para estimar a viscosidade do óleo morto baseado nas viscosidades experimentais de 41 amostras de óleos pesados com grau API entre 10 e 20, coletadas a 68°F a partir de campos do Kuwait, testadas entre 68°F e 320°F. As amostras apresentaram viscosidade do óleo morto entre 1,784 cP e 4867 cP.

Correlação de Alomair et al. para viscosidade do óleo morto:

$$\ln(\mu_{od}) = 30{,}5149 - 2{,}7935 \times \ln(T) - 1{,}5088 \times [ln(API)]^2 \qquad (3.121)$$

4 METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Unidades utilizadas neste capítulo:

API: grau API (°API)
T: temperatura (K)
ν : viscosidade cinemática (mm^2/s)

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO ÓLEO

Os óleos são classificados quimicamente de acordo com as estruturas das moléculas em maior quantidade na mistura. Óleos obtidos a partir de diferentes reservatórios apresentam diferentes características podendo ser classificados como parafínicos, naftênicos, aromáticos, asfáticos ou como combinações destes. A classificação dos óleos pode ser feita através composição ou das propriedades físicas dos óleos, sendo as propriedades físicas muito mais facilmente determinadas (McCAIN, 1990).

As amostras de óleo deste estudo foram classificadas, através das propriedades físicas, como parafínico-naftênicas através da razão densidade-viscosidade proposta por Farah (2006) através da relação $(\mathrm{API}/(\mathrm{A}/\mathrm{B}))$ baseada nos parâmetros A e B da equação de Walther-ASTM, que tem sido usada na caracterização de amostras de óleo a partir da dependência de viscosidade cinemática com a temperatura.

Os valores dos parâmetros A e B foram obtidos graficamente plotando-se $\log_{10}(\log_{10}(z))$ vs. $\log_{10}(T)$, equação (4.1), onde z foi estimado a partir de dados experimentais de viscosidade cinemática como função da temperatura, equação (4.2).

$$log_{10}\big(log_{10}(z)\big) = A - B \times log_{10}(T) \tag{4.1}$$

$$z = \nu + 0{,}7 + C - D + E - F + G - H \tag{4.2}$$

Onde:

$C = \mathrm{e}^{(-1{,}14883-2{,}65868\ )}$

$D = \mathrm{e}^{(-0{,}0038138-12{,}5645\nu)}$

$E = \mathrm{e}^{(5{,}46491-37{,}6289\nu)}$

$F = \mathrm{e}^{(13{,}0458-74{,}6851\nu)}$

$G = \mathrm{e}^{(37{,}4619-192{,}643\nu)}$

$H = \mathrm{e}^{(80{,}4945-400{,}46\ \ )}$

Os parâmetros *C*, *D*, *E*, *F*, *G*, *H* são igual a zero de acordo com os limites abaixo:

C = 0 se $2 \times 10^7 > \nu > 2{,}0\ \mathrm{mm^2/s}$;
D = 0 se $2 \times 10^7 > \nu > 1{,}65\ \mathrm{mm^2/s}$;
E = 0 se $2 \times 10^7 > \nu > 0{,}90\ \mathrm{mm^2/s}$;
F = 0 e *G* = 0 se $2 \times 10^7 > \nu > 0{,}30\ \mathrm{mm^2/s}$;
H = 0 se $2 \times 10^7 > \nu > 0{,}24\ \mathrm{mm^2/s}$.

As viscosidades cinemáticas de seis amostras de óleos foram medidas a três diferentes temperaturas para cada amostra, utilizando-se viscosímetros capilares seguindo o procedimento da ASTM D445-06. Os valores experimentais das viscosidades cinemáticas foram usados na equação (4.2) para o cálculo de *z* e, através do gráfico de $log_{10}\big(log_{10}(z)\big)$ versus $log_{10}(T)$, obtivemos os valores de A e B através da relação linear representada pela equação (4.1). Os resultados são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Grau API, °*API*, temperatura, *T*, viscosidade cinemática, ν, parâmetros *A* e *B* calculados para a caracterização do óleo através da relação (*API*/(*A*/*B*)) para óleo

API	*T* (K)	ν (mm^2/s)	$log_{10}(T)$	$log_{10}(log_{10}(z))$	*A*	*B*	*API*/(*A*/*B*)
33	303,15	8,016	2,481443	-0,027	10,3	4,18	13
	313,15	5,920	2,495544	-0,086			
	333,15	3,600	2,522444	-0,198			
29	313,15	9,198	2,495544	-0,002	10	4	12
	328,15	6,156	2,515874	-0,078			
	343,15	4,194	2,535294	-0,161			
33	313,15	7,664	2,495544	-0,035	11,31	4,55	13
	328,15	4,720	2,515874	-0,134			
	343,15	3,360	2,535294	-0,216			
30	321,15	13,162	2,506708	0,058	13,101	5,204	12
	326,15	10,330	2,513417	0,018			
	331,15	8,707	2,520025	-0,012			
33	311,15	12,040	2,492970	0,043	7,4513	2,9718	13
	316,15	10,470	2,499893	0,020			
	321,15	9,440	2,506708	0,003			
32	323,15	11,447	2,509404	0,035	8,87	3,521	13
	329,15	9,351	2,517394	0,001			
	335,15	8,295	2,525239	-0,020			
	341,15	7,094	2,532945	-0,050			

Os valores da relação $(\mathrm{API}/(\mathrm{A}/\mathrm{B}))$ calculados para nossas seis amostras de óleos variaram entre 12 e 14 caracterizando os óleos como parafínico-naftênicos como apresentado na Tabela 4.2 que mostra a classificação dos óleos e de suas frações de acordo com a relação de Walther-ASTM, (FARAH, 2006).

Tabela 4.3 Valores experimentais de composição de óleos parafínico-naftênicos

	Fração molar média %			
Componentes	Amostra 1	Amostra 2	Amostra 3	Amostra 4
CO2	3,2946	0,0010	4,4809	1,3185
H2S	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
N2	0,0459	0,0566	0,0264	0,3804
CH4	5,0711	5,6769	7,2628	5,9534
C2H6	2,2625	0,8619	3,1839	2,9430
C3H8	3,0345	0,7416	3,4816	3,6392
i-C4	0,9881	0,2258	0,8827	1,0581
n-C4	2,7204	0,3600	2,1756	2,5763
i-C5	1,4790	0,1922	1,1567	1,3912
n-C5	2,3443	0,2881	1,8380	2,1464
C6	3,8923	1,4421	3,2808	3,6914
C7	5,9374	3,6888	5,2565	5,7144
C8	6,8520	6,7416	6,3493	6,7145
C9	5,5747	6,7449	5,2263	5,3878
C10	4,8269	6,1569	4,6385	4,7179
C11	3,8181	4,9336	3,8045	3,7736
C12	3,4462	4,7231	3,3756	3,4128
C13	3,1596	4,7998	3,1135	3,1030
C14	2,9191	4,6150	2,8752	2,8869
C15	2,7905	4,5020	2,7084	2,7950
C16	2,1059	2,9465	2,1604	2,2065
C17	1,7892	2,9129	1,6918	1,8018
C18	1,9111	3,0303	1,8586	1,9568
C19	1,6526	2,7546	1,6362	1,7113
C20	1,3416	2,1553	1,3423	1,4011
C21	1,1996	1,8408	1,2073	1,2567
C22	1,1190	1,5600	1,1517	1,1617
C23	1,0518	1,3746	1,0087	1,0885
C24	0,9684	1,1191	0,9213	0,9694
C25	0,8347	0,9983	0,8816	0,9391
C26	0,8429	0,8028	0,8419	0,8867
C27	0,7931	0,7553	0,8260	0,8176
C28	0,8709	0,6801	0,7784	0,8921
C29	0,8219	0,5774	0,7625	0,8361
C30+	18,2403	19,7400	17,8140	18,4707

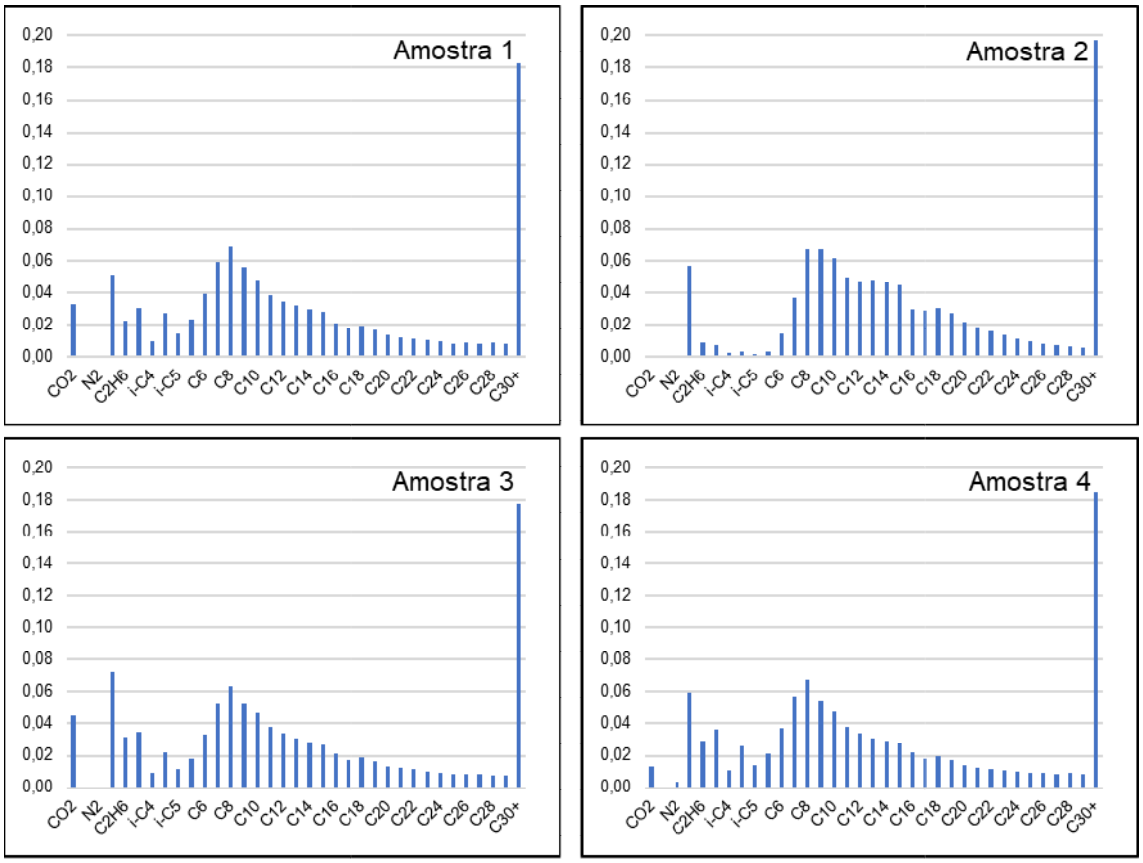

Figura 4.3 Composição de amostras de óleos parafínico-naftênicos.

4.3 METODOLOGIA EXPERIMENTAL PARA OBTENÇÃO DE RAZÃO GÁS-ÓLEO E FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO NAS PRESSÕES BAIXAS E INTERMEDIÁRIAS

As amostras de óleo vivo são obtidas em separadores primários localizados nas plataformas offshore. As amostras são colhidas à temperatura e pressão de operação do separador usando procedimentos padrão pelos operadores.

As amostras são recebidas no laboratório em cilindros de amostragem de alta pressão equipados com pistões flutuantes, Figura 4.4.

O viscosímetro eletromagnético de alta pressão contém duas bobinas magnéticas que movimentam um pistão de baixa massa em aço inox, no interior da câmara de medição, de um lado para o outro no fluido, com uma força constante. O tempo requerido para o pistão se mover em uma distância fixa (aproximadamente 5,08 mm) é então relacionado precisamente com a viscosidade absoluta do fluido localizado na câmara, quanto maior é a viscosidade da amostra, maior será o tempo requerido (ANDRADE, 2010). As vantagens no uso deste viscosímetro em comparação aos demais viscosímetros é o uso de uma pequena quantidade de amostra, aproximadamente 6 mL.

O viscosímetro mede a viscosidade absoluta em centipoise (cP), 01 centipoise é igual à 1 mPa.s (a viscosidade da água é aproximadamente 1 cP).

O viscosímetro pode medir de 0,02 a 10.000 cP com uma acurácia de ± 1% nas temperaturas entre 233,15 K e 463,15 K e pressões até 20.000 psi usando diferentes pistões para diferentes faixas de viscosidade. Os pistões diferem em diâmetro e quanto maior a faixa de viscosidade menor será o pistão utilizado.

A temperatura do sistema é mantida constante através da circulação de silicone a partir de um banho térmico (modelo Julabo F12) através de uma câmara de aquecimento que cerca o viscosímetro, Figura 4.10. O banho é usado para controlar a temperatura no viscosímetro dentro de ± 0,2 K.

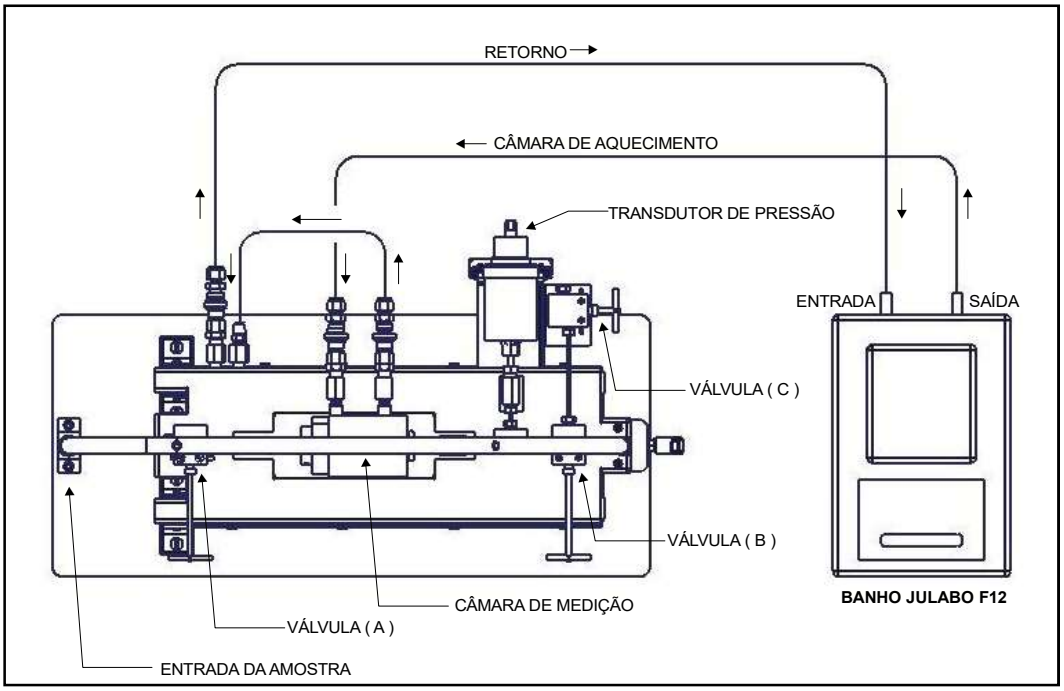

Figura 4.10 Vista superior do viscosímetro e suas conexões com o banho térmico. As setas indicam a circulação do silicone a partir do banho através de uma câmara de aquecimento que cerca o viscosímetro. Fonte: Andrade, 2010.

A temperatura da amostra é medida continuamente com um detector de temperatura RTD ("*Resistance Temperature Detector*") na base da câmara de medição. A pressão é dada pelo Omega DP41-B, equipamento de alta precisão com precisão de 0,003 MPa ou 0,005% em grande escala. A medida de viscosidade pode ser facilmente repetida, cada medida acontece em aproximadamente 3 segundos e a repetibilidade varia entre (0,1 a 1,0)% (RAJAGOPAL et al., 2009).

O viscosímetro eletromagnético apresenta uma importante vantagem em relação ao viscosímetro "Rolling Ball" comumente usado para medir viscosidade de óleos nas altas pressões, ele não usa o valor da densidade como multiplicador para o cálculo da viscosidade dinâmica (CRUZ et al., 2013).

5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Unidades utilizadas neste capítulo:

API: grau API (°API)
B_o: fator volume de formação do óleo (bbl/STB)
d_g: densidade do gás
d_o: densidade do óleo
FE: fator de encolhimento (m^3/m^3)
P: pressão (psia, kPa)
R_S: razão gás-óleo (m^3/m^3, scf/STB)
T: temperatura (°F, °C)
μ_o: viscosidade do óleo subsaturado (cP)
μ_{od}: viscosidade do óleo morto (cP)
μ_o: viscosidade do óleo subsaturado (cP)
ρ_o: massa específica do óleo (g/cm^3)

5.1 MEDIDAS EXPERIMENTAIS DE RAZÃO GÁS-ÓLEO E FATOR DE ENCOLHIMENTO DE AMOSTRAS DE SEPARADOR

A Tabela 5.1 apresenta os dados do separador, pressão e temperatura, e os dados experimentais de massa específica do óleo a 20°C, ρ_o, densidade do óleo a 15,56°C, d_o, grau API, API, densidade do gás, d_g, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S, para as 260 amostras de óleos parafínico-naftênicos estudadas. Os valores de fator volume-formação dos óleos são obtidos através dos valores de fator de encolhimento, FE, o fator volume-formação do óleo é o inverso do fator de encolhimento, item 2.3.2.

Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
1	122	840	47,00	116,60	0,8684	0,8735	30	0,5609	0,977	4,91	27,57
2	264	1822	44,63	112,33	0,8635	0,8686	31	1,1784	0,937	19,41	108,98
3	264	1823	56,14	133,05	0,881	0,8862	28	0,7309	0,969	13,52	75,91
4	260	1792	50,58	123,04	0,8795	0,8847	28	0,9449	0,966	16,74	93,99
5	286	1971	69,10	156,38	0,8772	0,8824	29	0,9248	0,984	14,12	79,28
6	123	850	53,00	127,40	0,8724	0,8775	30	0,7195	0,976	5,24	29,42
7	281	1940	69,00	156,20	0,8907	0,8960	26	0,7818	0,975	13,30	74,67
8	120	830	59,00	138,20	0,8603	0,8654	32	0,5387	0,991	5,21	29,25
9	253	1746	55,40	131,72	0,8936	0,8989	26	0,7304	0,95	14,39	80,79
10	112	770	52,00	125,60	0,8632	0,8683	31	0,5658	0,987	4,66	26,16
11	284	1957	69,80	157,64	0,8788	0,8840	29	0,9121	0,971	13,47	75,63
12	267	1840	44,90	112,82	0,8595	0,8646	32	1,1345	0,939	19,64	110,27
13	131	900	78,00	172,40	0,8596	0,8647	32	1,7193	0,981	5,46	30,66
14	268	1846	55,20	131,36	0,879	0,8842	29	0,9158	0,964	14,28	80,18
15	272	1874	50,01	122,02	0,8814	0,8866	28	0,9074	0,941	15,99	89,78

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
16	139	960	47,00	116,60	0,8634	0,8685	31	0,6738	0,971	4,58	25,71
17	256	1764	55,80	132,44	0,8862	0,8914	27	0,7878	0,943	13,03	73,16
18	128	880	60,00	140,00	0,8611	0,8662	32	1,4038	0,982	5,27	29,59
19	283	1952	69,70	157,46	0,8729	0,8780	30	0,3358	0,939	12,07	67,77
20	160	1100	64,42	147,96	0,8896	0,8948	27	0,5983	0,987	5,29	29,70
21	127	873	64,42	147,96	0,8596	0,8647	32	0,7460	0,982	4,73	26,56
22	125	860	70,00	158,00	0,8613	0,8664	32	0,7836	0,989	4,65	26,11
23	125	860	70,00	158,00	0,8597	0,8648	32	0,7032	0,966	5,09	28,58
24	273	1885	40,00	104,00	0,8817	0,8869	28	0,6322	0,926	18,75	105,27
25	274	1888	39,50	103,10	0,8709	0,8760	30	1,0795	0,939	18,12	101,74
26	284	1960	69,30	156,74	0,8835	0,8887	28	0,7235	0,974	14,35	80,57
27	272	1872	44,83	112,69	0,8521	0,8571	34	1,1540	0,961	19,60	110,05
28	265	1830	49,09	120,36	0,8659	0,8710	31	0,7605	0,965	17,23	96,74
29	280	1930	70,00	158,00	0,8762	0,8814	29	0,9235	0,951	13,61	76,41
30	145	1000	61,00	141,80	0,8562	0,8612	33	0,7363	0,979	6,04	33,91

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
31	267	1842	55,81	132,46	0,8797	0,8849	28	0,8828	0,965	15,41	86,52
32	129	890	62,00	143,60	0,8581	0,8632	32	0,4154	0,992	6,29	35,32
33	139	960	55,00	131,00	0,8647	0,8698	31	0,9003	0,99	5,25	29,48
34	267	1838	69,60	157,28	0,8875	0,8927	27	0,9064	0,946	14,81	83,15
35	265	1826	55,30	131,54	0,8796	0,8848	28	1,6328	0,964	15,27	85,73
36	135	930	63,00	145,40	0,8622	0,8673	32	0,6336	0,975	5,43	30,49
37	126	866	65,00	149,00	0,8587	0,8638	32	1,0639	0,981	4,17	23,41
38	272	1873	55,21	131,38	0,8802	0,8854	28	1,1219	0,962	14,39	80,79
39	269	1854	50,43	122,77	0,8723	0,8774	30	0,9637	0,949	17,38	97,58
40	272	1874	55,50	131,90	0,8765	0,8817	29	0,9508	0,951	14,85	83,38
41	122	840	64,00	147,20	0,8656	0,8707	31	0,4324	0,976	4,57	25,66
42	126	870	55,00	131,00	0,8811	0,8863	28	0,6026	0,998	5,12	28,75
43	261	1800	69,50	157,10	0,8855	0,8907	27	1,1470	0,937	13,27	74,51
44	264	1818	70,30	158,54	0,8852	0,8904	27	1,1037	0,936	13,59	76,30
45	131	900	50,60	123,08	0,8638	0,8689	31	1,2564	0,989	4,56	25,60

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
46	271	1866	45,70	114,26	0,873	0,8781	30	1,0854	0,929	22,00	123,52
47	131	900	50,00	122,00	0,859	0,8641	32	0,4735	0,985	3,75	21,05
48	278	1920	70,50	158,90	0,8917	0,8970	26	0,7117	0,956	12,87	72,26
49	127	874	59,00	138,20	0,8697	0,8748	30	0,8034	0,982	3,84	21,56
50	268	1850	49,90	121,82	0,8986	0,9039	25	1,1126	0,945	16,08	90,28
51	128	880	52,70	126,86	0,8642	0,8693	31	0,3969	0,977	8,66	48,62
52	268	1850	46,90	116,42	0,8984	0,9037	25	1,1687	0,936	15,68	88,04
53	277	1910	70,00	158,00	0,8807	0,8859	28	1,1518	0,949	13,76	77,26
54	270	1860	50,00	122,00	0,8902	0,8955	27	0,5288	0,951	13,16	73,89
55	265	1824	45,92	114,66	0,8661	0,8712	31	0,8808	0,938	16,00	89,83
56	138	950	45,00	113,00	0,8597	0,8648	32	0,6806	0,98	4,57	25,66
57	133	920	44,64	112,35	0,8612	0,8663	32	0,2984	0,974	4,97	27,90
58	280	1930	70,00	158,00	0,8829	0,8881	28	0,9779	0,928	14,91	83,71
59	273	1882	57,64	135,75	0,8974	0,9027	25	0,8931	0,922	14,26	80,06
60	274	1890	47,90	118,22	0,8718	0,8769	30	1,2698	0,916	18,61	104,49

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
61	268	1850	50,00	122,00	0,89	0,8952	27	0,9036	0,925	16,78	94,21
62	270	1860	50,00	122,00	0,89	0,8952	27	1,0258	0,94	16,99	95,39
63	276	1900	45,00	113,00	0,8773	0,8825	29	0,9613	0,925	22,52	126,44
64	278	1920	70,00	158,00	0,885	0,8902	27	0,7358	0,95	13,38	75,12
65	264	1822	70,00	158,00	0,8874	0,8926	27	1,3543	0,967	18,40	103,31
66	263	1813	46,04	114,87	0,8664	0,8715	31	0,9247	0,941	18,36	103,08
67	125	860	51,25	124,25	0,8623	0,8674	32	0,3972	0,975	8,39	47,11
68	270	1860	50,10	122,18	0,8872	0,8924	27	0,9024	0,946	15,87	89,10
69	120	826	62,00	143,60	0,8752	0,8804	29	0,1756	0,965	5,56	31,22
70	265	1825	45,21	113,38	0,8601	0,8652	32	1,2565	0,937	19,25	108,08
71	262	1806	50,40	122,72	0,885	0,8902	27	0,8926	0,929	16,42	92,19
72	265	1825	55,26	131,47	0,8733	0,8785	30	0,8540	0,999	13,13	73,72
73	260	1796	55,60	132,08	0,8932	0,8985	26	0,7244	0,951	14,88	83,55
74	264	1823	46,00	114,80	0,8665	0,8716	31	0,8057	0,959	22,72	127,56
75	271	1870	40,10	104,18	0,8614	0,8665	32	1,2201	0,946	19,11	107,30

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
76	160	1100	61,74	143,13	0,8895	0,8947	27	0,7381	0,921	8,76	49,18
77	271	1870	54,00	129,20	0,8903	0,8956	27	0,8825	0,942	16,24	91,18
78	273	1880	50,00	122,00	0,8702	0,8753	30	1,0238	0,939	18,34	102,97
79	127	875	49,90	121,82	0,8618	0,8669	32	0,5676	0,975	4,47	25,10
80	125	860	47,00	116,60	0,8559	0,8609	33	0,6415	0,977	4,62	25,94
81	283	1950	50,00	122,00	0,8717	0,8768	30	1,1102	0,955	18,28	102,63
82	116	800	55,00	131,00	0,8581	0,8632	32	0,3785	0,984	7,00	39,30
83	125	860	52,00	125,60	0,8713	0,8764	30	0,7763	0,986	5,25	29,48
84	276	1900	70,00	158,00	0,8712	0,8763	30	0,8439	0,984	13,51	75,85
85	270	1860	49,90	121,82	0,879	0,8842	29	0,9470	0,973	15,46	86,80
86	280	1930	70,00	158,00	0,8835	0,8887	28	0,9391	0,988	14,03	78,77
87	276	1900	46,02	114,84	0,8623	0,8674	32	0,7795	0,942	17,77	99,77
88	281	1940	70,00	158,00	0,8833	0,8885	28	0,8496	0,973	15,38	86,35
89	274	1890	54,59	130,26	0,8891	0,8943	27	0,9488	0,951	14,44	81,07
90	133	920	44,60	112,28	0,8579	0,8630	32	0,3746	0,976	6,48	36,38

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
91	125	860	42,70	108,86	0,8595	0,8646	32	0,8341	0,972	5,46	30,66
92	123	850	39,40	102,92	0,8602	0,8653	32	0,4935	0,982	4,88	27,40
93	125	860	41,00	105,80	0,8646	0,8697	31	0,9497	0,965	4,75	26,67
94	264	1819	46,14	115,05	0,8644	0,8695	31	0,8588	0,961	17,32	97,24
95	271	1869	50,50	122,90	0,8632	0,8683	31	0,9206	0,958	17,10	96,01
96	259	1787	50,00	122,00	0,8625	0,8676	32	0,8313	0,946	16,79	94,27
97	268	1846	45,36	113,65	0,8676	0,8727	31	1,2174	0,953	21,13	118,64
98	271	1870	50,20	122,36	0,8773	0,8825	29	0,8820	0,949	18,35	103,03
99	257	1771	55,42	131,76	0,8776	0,8828	29	0,7390	0,955	15,94	89,50
100	270	1863	46,07	114,93	0,863	0,8681	32	0,7993	0,923	22,66	127,23
101	125	860	63,60	146,48	0,8719	0,8770	30	0,5475	0,979	4,82	27,06
102	269	1856	55,26	131,47	0,8821	0,8873	28	0,8112	0,963	14,76	82,87
103	271	1870	55,80	132,44	0,8787	0,8839	29	0,9114	0,967	15,45	86,75
104	281	1940	70,00	158,00	0,8839	0,8891	28	0,8921	0,951	16,43	92,25
105	277	1907	46,05	114,89	0,8776	0,8828	29	0,8864	0,915	20,84	117,01

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
106	268	1850	51,10	123,98	0,8837	0,8889	28	1,1198	0,956	19,13	107,41
107	268	1847	50,65	123,17	0,8635	0,8686	31	0,9820	0,968	18,67	104,82
108	272	1875	45,05	113,09	0,8569	0,8620	33	1,2120	0,934	21,80	122,40
109	255	1761	54,99	130,98	0,878	0,8832	29	1,0080	0,958	15,40	86,46
110	271	1870	50,10	122,18	0,8799	0,8851	28	1,0639	0,93	16,95	95,17
111	242	1671	49,90	121,82	0,8822	0,8874	28	0,9150	0,958	16,43	92,25
112	270	1860	50,10	122,18	0,8808	0,8860	28	0,9774	0,96	16,34	91,74
113	262	1809	49,20	120,56	0,8629	0,8680	32	0,8821	0,958	18,22	102,30
114	264	1822	55,30	131,54	0,8821	0,8873	28	0,9155	0,949	14,48	81,30
115	263	1816	50,60	123,08	0,8667	0,8718	31	0,7153	0,947	16,50	92,64
116	266	1832	49,90	121,82	0,8727	0,8778	30	0,6924	0,942	17,17	96,40
117	118	813	51,00	123,80	0,8596	0,8647	32	0,3418	0,986	7,65	42,95
118	139	960	45,00	113,00	0,8611	0,8662	32	0,5722	0,993	6,16	34,59
119	284	1955	70,00	158,00	0,8776	0,8828	29	0,4543	0,985	14,00	78,60
120	268	1847	49,50	121,10	0,8641	0,8692	31	0,9680	0,962	18,43	103,48

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
121	270	1860	50,20	122,36	0,8805	0,8857	28	1,2994	0,968	16,90	94,89
122	128	880	58,00	136,40	0,862	0,8671	32	0,4555	0,988	7,06	39,63
123	272	1878	45,00	113,00	0,8642	0,8693	31	0,8710	0,946	18,23	102,33
124	277	1910	50,30	122,54	0,8739	0,8791	29	0,9908	0,96	17,37	97,52
125	270	1860	50,00	122,00	0,8795	0,8847	28	1,0629	0,968	18,99	106,63
126	278	1915	70,00	158,00	0,8933	0,8986	26	0,9234	0,938	16,81	94,40
127	268	1850	50,20	122,36	0,8821	0,8873	28	0,9106	0,988	18,53	104,04
128	269	1857	44,39	111,90	0,8614	0,8665	32	0,9932	0,944	21,26	119,36
129	260	1790	55,49	131,88	0,878	0,8832	29	1,4603	0,944	16,05	90,12
130	131	900	27,00	80,60	0,8566	0,8617	33	0,6145	0,975	5,07	28,46
131	122	838	50,00	122,00	0,8586	0,8637	32	0,5003	0,973	5,78	32,43
132	273	1886	43,00	109,40	0,863	0,8681	32	0,9114	0,952	18,13	101,78
133	275	1898	43,10	109,58	0,863	0,8681	32	1,2080	0,918	19,42	109,06
134	284	1960	70,00	158,00	0,877	0,8822	29	2,0649	0,945	14,92	83,75
135	270	1859	49,20	120,56	0,864	0,8691	31	0,8781	0,94	18,79	105,50

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
136	116	800	55,00	131,00	0,8589	0,8640	32	0,6375	0,974	6,19	34,73
137	137	947	42,15	107,87	0,8625	0,8676	32	0,2102	0,992	7,67	43,08
138	131	900	35,00	95,00	0,8642	0,8693	31	0,5121	0,978	6,71	37,66
139	262	1806	50,68	123,22	0,8662	0,8713	31	0,9983	0,963	19,12	107,34
140	264	1820	50,20	122,36	0,8841	0,8893	28	0,8407	0,981	16,45	92,34
141	279	1924	45,50	113,90	0,8629	0,8680	32	0,9692	0,957	18,87	105,93
142	284	1960	70,00	158,00	0,8753	0,8805	29	0,9017	0,981	16,16	90,72
143	268	1850	50,40	122,72	0,8753	0,8805	29	0,9801	0,955	17,39	97,64
144	121	835	55,00	131,00	0,8584	0,8635	32	0,4948	0,984	6,43	36,08
145	261	1800	55,20	131,36	0,88	0,8852	28	1,1703	0,959	15,55	87,31
146	270	1865	46,10	114,98	0,8589	0,8640	32	1,0999	0,946	21,62	121,38
147	284	1960	70,00	158,00	0,8749	0,8801	29	1,0628	0,963	15,28	85,81
148	284	1960	70,00	158,00	0,8782	0,8834	29	0,9520	0,961	14,47	81,26
149	260	1796	55,12	131,22	0,8838	0,8890	28	0,9867	0,953	15,33	86,08
150	273	1879	55,80	132,44	0,8804	0,8856	28	0,8437	0,945	15,67	87,96

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
151	138	950	54,00	129,20	0,8578	0,8629	32	0,9612	0,97	4,72	26,51
152	267	1840	50,00	122,00	0,8713	0,8764	30	1,0957	0,928	17,06	95,77
153	129	890	48,70	119,66	0,861	0,8661	32	0,5488	0,986	5,25	29,48
154	145	1000	47,00	116,60	0,9156	0,9210	22	0,7211	0,989	9,13	51,26
155	121	836	53,00	127,40	0,8593	0,8644	32	0,4742	0,992	6,94	38,97
156	268	1851	45,20	113,36	0,8567	0,8618	33	0,8032	0,988	20,24	113,64
157	257	1772	55,60	132,08	0,8805	0,8857	28	1,0238	0,896	16,19	90,90
158	269	1858	46,00	114,80	0,8523	0,8573	34	0,9703	0,953	19,45	109,20
159	260	1795	56,00	132,80	0,879	0,8842	29	0,7707	0,961	15,74	88,37
160	267	1838	46,00	114,80	0,8634	0,8685	31	0,7807	0,97	17,98	100,95
161	254	1749	49,80	121,64	0,8712	0,8763	30	1,0079	0,958	18,40	103,31
162	248	1713	45,44	113,79	0,8783	0,8835	29	1,1091	0,956	15,49	86,97
163	273	1880	50,00	122,00	0,8707	0,8758	30	1,0914	0,943	16,65	93,48
164	122	840	32,00	89,60	0,8547	0,8597	33	0,7024	0,99	6,40	35,93
165	270	1860	50,00	122,00	0,8767	0,8819	29	0,9535	0,975	17,19	96,51

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
166	268	1850	50,00	122,00	0,8572	0,8623	33	0,9966	0,938	19,24	108,02
167	115	790	40,00	104,00	0,8541	0,8591	33	0,6304	0,985	6,12	34,36
168	133	920	35,80	96,44	0,858	0,8631	32	0,7453	0,986	5,43	30,49
169	264	1820	50,00	122,00	0,8753	0,8805	29	0,9983	0,944	15,99	89,78
170	111	767	52,00	125,60	0,8958	0,9011	26	0,9133	0,956	6,51	36,55
171	269	1854	42,00	107,60	0,8763	0,8815	29	1,0138	0,958	18,30	102,75
172	260	1790	41,19	106,14	0,8773	0,8825	29	0,8664	0,91	18,35	103,03
173	258	1781	47,17	116,91	0,8637	0,8688	31	0,7765	0,954	16,67	93,60
174	264	1820	50,10	122,18	0,8611	0,8662	32	0,9057	0,938	16,36	91,85
175	252	1741	40,60	105,08	0,8612	0,8663	32	1,1841	0,958	20,62	115,77
176	265	1824	40,50	104,90	0,8764	0,8816	29	0,9994	0,958	17,77	99,77
177	265	1830	50,00	122,00	0,882	0,8872	28	0,7979	0,95	17,02	95,56
178	117	810	56,50	133,70	0,8582	0,8633	32	0,2212	0,981	7,23	40,59
179	260	1796	47,60	117,68	0,8626	0,8677	32	0,7510	0,972	18,66	104,77
180	126	872	41,80	107,24	0,8563	0,8614	33	0,1832	0,991	7,36	41,32

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
181	139	960	54,20	129,56	0,8586	0,8637	32	0,2109	0,99	9,04	50,76
182	145	1000	46,30	115,34	0,8596	0,8647	32	0,7426	0,993	4,71	26,44
183	280	1930	70,00	158,00	0,8753	0,8805	29	1,1755	0,93	14,89	83,60
184	264	1820	50,80	123,44	0,8762	0,8814	29	1,0699	0,968	17,39	97,64
185	281	1940	70,00	158,00	0,8783	0,8835	29	0,8139	0,927	15,23	85,51
186	266	1835	49,70	121,46	0,8616	0,8667	32	0,7546	0,945	18,45	103,59
187	265	1830	50,00	122,00	0,8801	0,8853	28	0,8686	0,987	16,33	91,69
188	267	1840	50,10	122,18	0,8763	0,8815	29	0,8804	0,964	15,52	87,14
189	267	1841	47,30	117,14	0,8574	0,8625	33	1,0086	0,943	17,15	96,29
190	265	1830	50,00	122,00	0,8573	0,8624	33	0,9946	0,954	17,83	100,11
191	268	1845	47,87	118,17	0,8575	0,8626	33	1,1264	0,941	17,18	96,46
192	280	1930	70,00	158,00	0,879	0,8842	29	0,7379	0,925	17,00	95,45
193	251	1728	40,38	104,68	0,8804	0,8856	28	1,0163	0,955	16,81	94,38
194	263	1815	39,67	103,41	0,8793	0,8845	28	0,8182	0,96	15,67	87,97
195	283	1950	70,00	158,00	0,8797	0,8849	28	0,7368	0,967	14,48	81,28

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
196	266	1831	48,30	118,94	0,8602	0,8653	32	0,7829	0,975	17,23	96,76
197	253	1745	40,48	104,86	0,8785	0,8837	29	1,0381	0,966	18,56	104,21
198	126	870	45,00	113,00	0,8879	0,8931	27	0,2237	0,951	7,02	39,43
199	255	1755	40,80	105,44	0,8806	0,8858	28	1,0643	0,941	21,57	121,09
200	270	1860	50,00	122,00	0,8698	0,8749	30	0,8411	0,957	17,72	99,49
201	268	1850	49,29	120,72	0,8615	0,8666	32	0,7509	0,957	18,37	103,12
202	269	1854	40,40	104,72	0,8774	0,8826	29	0,9992	0,951	18,47	103,73
203	266	1832	50,03	122,05	0,8611	0,8662	32	0,9079	0,968	16,94	95,12
204	128	880	46,00	114,80	0,8578	0,8629	32	0,4536	0,986	5,28	29,67
205	133	920	51,00	123,80	0,8587	0,8638	32	0,1123	0,975	4,73	26,56
206	284	1960	39,70	103,46	0,878	0,8832	29	1,0113	0,947	27,77	155,91
207	126	870	51,20	124,16	0,8607	0,8658	32	0,3327	0,985	5,30	29,75
208	261	1798	48,36	119,05	0,863	0,8681	32	0,9161	0,958	17,08	95,90
209	257	1774	48,18	118,72	0,8614	0,8665	32	0,8050	0,951	21,09	118,43
210	128	880	50,10	122,18	0,8653	0,8704	31	0,4813	0,988	4,09	22,97

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
211	269	1853	49,27	120,69	0,8614	0,8665	32	0,7848	0,966	18,58	104,30
212	263	1814	48,18	118,72	0,878	0,8832	29	0,6753	0,961	18,85	105,85
213	281	1940	68,00	154,40	0,8672	0,8723	31	1,0050	0,972	16,63	93,36
214	269	1853	48,21	118,78	0,8748	0,8800	29	1,3149	0,956	19,93	111,93
215	280	1930	70,00	158,00	0,8853	0,8905	27	1,1232	0,951	14,65	82,27
216	265	1830	50,00	122,00	0,884	0,8892	28	0,9214	0,964	16,35	91,82
217	265	1830	50,00	122,00	0,8853	0,8905	27	0,9956	0,947	17,86	100,29
218	277	1911	57,10	134,78	0,8824	0,8876	28	0,9357	0,955	16,51	92,72
219	284	1960	68,83	155,89	0,8877	0,8929	27	0,9018	0,95	15,25	85,63
220	138	950	52,00	125,60	0,8632	0,8683	31	0,5613	0,995	8,65	48,55
221	272	1877	39,70	103,46	0,8733	0,8785	30	1,1199	0,956	18,27	102,59
222	130	898	45,58	114,04	0,8579	0,8630	32	0,3659	0,987	3,96	22,21
223	129	890	52,00	125,60	0,8609	0,8660	32	0,7200	0,982	3,34	18,75
224	260	1795	39,34	102,81	0,8547	0,8597	33	1,0995	0,941	21,69	121,76
225	281	1940	70,00	158,00	0,8773	0,8825	29	0,8626	0,948	18,38	103,21

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
226	263	1814	39,80	103,64	0,8827	0,8879	28	1,0005	0,958	17,76	99,73
227	126	870	44,00	111,20	0,8645	0,8696	31	1,0952	0,989	4,73	26,54
228	265	1826	39,50	103,10	0,8743	0,8795	29	0,9939	0,95	19,26	108,13
229	264	1820	50,00	122,00	0,8774	0,8826	29	1,0422	0,953	15,32	85,99
230	290	1998	45,69	114,24	0,867	0,8721	31	1,1621	0,938	20,80	116,78
231	281	1940	70,00	158,00	0,8752	0,8804	29	0,9826	0,964	14,52	81,52
232	265	1828	49,00	120,20	0,8601	0,8652	32	0,8718	0,948	18,76	105,36
233	283	1950	70,00	158,00	0,877	0,8822	29	0,9363	0,99	14,11	79,20
234	267	1840	49,80	121,64	0,8783	0,8835	29	0,7670	0,965	16,33	91,68
235	268	1850	45,30	113,54	0,8607	0,8658	32	0,9753	0,939	21,36	119,94
236	263	1811	49,81	121,66	0,8629	0,8680	32	0,8108	0,949	18,75	105,26
237	267	1841	47,80	118,04	0,8673	0,8724	31	0,9667	0,939	17,49	98,18
238	278	1920	34,90	94,82	0,8836	0,8888	28	0,9488	0,929	24,03	134,91
239	262	1804	48,00	118,40	0,8631	0,8682	31	0,9534	0,946	17,50	98,25
240	269	1852	49,70	121,46	0,8639	0,8690	31	0,8961	0,957	17,38	97,59

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
241	116	800	55,00	131,00	0,8581	0,8632	32	0,4081	0,988	5,70	32,03
242	267	1840	47,70	117,86	0,8817	0,8869	28	0,9502	0,935	17,86	100,26
243	123	846	44,30	111,74	0,8564	0,8615	33	0,5482	0,988	4,76	26,70
244	260	1793	43,00	109,40	0,8615	0,8666	32	0,8935	0,951	17,63	98,98
245	269	1854	49,40	120,92	0,8632	0,8683	31	0,8796	0,956	18,51	103,92
246	269	1856	39,80	103,64	0,8585	0,8636	32	0,8658	0,944	20,53	115,28
247	129	890	48,40	119,12	0,8628	0,8679	32	0,4026	0,985	5,35	30,05
248	273	1880	49,50	121,10	0,8742	0,8794	29	1,1427	0,947	18,86	105,91
249	269	1852	49,50	121,10	0,8672	0,8723	31	0,9377	0,952	17,73	99,53
250	268	1850	46,00	114,80	0,8698	0,8749	30	0,9215	0,962	18,89	106,05
251	283	1950	70,00	158,00	0,8767	0,8819	29	0,9488	0,972	15,24	85,56
252	277	1910	69,20	156,56	0,8794	0,8846	28	1,0741	0,976	15,39	86,40
253	265	1828	43,70	110,66	0,8584	0,8635	32	0,8267	0,935	20,22	113,53
254	270	1860	49,82	121,68	0,8581	0,8632	32	0,9258	0,954	16,84	94,52
255	271	1870	49,30	120,74	0,8781	0,8833	29	0,8200	0,962	17,50	98,28

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Continuação Tabela 5.1 Medidas experimentais de massa específica do óleo, ρ_o, fator de encolhimento, FE, e razão gás-óleo, R_S

Amostra	*P* (psia)	*P* (kPa)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	d_g	*FE* (m^3/m^3)	*R*s (m^3/m^3)	*R*s (scf/STB)
256	131	900	51,60	124,88	0,8568	0,8619	33	0,4081	0,989	5,57	31,27
257	124	855	47,00	116,60	0,8572	0,8623	33	0,3894	0,978	4,80	26,97
258	126	870	45,00	113,00	0,8611	0,8662	32	0,4333	0,975	4,78	26,82
259	265	1830	38,80	101,84	0,8523	0,8573	34	1,0462	0,944	22,26	124,99
260	271	1870	47,00	116,60	0,8792	0,8844	28	0,9956	0,942	18,31	102,81

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

Os intervalos dos dados, temperatura e pressão de separação e propriedades experimentais, são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 Intervalo de dados

	Máximo	Mínimo	Médio
P, psia	290	111	230
T, °F	172	81	126
API, °API	34	22	30
R_s, scf/STB	156	19	79
Fe, m^3/m^3	0,999	0,896	0,960
B_o, bbl/STB	1,116	1,001	1,042

5.1.1 Relação entre fator de encolhimento e razão gás-óleo para os poços estudados

Na avaliação dos dados experimentais, não foram encontradas correlações diretas entre as propriedades. Foi encontrada uma relação entre o fator de encolhimento e a massa específica, ambos divididos pela razão (*P*/*T*), como estudado por Bucci, 2014. A Figura 5.1 apresenta o gráfico *FE*/(*P*/*T*) x *ρ*/(*P*/*T*) para todos os poços estudados.

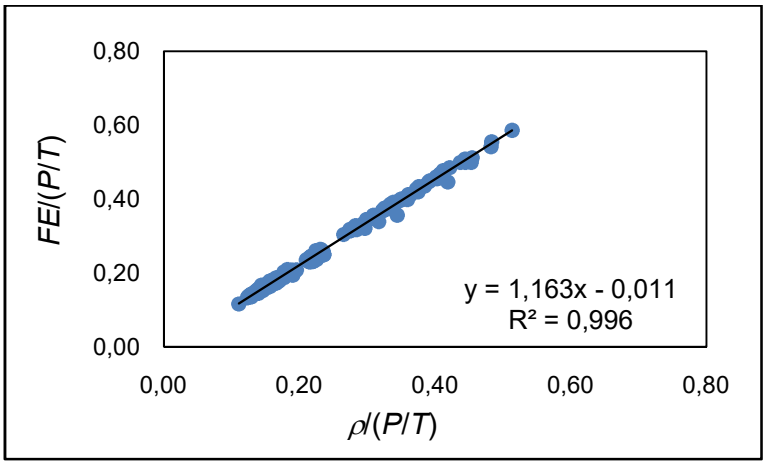

Figura 5.1 Gráfico *FE*/(*P*/*T*) x *ρ*/(*P*/*T*) para todos os poços estudados.

O gráfico da Figura 5.1 mostra uma relação entre *FE*/(*P*/*T*) x *ρ*/(*P*/*T*) para todos os poços. Na Figura 5.2, a pequena faixa de dados não é capaz de reproduzir esse comportamento através da extrapolação. Esta Figura mostra

Tabela 5.3 Medidas experimentais de massa específica, ρ_o, fator de encolhimento, FE, razão gás-óleo, R_S, e viscosidade do óleo morto, μ_{od}

Amostra	*P* (psia)	*T* (°C)	*T* (°F)	ρ_o [a] (gm/cm^3)	d_o [b]	*API* [c]	*FE* (m^3/m^3)	R_s (m^3/m^3)	μ_{od} (cP)
1	131	64,0	147,20	0,8607	0,8657	32	0,9525	3,64	5,1321
2	128	55,0	131,00	0,8585	0,8636	32	0,9666	6,10	6,2785
3	116	51,0	123,80	0,8596	0,8646	32	0,9768	3,41	6,9643
4	125	74,1	165,38	0,8564	0,8615	33	0,9714	4,36	3,9504
5	116	52,0	125,60	0,8602	0,8653	32	0,9568	3,53	7,9497
6	265	50,5	122,90	0,8689	0,8740	30	0,9738	15,06	7,8785
7	289	70,0	158,00	0,8737	0,8789	30	0,9344	10,45	5,8123
8	137	45,0	113,00	0,8556	0,8607	33	0,9584	8,81	8,7094
9	131	55,0	131,00	0,8602	0,8653	32	0,9568	3,53	6,4112
10	128	47,0	116,60	0,8560	0,8610	33	0,9763	3,71	8,0180
11	252	45,7	114,31	0,8520	0,8570	34	1,2500	9,69	8,1994
12	116	57,0	134,60	0,8573	0,8624	33	0,8734	2,43	5,8608
13	117	55,9	132,62	0,8578	0,8628	32	1,1349	2,40	6,5035
14	128	56,0	132,80	0,8629	0,8680	32	0,9486	4,57	7,2838
15	131	55,0	131,00	0,8588	0,8638	32	0,9482	2,77	6,1988
16	277	45,0	113,00	0,8585	0,8636	32	0,9258	16,08	9,4453
17	130	46,59	115,86	0,8564	0,8614	33	0,9770	6,30	9,0162
18	116	56,00	132,80	0,8580	0,8631	32	0,9693	6,34	5,9835
19	140	53,00	127,40	0,8727	0,8779	30	0,9826	6,10	8,2739
20	131	52,00	125,60	0,8727	0,8779	30	0,9826	6,10	7,3948

[a] ρ_o massa específica experimental a 20°C; [b] d_o densidade do óleo a 15,56°C; [c] $API = 141{,}5/(131{,}5 - d_o)$

5.3 MEDIDAS DE VISCOSIDADE DO ÓLEO SUBSATURADO DE AMOSTRAS DE SEPARADOR

A Tabela 5.4 apresenta a temperatura do separador e os dados experimentais de densidade do óleo a 15,56°C, d_o, grau API, API, pressão, P, e viscosidade do óleo subsaturado, μ_o, para 10 amostras de óleos parafínico-naftênicos.

Tabela 5.4 Medidas experimentais de massa específica, ρ_o, e viscosidade do óleo subsaturado, μ_o

Amostra	*T* (°C)	ρ_o (g/cm^3) a 15,56°C	*API*	*P* (psia)	μ_o (cP)
1	53	0,8797	30	2018	15,100
			30	1521	14,420
			30	1039	13,760
			30	820	13,360
			30	615	13,110
			30	432	12,790
2	53	0,8789	30	2046	20,480
			30	1508	19,350
			30	1019	18,360
			30	812	17,960
			30	601	17,570
			30	507	17,370
3	53	0,8817	29	968	12,680
			29	820	12,450
			29	699	12,250
			29	598	12,050
			29	489	11,862
			29	404	11,770
4	44	0,8620	33	814	7,090
			33	646	6,950
			33	478	6,820
			33	404	6,755
5	70	0,8822	29	1000	4,335
			29	800	4,222
			29	600	4,119
			29	400	3,994
6	46,5	0,8851	29	821	8,274
			29	700	8,099
			29	610	8,026
			29	521	7,806
			29	422	7,664
7	47,9	0,8592	34	1552	3,784
			34	1160	3,669
			34	981	3,633
			34	767	3,562
			34	631	3,475

Continuação Tabela 5.4 Medidas experimentais de massa específica, ρ_o, e viscosidade do óleo subsaturado

Amostra	*T* (K)	ρ_o (g/cm^3) a 15,56°C	*API*	*P* (psia)	μ_o (cP)
8	46	0,8730	31	1385	6,648
			31	1197	6,569
			31	902	6,444
			31	800	6,251
9	46,5	0,8797	30	880	6,421
			30	758	6,201
			30	622	6,174
			30	510	6,071
			30	412	5,849
10	45	0,8610	33	1389	5,952
			33	1075	5,764
			33	948	5,672
			33	711	5,526
			33	496	5,415

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Unidades utilizadas neste capítulo:

API: grau API (°API)
B_o: fator volume de formação do óleo (bbl/STB)
d_g: densidade do gás
d_o: densidade do óleo
P_b: ponto de bolha (psia)
P: pressão (psia)
R_S: razão gás-óleo (scf/STB)
T: temperatura (°F)
μ_o: viscosidade do óleo subsaturado (cP)
μ_{ob}: viscosidade do óleo saturado (cP)
μ_{od}: viscosidade do óleo morto (cP)

6.1 ANÁLISE ESTATÍSTICA

Para análises quantitativas, os parâmetros estatísticos usados para comparar a performance dos modelos são o erro relativo médio (*ARE*), equação (6.1), o desvio padrão do erro relativo médio (S_{ARE}), equação (6.2), o erro absoluto relativo médio (*AARE*), equação (6.3), e o o desvio padrão do erro absoluto relativo médio (S_{AARE}), equação (6.4). O menor valor de erro relativo médio (*ARE*) indica a distribuição dos dados experimentais ao redor da correlação.

$$ARE = \frac{100}{ND}\sum\left(\frac{x_{calc} - x_{exp}}{x_{exp}}\right) \tag{6.1}$$

Onde:

ND : número de dados experimentais
x_{calc} : valor da propriedade estimado pela correlação

x_{exp} : valor experimental da propriedade

$$S_{ARE} = \sqrt{\frac{1}{ND-1}\sum\left(\frac{x_{calc}-x_{exp}}{x_{exp}} - ARE\right)^2} \tag{6.2}$$

O menor valor de erro absoluto relativo médio (*AARE*) indica que a correlação apresenta a melhor concordância entre os valores estimados e experimentais.

$$AARE = \frac{100}{ND}\sum\left(\left|\frac{x_{calc}-x_{exp}}{x_{exp}}\right|\right) \tag{6.3}$$

$$S_{AARE} = \sqrt{\frac{1}{ND-1}\sum\left(\left|\frac{x_{calc}-x_{exp}}{x_{exp}}\right| - AARE\right)^2} \tag{6.4}$$

O máximo erro relativo absoluto médio ($AARE_{max}$), equação (6.5), e o mínimo erro relativo absoluto médio ($AARE_{min}$), equação (6.6), também são calculados. O menor valor de $AARE_{max}$ indica maior acurácia.

$$AARE_{max} = \max\left(100\left|\frac{x_{calc}-x_{exp}}{x_{exp}}\right|\right) \tag{6.5}$$

$$AARE_{min} = \min\left(100\left|\frac{x_{calc}-x_{exp}}{x_{exp}}\right|\right) \tag{6.6}$$

6.2 EQUAÇÕES DE ESTADO PARA A ESTIMATIVA DE RAZÃO GÁS-ÓLEO E FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO

As composições de 26 amostras de óleos foram medidas e as equações de estado cúbicas (EDEs) de Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong foram aplicadas para a estimativa das propriedades destas amostras.

Estas equações foram avaliadas em sua habilidade de calcular os valores de razão gás-óleo e fator volume-formação do óleo. Os resultados são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 Erros percentuais para as EDEs avaliadas para estimativa da razão gás-óleo e fator volume-formação de óleo

	Equação de Estado	*AARE* (%)	$AARE_{max}$ (%)	$AARE_{min}$ (%)	S_{AARE} (%)
Razão gás-óleo	Peng-Robinson EDE	10,36	22,92	0,56	6,05
	Soave-Redlich-Kwong EDE	16,68	28,76	0,00	7,38
Fator volume-formação do óleo	Peng-Robinson EDE	2,73	11,76	0,25	2,09
	Soave-Redlich-Kwong EDE	2,72	11,74	0,26	2,08

As EDEs Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong apresentaram erros de 10,36% e 16,68%, respectivamente.

Para fator volume-formação do óleo, as equações de Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong apresentam erros de 2,73% e 2,72%, respectivamente.

As Figuras 6.1 e 6.2 mostram a comparação entre os dados experimentais e estimados pelas equações de estado de Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong para razão gás-óleo, respectivamente.

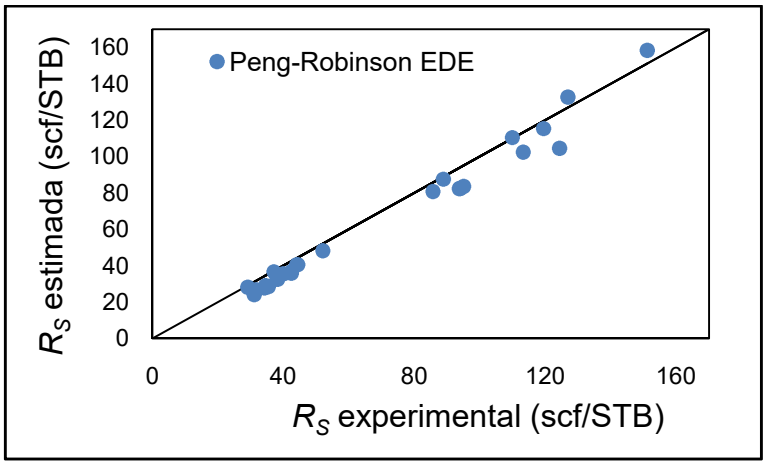

Figura 6.1 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Peng-Robinson EDE para razão gás-óleo.

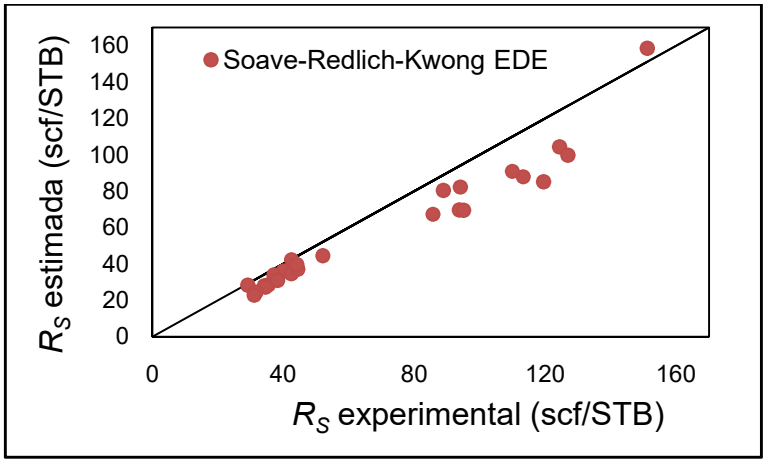

Figura 6.2 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Soave-Redlich-Kwong EDE para razão gás-óleo.

As Figuras 6.3 e 6.4 mostram a comparação entre os dados experimentais e estimados pelas equações de estado de Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong para fator volume-formação do óleo, respectivamente.

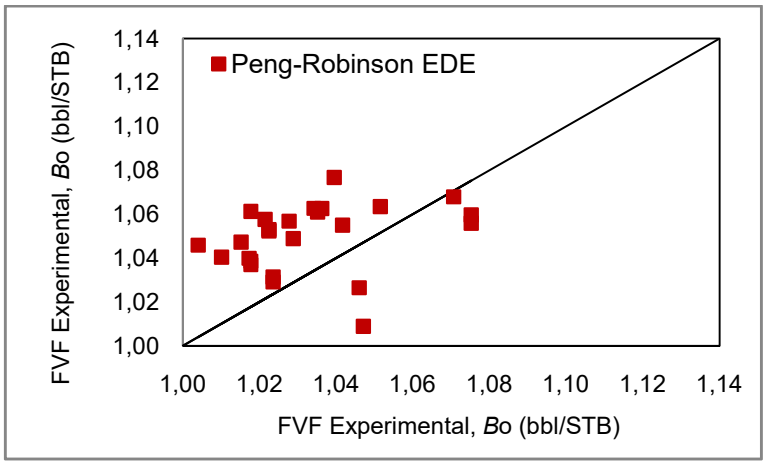

Figura 6.3 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Peng-Robinson EDE para fator volume-formação do óleo.

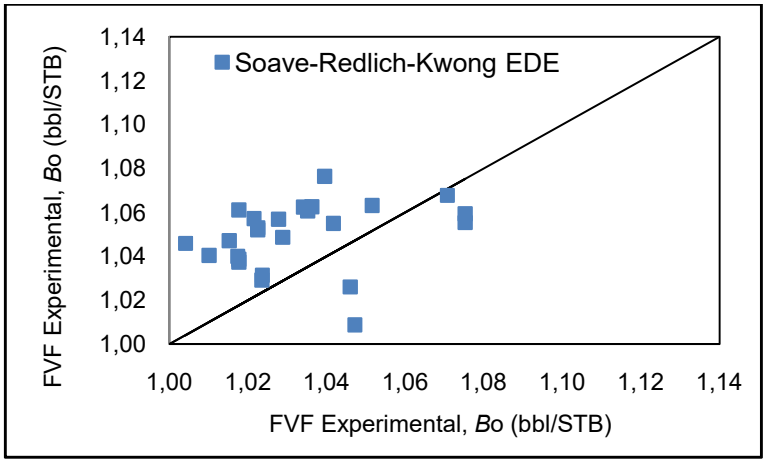

Figura 6.4 Comparação entre dados experimentais e estimados pela Soave-Redlich-Kwong EDE para fator volume-formação do óleo.

As EDEs apresentam bons resultados para razão gás-óleo e resultados menos satisfatórios para fator volume-formação do óleo. As EDEs foram desenvolvidas para descrever a relação entre pressão, volume molar e temperatura de gases e equilíbrio de fases, e não podem prever a densidade de líquidos com precisão, levando a bons resultados para razão gás-óleo porque esta é uma importante propriedade de equilíbrio, calculada como a razão entre o volume total de gás liberado e o volume de óleo residual, ambos nas condições padrão. As EDEs apresentaram maiores erros na estimativa de fator volume-formação de óleo porque esta é uma importante propriedade volumétrica, calculada como a razão entre o volume de óleo mais gás

dissolvido nas condições do separador e o volume de óleo residual nas condições padrão.

6.3 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA A ESTIMATIVA DE RAZÃO GÁS-ÓLEO

As correlações empíricas usadas para estimar a razão gás-óleo avaliadas neste estudo foram: Standing (1947), Glaso (1980), Vazquez e Beggs (1980), Rollins e McCain (1990), Kartoatmodjo e Schmidt (1991), Petrosky e Farshad (1995), Elsharkawy e Alikhan (1999) e Al-Marhoun (2015), com os parâmetros originais. Os dados experimentais utilizados para avaliação das correlações acima são apresentados na Tabela 5.1.

A Tabela 6.2 apresenta os resultados da avaliação, são mostrados os valores de erro absoluto relativo médio (*AARE*), erro absoluto relativo máximo ($AARE_{max}$), erro absoluto relativo mínimo ($AARE_{min}$) e desvio do erro absoluto relativo médio (S_{AARE}) obtidos para cada correlação.

Todas as correlações encontradas na literatura apresentaram erro absoluto relativo médio (*AARE*) maior que 34% para as amostras de óleos e não representam bem os óleos brasileiros. Estes resultados podem ser visualizados na Figura 6.5, a correlação de Rollins e McCain não aparece no gráfico pois apresenta um *AARE* de aproximadamente 200%.

Tabela 6.2 Erros percentuais para as correlações avaliadas para estimativa da razão gás-óleo

Correlação	*AARE* (%)	$AARE_{max}$ (%)	$AARE_{min}$ (%)	S_{AARE} (%)
Correlação Proposta	10,77	66,14	0,01	11,34
Standing (1947)	44,26	87,09	2,28	14,84
Glaso (1980)	34,60	128,16	1,13	18,11
Vazquez e Beggs (1980)	45,94	90,42	3,59	17,26
Rollins e McCain (1990)	191,62	3737,92	0,65	301,48
Kartoatmodjo e Schimdt (1991)	34,00	82,25	0,54	17,34
Petrosky e Farshad (1993)	38,90	552,89	0,02	64,42
Elsharkawy e Alikhan (1997)	36,56	124,94	1,56	18,66
Al-Marhoun (2015)	64,22	260,28	3,89	24,46

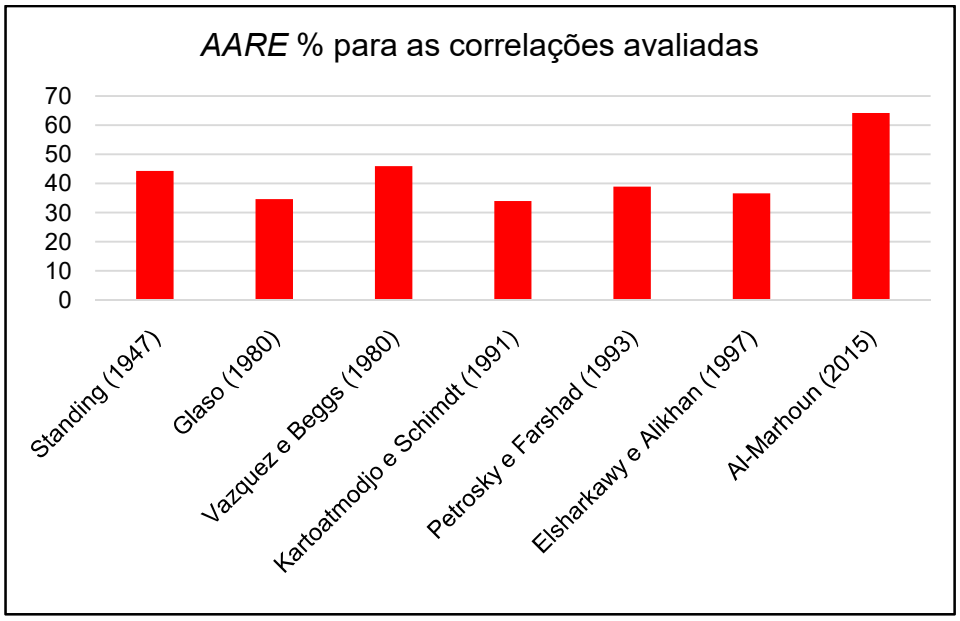

Figura 6.5 Valores de erro absoluto médio percentual (*AARE*) apresentados pelas correlações de razão gás-óleo avaliadas.

6.3.1 Correlações Propostas

Os dados experimentais utilizados para obter a nova correlação foram os mesmos utilizados para a avaliação do desempenho das correlações encontradas na literatura, Tabela 5.1.

A correlação proposta foi desenvolvida a partir da correlação de Beggs e Robinson. Os parâmetros da correlação proposta para a estimativa da razão gás-óleo dos óleos parafínico-naftênicos foram obtidos com o Programa

Estatístico R, [R Core Team (2016). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL https://www.R-project.org/]. A correlação proposta utiliza os dados de densidade do gás, grau API, temperatura e pressão como dados de entrada, equação (6.7):

$$log_{10}(R_S) = -0{,}81251 - 0{,}04465 \times log_{10}(d_g) + 1{,}56535 \times log_{10}(P) + 0{,}25354 \times log_{10}(API) - 0{,}66027 \times log_{10}(T) \quad (6.7)$$

A correlação proposta apresentou valor de *AARE* igual a 10,77%, menor que os valores apresentados pelas correlações da literatura avaliadas, Tabela 6.2. O menor valor de *AARE* encontrado para as correlações avaliadas foi 34,00% para a correlação de Glaso.

6.3.2 Comparação e Resultados

As Figuras 6.6 a 6.14 apresentam os gráficos de dados experimentais versus dados estimados pelas correlações para cada correlação para as estimativas de razão gás-óleo avaliadas. Os gráficos indicam a acurácia dos modelos, quanto mais próximos da linha de 45°, melhor será o modelo.

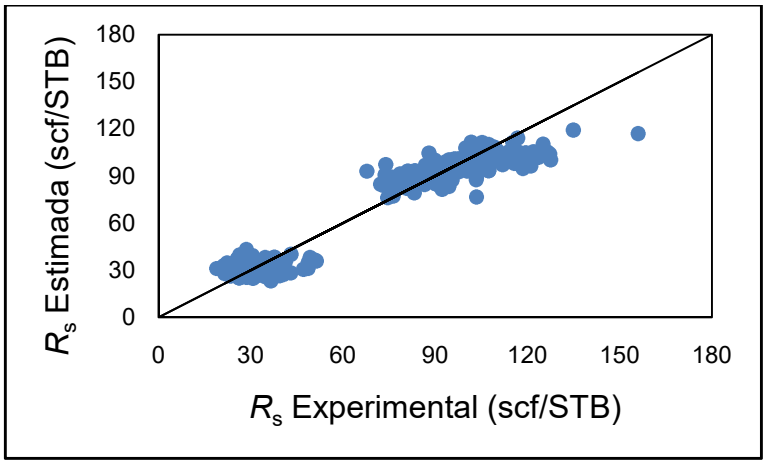

Figura 6.6 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta para razão gás-óleo.

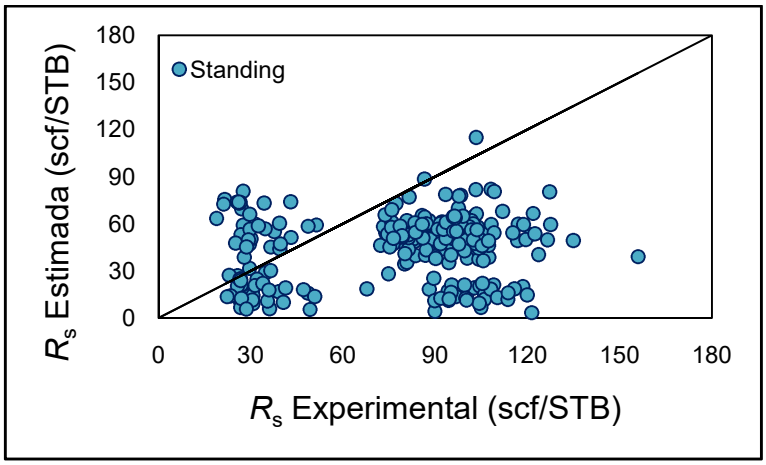

Figura 6.7 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Standing para razão gás-óleo.

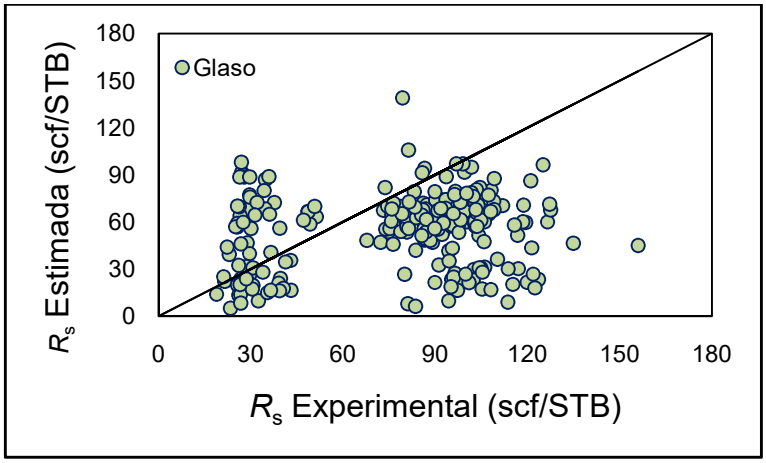

Figura 6.8 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Glaso para razão gás-óleo.

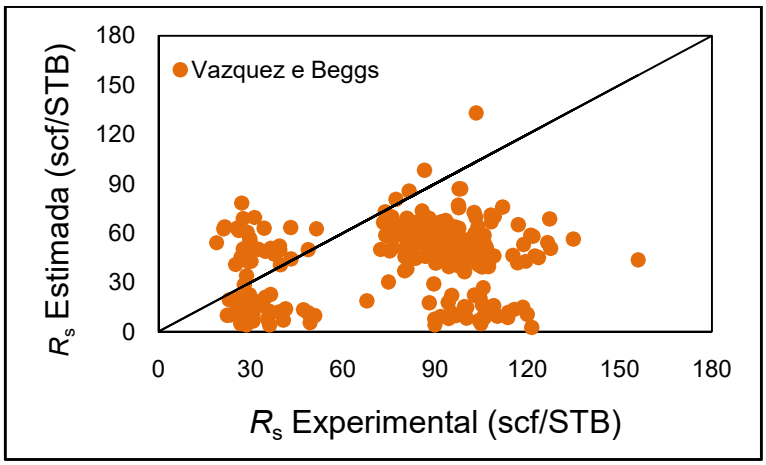

Figura 6.9 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Vazquez e Beggs para razão gás-óleo.

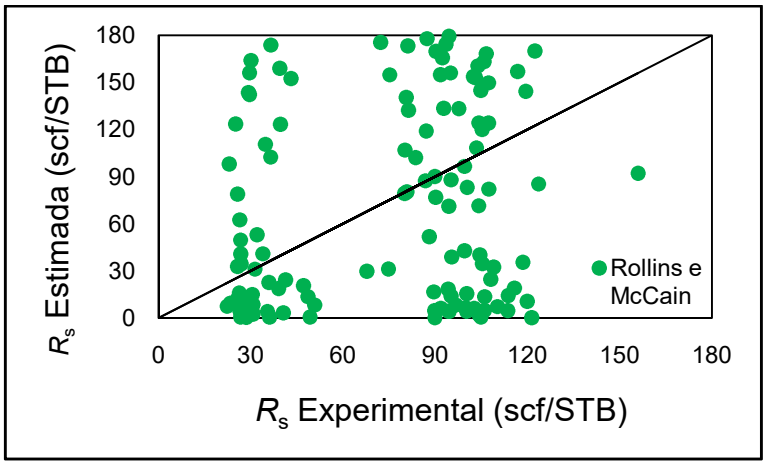

Figura 6.10 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Rollins e McCain para razão gás-óleo.

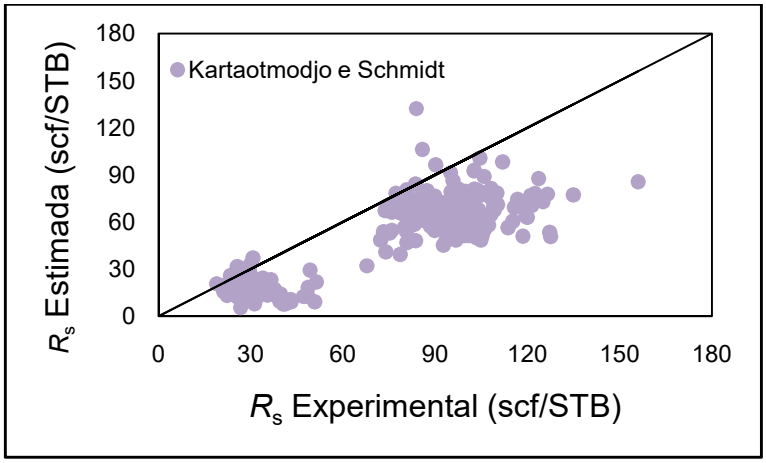

Figura 6.11 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartoatmodjo e Schimdt para razão gás-óleo.

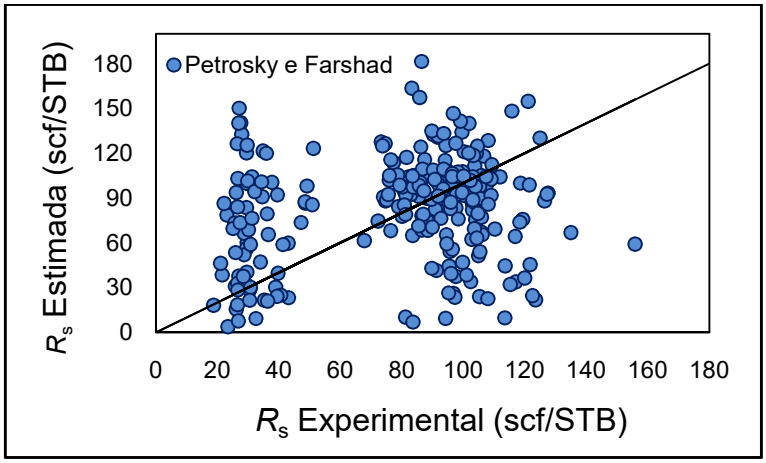

Figura 6.12 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad para razão gás-óleo.

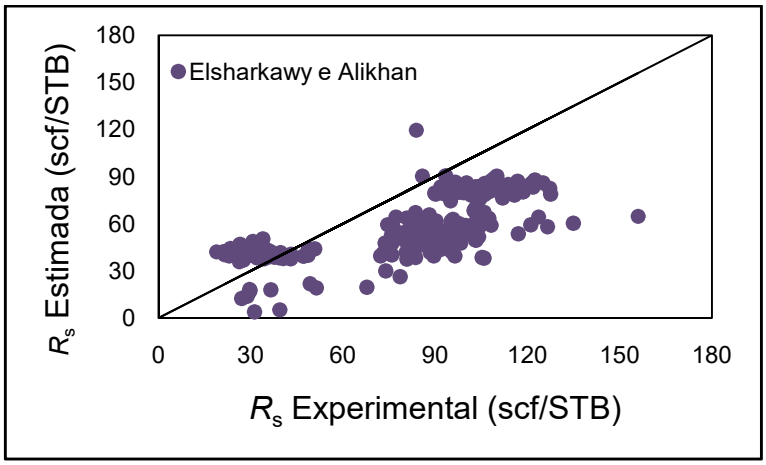

Figura 6.13 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan para razão gás-óleo.

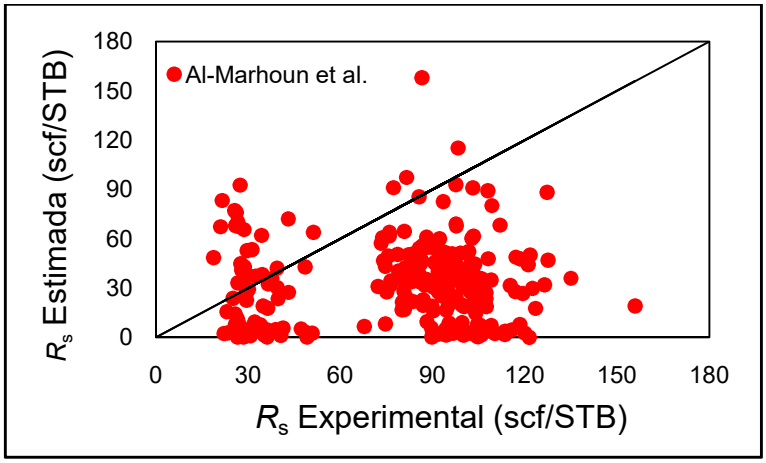

Figura 6.14 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Al-Marhoun et al. para razão gás-óleo.

Observa-se nas Figuras 6.6 a 6.14 que todas as correlações avaliadas subestiman os valores de razão gás-óleo para os óleos parafínico-naftênicos, com exceção da correlação proposta e das correlações de Petrosky e Farshad e Rollins e McCain, esta última apresenrta erro de quase 200%.

Comparando-se os resultados obtidos pelas correlações da literatura com os resultados obtidos pelas EDEs, item 6.2, as EDEs apresentaram melhores resultados que as correlações empíricas encontradas na literatura para a estimativa da razão gás-óleo. Enquanto Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong apresentaram erros de 10,36% e 16,68%, respectivamente, os menores erros encontrados pelas correlações empíricas foram 34,00% para a correlação de Kartoatmodjo e Schmidt e 34,60% para a correlação de Glaso.

6.4 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA ESTIMATIVA DE FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DO ÓLEO

As correlações para estimativa de fator volume-formação do óleo avaliadas neste estudo foram: Standing (1947), Glaso (1980), Vazquez e Beggs (1980), Al-Marhoun (1988), Kartoatmodjo e Schmidt (1991), McCain (1991), Al-Marhoun (1992), Dokla e Osman (1992), Petrosky e Farshad (1995), Omar e Todd (1993) e Elsharkawy e Alikhan (1999), com os parâmetros originais. Os dados experimentais utilizados para a avaliação das correlações acima são apresentados na Tabela 5.1.

A Tabela 6.3 apresenta os resultados da avaliação. Com exceção de Glaso (1980) e Omar e Todd (1993), que apresentaram *AARE* de 1,33 e 1,97%, respectivamente, todas as correlações apresentaram o erro absoluto relativo médio (*AARE*) maior que 2,0%. As correlações encontradas na literatura não representam bem os óleos brasileiros. Estes resultados podem ser visualizados na Figura 6.15, as correlações de Al-Marhoun (1988), Al-Marhoun (1992) e Dokla e Osman (1992) não aparecem no gráfico, pois apresenta um *AARE* muito mais altos que as demais.

Tabela 6.3 Erros percentuais para as correlações de fator volume-formação do óleo avaliadas

Correlação	*AARE* (%)	$AARE_{max}$ (%)	$AARE_{min}$ (%)	S_{AARE} (%)
Correlação Proposta	1,18	6,02	0,02	0,97
Standing (1947)	2,29	7,12	0,00	1,52
Glaso (1980)	1,33	5,49	0,009	1,07
Vazquez e Beggs (1980)	2,59	18,16	0,01	2,32
Al-Marhoun (1988)	36,62	42,52	31,28	1,93
Kartoatmodjo e Schimdt (1991)	2,76	7,99	0,01	1,65
McCain (1991)	2,14	6,84	0,03	1,47
Al-Marhoun (1992)	1729,40	4079,75	75,47	913,42
Dokla e Osman (1992)	72,35	81,72	65,03	2,79
Petrosky e Farshad (1993)	2,69	7,47	0,05	1,56
Omar e Todd (1993)	1,97	11,25	0,00	1,64
Elsharkawy e Alikhan (1997)	7,09	18,37	0,22	3,02

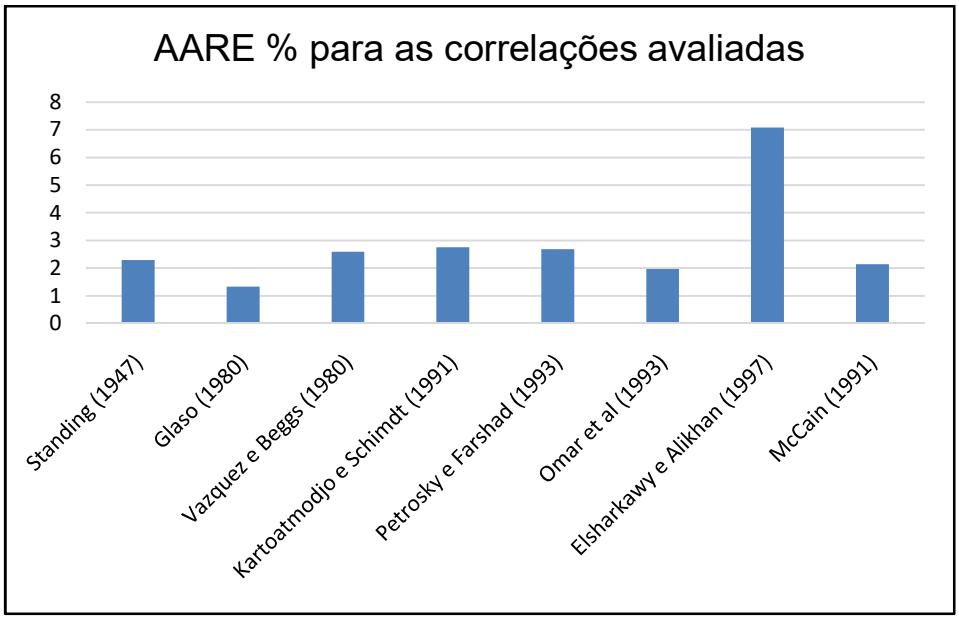

Figura 6.15 Valores de erro absoluto médio percentual (*AARE*) apresentados pelas correlações de fator volume-formação do óleo avaliadas.

6.4.1 Correlação Proposta

Os dados experimentais utilizados para a obtenção da nova correlação foram os mesmos utilizados para a avaliação do desempenho das correlações encontradas na literatura, Figura 5.1.

A nova correlação foi desenvolvida com o Programa Estatístico R. A nova correlação utiliza os dados de densidade do gás, densidade do óleo, razão gás-óleo e temperatura como dados de entrada, equação (6.8):

$$log_{10}(B_o) = -0{,}008399 - 0{,}007717 \times log_{10}(T) + 0{,}005794 \times log_{10}\left(\frac{d_g}{d_o}\right) + 0{,}023053 \times log_{10}(R_S) \tag{6.8}$$

A correlação proposta apresentou erro absoluto relativo médio (*AARE*) de 1,18%, e desvio do erro absoluto médio (S_{AARE}) de 0,97%, valores menores que os apresentados pelas correlações avaliadas, o menor valor encontrado para as correlações avaliadas foi *AARE* 1,97% para a correlação de Omar e Todd, Tabela 6.3.

6.4.2 Comparação e Resultados

As Figuras 6.16 a 6.24 apresentam os gráficos de dados experimentais versus dados estimados pelas correlações para cada correlação para a estimativa de razão gás-óleo. Os gráficos indicam a acurácia dos modelos, quanto mais próximos da linha de 45°, melhor será o modelo.

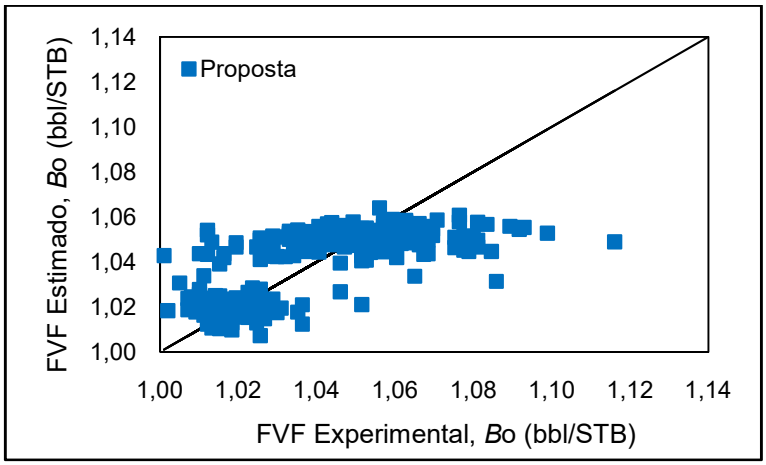

Figura 6.16 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta para fator volume-formação do óleo.

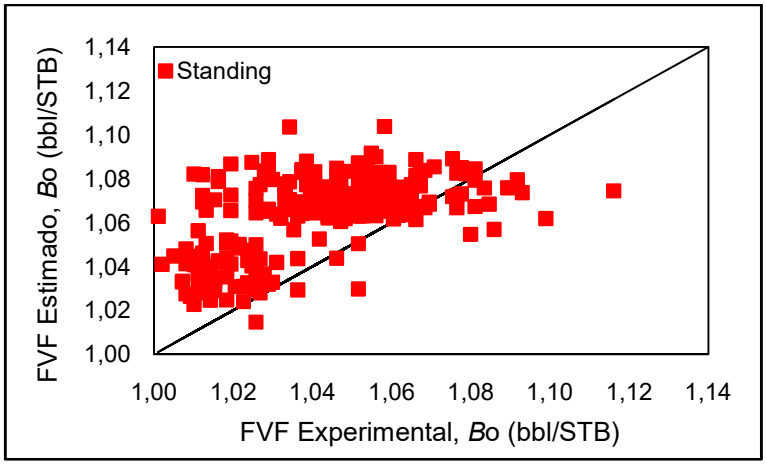

Figura 6.17 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Standing para fator volume-formação do óleo.

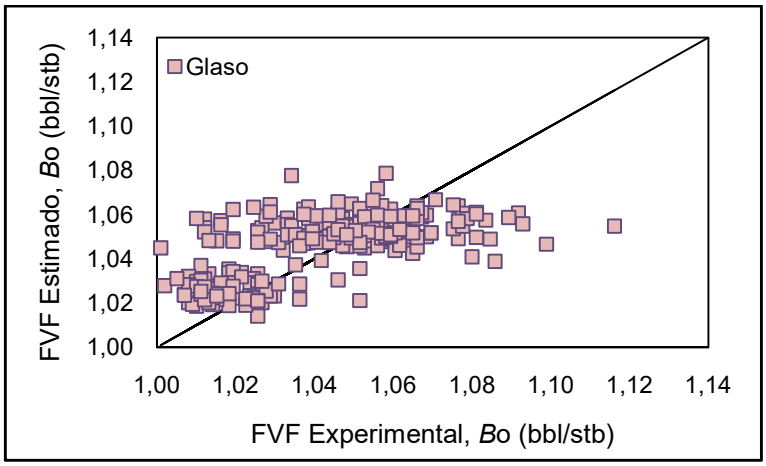

Figura 6.18 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Glaso para fator volume-formação do óleo.

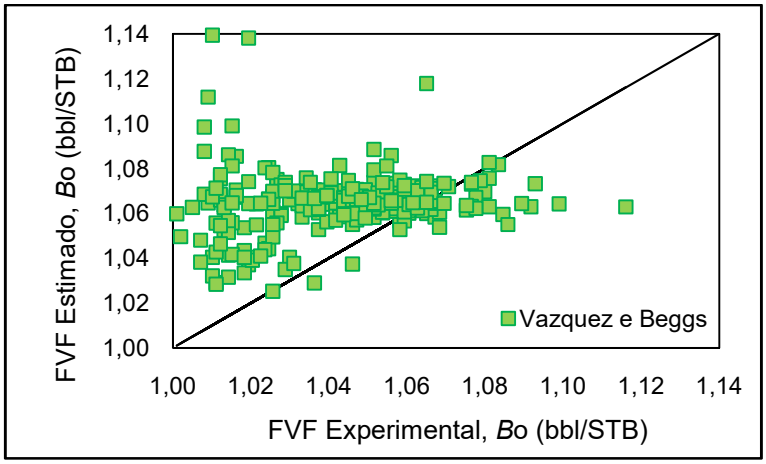

Figura 6.19 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Vazquez e Beggs para fator volume-formação do óleo.

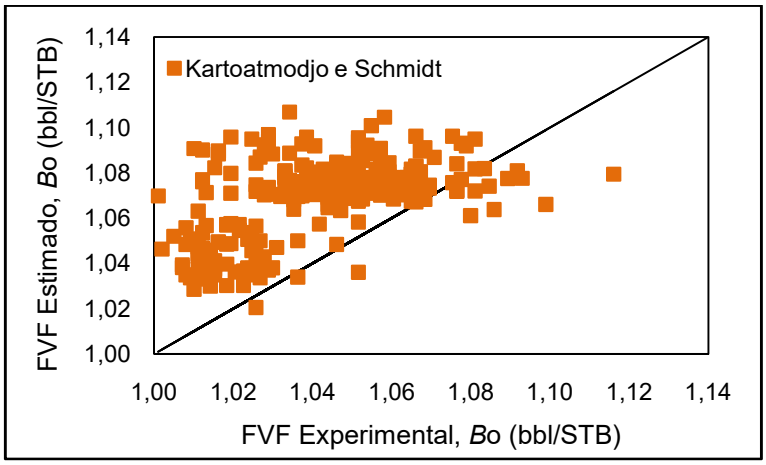

Figura 6.20 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartatmodjo e Schmidt para fator volume-formação do óleo.

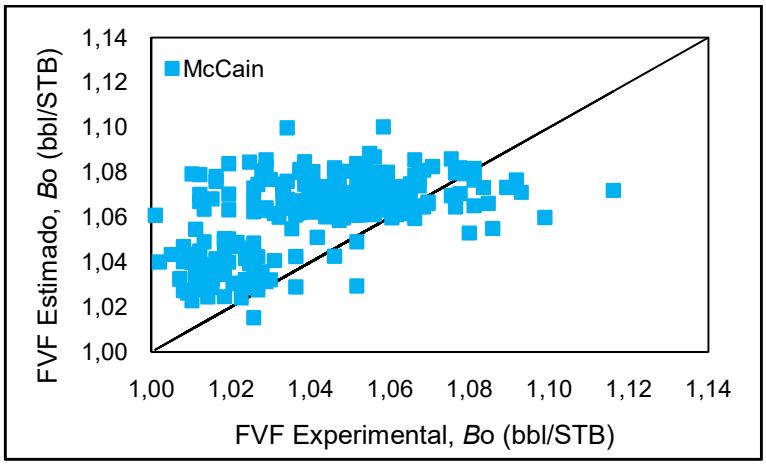

Figura 6.21 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de McCain para fator volume-formação do óleo.

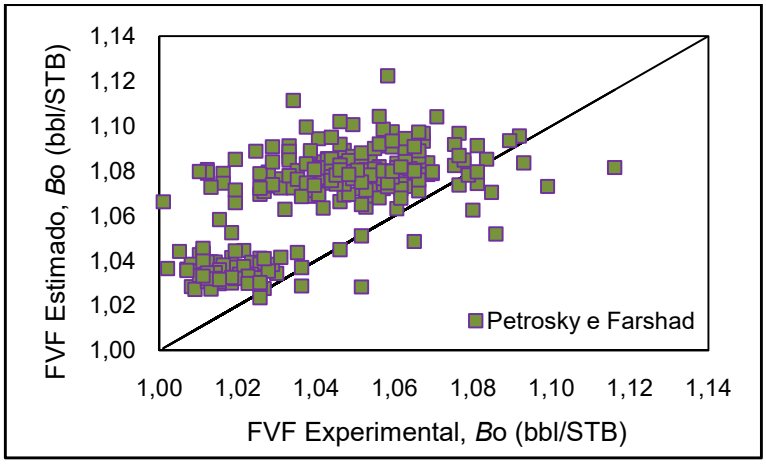

Figura 6.22 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad para fator volume-formação do óleo

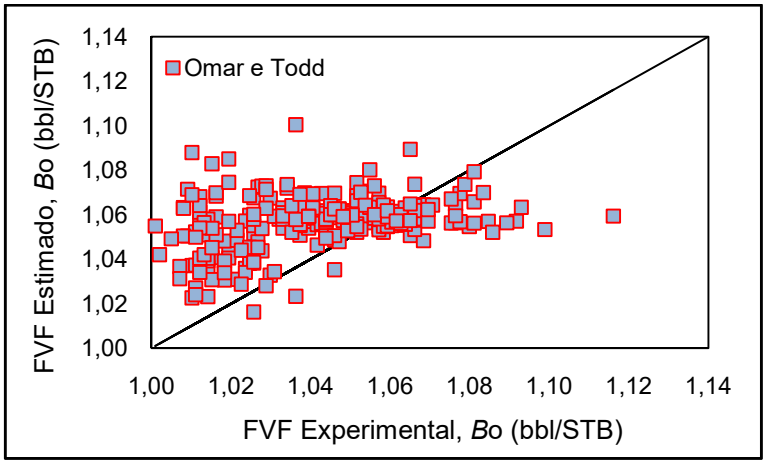

Figura 6.23 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Omar e Todd para fator volume-formação do óleo.

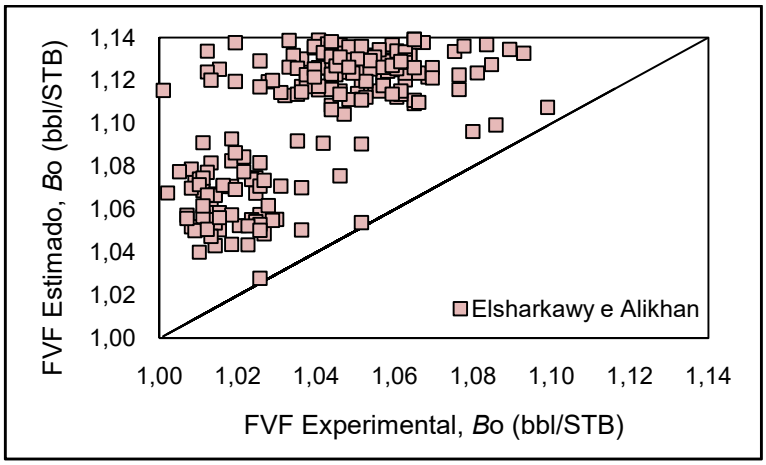

Figura 6.24 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan para fator volume-formação do óleo.

Observa-se nas Figuras 6.16 a 6.24 que a correlação de Glaso subestima os valores de fator volume-formação de óleo para os óleos estudados enquanto as correlações de Standing, Vazquez e Beggs, Kartoatmodjo e Schmidt, Petrosky e Farshad, Omar e Todd e Elsharkawy e Alikhan superestimam os valores de fator volume-formação do óleo para os óleos parafínico-naftênicos.

Comparando-se os resultados obtidos com as correlações da literatura com os resultados obtidos pelas EDEs, item 6.2, para fator volume-formação do óleo, as equações de Peng-Robinson e Soave-Redlich-Kwong apresentam erros de 2,73% e 2,72%, respectivamente, enquanto as correlações empíricas apresentaram erros de 1,97% para a correlação de Omar e Todd e 2,14% para a correlação de McCain.

6.5 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA A ESTIMATIVA DE VISCOSIDADE DO ÓLEO MORTO

Neste estudo foram avaliadas as correlações de Beal (1970), Beggs e Robbinson (1975), Glaso (1980), Kartoatmodjo e Schimdt (1991), Petrosky e Farshad (1995), Bennison (1998), Elsharkawy e Alikhan (1999), Elsharkawy e Gharbi (2000), Hossain et al. (2005), Naseri et al. (2005), Alomair et al. (2014) com os parâmetros originais. Os dados experimentais utilizados para avaliação das correlações acima são apresentados na Tabela 5.2.

A Tabela 6.4 apresenta os resultados da avaliação. Todas as correlações apresentaram erro absoluto relativo médio (*AARE*) maior que 10% para as amostras de óleos. As correlações encontradas na literatura não representam bem os óleos brasileiros. Somente as correlações de Beggs e Robbinson e Elsharkawy e Gharbi apresentaram valores de *AARE* menores que 15%, Beal apresentou valor de *AARE* menor que 20%, e Elsharkawy e Gharbi o valor de 20,5%. As demais correlações apresentaram *AARE* maiores que 38%. Estes resultados podem ser visualizados na Figura 6.25, a correlação de Alomair et al. não aparece no gráfico pois apresenta um *AARE* de aproximadamente 200%.

Tabela 6.4 Erros percentuais para as correlações de viscosidade do óleo morto avaliadas

Correlação	*AARE* (%)	$AARE_{max}$ (%)	$AARE_{min}$ (%)	S_{AARE} (%)
Proposta	4,66	9,36	0,76	2,46
Modificada Beggs e Robinson	5,24	10,94	0,46	3,02
Modificada Elsharkawy e Alikhan	4,82	8,86	1,23	2,29
Modificada Elsharkawy e Gharbi	5,32	10,44	0,45	3,00
Beal (1970)	18,54	36,40	1,30	7,75
Beggs e Robinson (1975)	11,90	20,72	1,19	5,35
Glaso (1980)	45,24	64,53	3,03	16,77
Kartoatmodjo e Schmidt (1991)	38,01	48,99	17,42	7,94
Petrosky e Farshad (1995)	41,03	53,53	25,39	8,19
Bennison (1998)	83,37	93,72	61,01	8,32
Elsharkawy e Alikhan (1999)	20,15	35,69	4,71	9,89
Elsharkawy e Gharbi (2000)	13,32	25,15	0,16	7,01
Hossain et al. (2005)	84,74	94,00	65,01	7,49
Naseri et al. (2005)	52,10	59,36	36,03	5,74
Alomair et al. (2014)	197,26	231,39	141,36	21,51

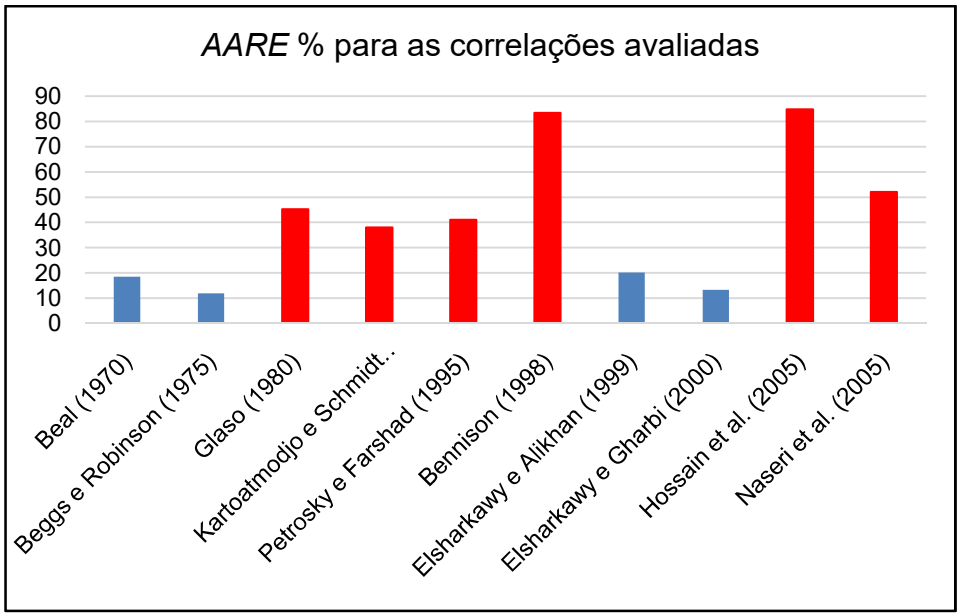

Figura 6.25 Valores de erro absoluto médio percentual *AARE* apresentados pelas correlações de viscosidade de óleo morto avaliadas.

6.5.1 Correlações Propostas

Os dados experimentais utilizados para a obtenção da nova correlação e estimativa de novos parâmetros das correlações já existentes são os mesmos utilizados para a avaliação do desempenho das correlações encontradas na literatura, Tabela 5.2.

Foi proposta uma nova correlação para a estimativa da viscosidade de óleo morto como função do grau API e da temperatura. A nova correlação foi obtida com o Programa Estatística R. A nova correlação apresentou *AARE* de 4,6% enquanto todas as correlações avaliadas apresentaram valores de *AARE* maiores que 10%. A nova correlação é apresentada a seguir:

$$log_{10}(\mu_{od}) = -56{,}626 + 40{,}906 \times log_{10}(API) + 28{,}292 \times log_{10}(T) - 20{,}090 \times log_{10}(API) \times log_{10}(T) \quad (6.9)$$

Além da nova correlação, os parâmetros das correlações de Beggs e Robinson (1975), Elsharkawy e Alikhan (1999) e Elsharkawy e Gharbi (2000) foram otimizados a partir dos dados experimentais para melhor representar os

dados de viscosidade dos óleos brasileiros. As correlações modificadas apresentaram bons resultados e são apresentadas a seguir.

Correlação modificada Beggs e Robinson (1975):

$$\mu_{od} = 10^{X} - 1 \tag{6.10}$$

$$X = 10^{Y} \tag{6.11}$$

$$Y = 2{,}091172 - 0{,}009451 \times API - 0{,}870185 \times log_{10}(T) \tag{6.12}$$

Correlação modificada Elsharkawy e Alikhan (1999):

$$\mu_{od} = 10^{(0{,}5632 \times API - 13{,}0903)} \times T^{(-0{,}2766 \times API + 6{,}9114)} \tag{6.13}$$

Correlação modificada Elsharkawy e Gharbi (2000):

$$\mu_{od} = 10^{[7{,}3355 - 1{,}5133 \times log_{10}(API) - 1{,}9988 \times log_{10}(T)]} \tag{6.14}$$

Os valores dos desvios das novas correlações são encontrados na Tabela 6.4. A correlação proposta apresenta *AARE* de 4,66% e as correlações moificadas de Beggs e Robinson (1975), Elsharkawy e Alikhan (1999) e Elsharkawy e Gharbi (2000), os erros absolutos relativos médios de , respectivamente, bem menores que os apresentados pelas correlações encontradas na literatura.

6.5.2 Comparação e Resultados

Os gráficos 6.26 a 6.36 apresentam os gráficos de dados experimentais versus dados estimados pelas correlações para cada correlação para a estimativa de razão gás-óleo. Os gráficos indicam a acurácia dos modelos, quanto mais próximos da linha de 45°, melhor será o modelo.

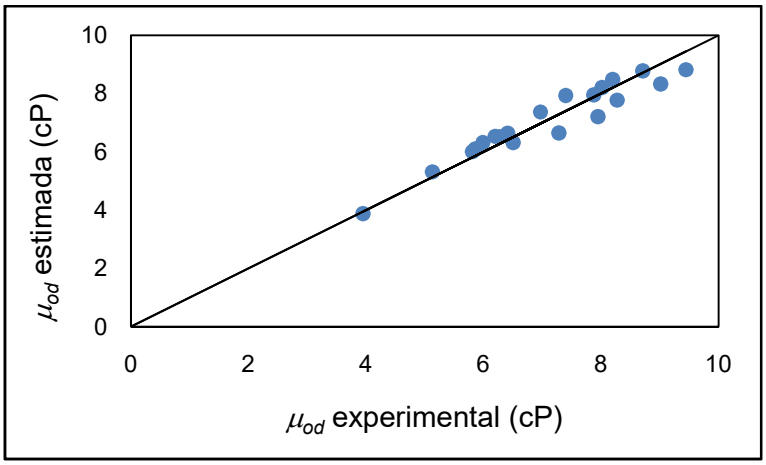

Figura 6.26 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta.

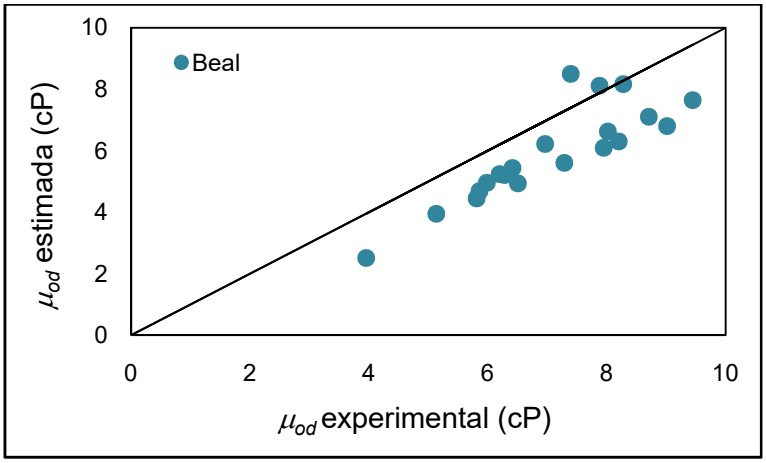

Figura 6.27 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Beal.

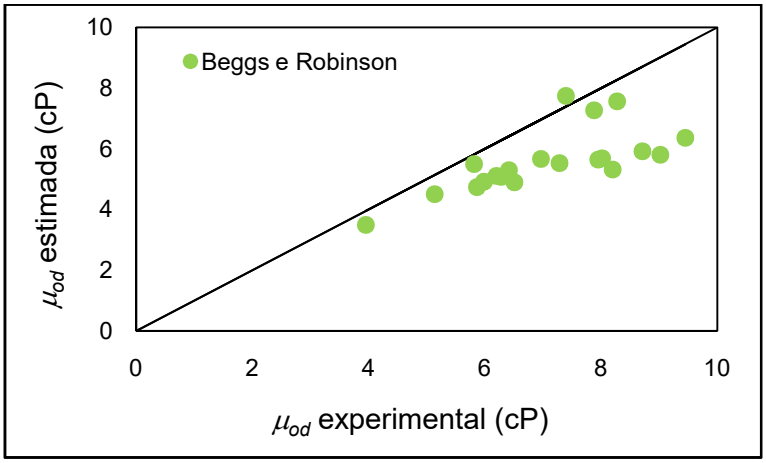

Figura 6.28 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Beggs e Robinson.

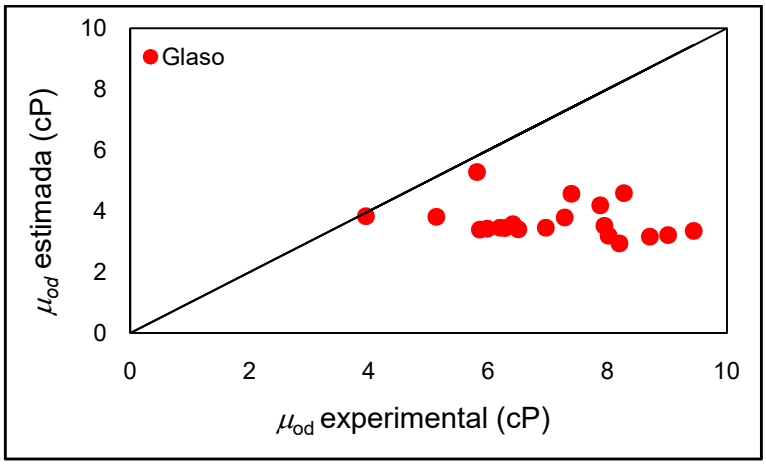

Figura 6.29 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Glaso.

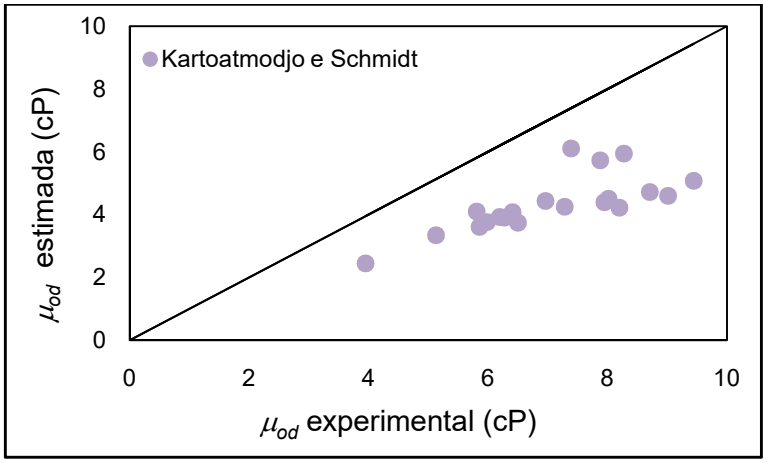

Figura 6.30 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt.

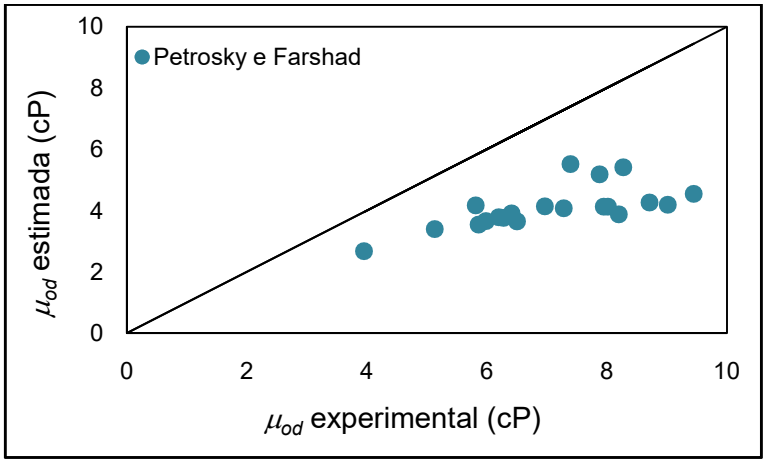

Figura 6.31 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad.

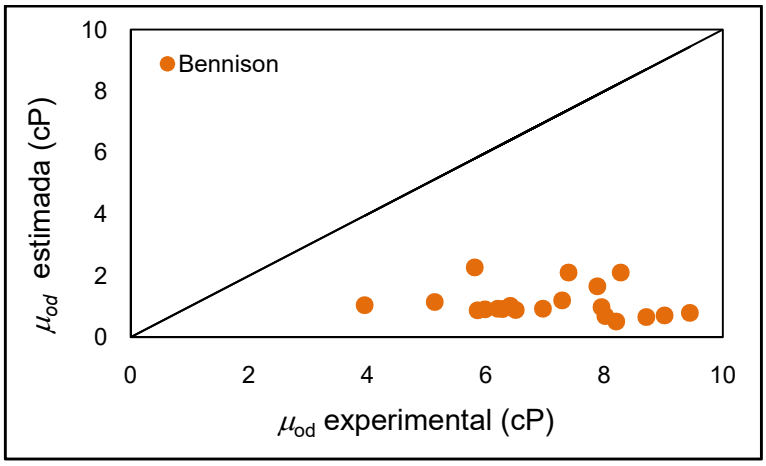

Figura 6.32 Comparação entre dados experimentais e pela correlação de Bennison.

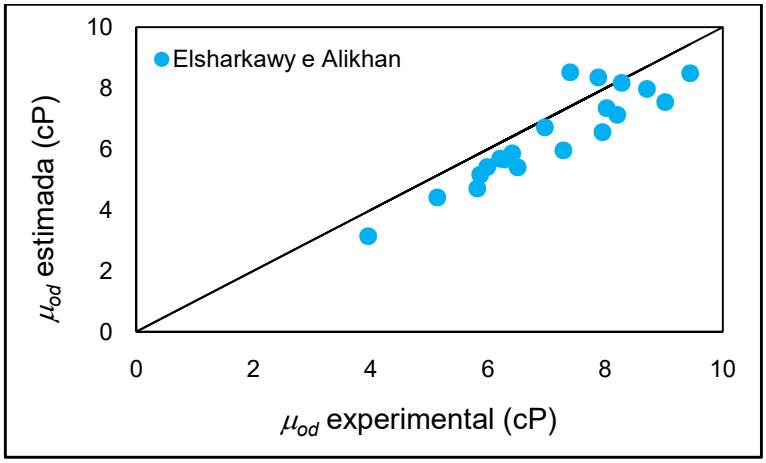

Figura 6.33 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan.

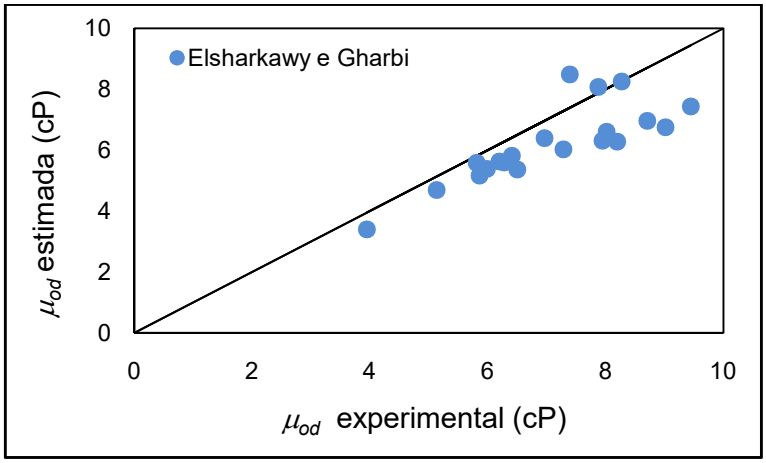

Figura 6.34 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Gharbi.

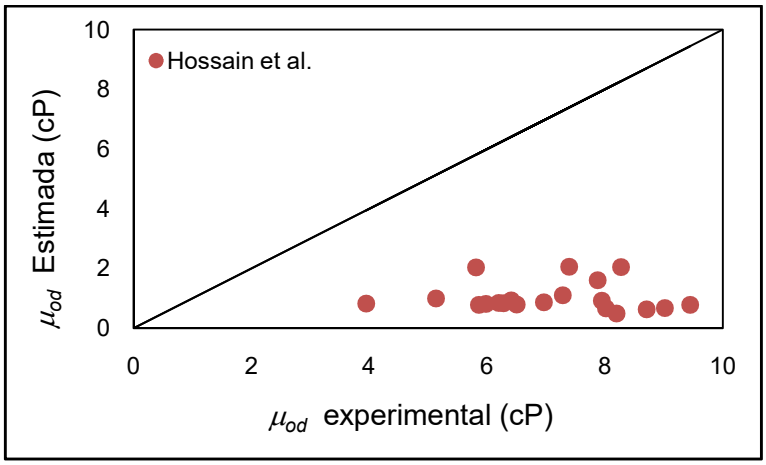

Figura 6.35 Comparação entre dados experimentais e pela correlação de Hossain et al.

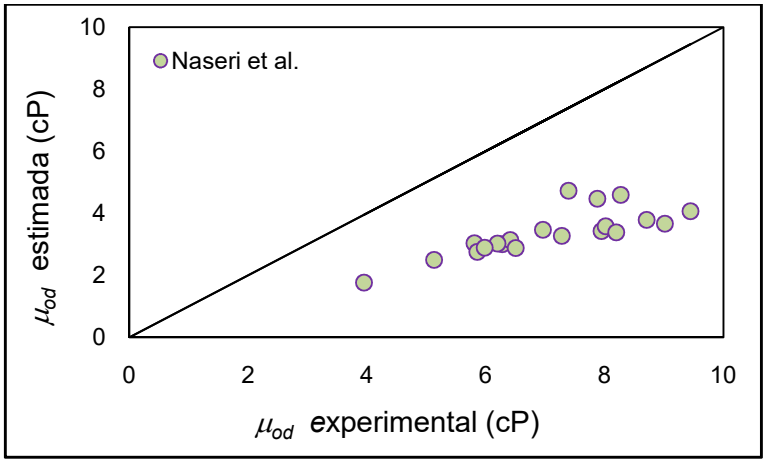

Figura 6.36 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Naseri et al.

Observa-se nos gráficos 6.26 a 6.36 que todas as correlações avaliadas, com exceção da correlação proposta, subestimam os valores da viscosidade do óleo morto para os óleos parafínico-naftênicos.

6.6 AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES ENCONTRADAS NA LITERATURA PARA ESTIMATIVA DA VISCOSIDADE DO ÓLEO SUBSATURADO

As correlações para viscosidade de óleo subsaturado avaliadas neste estudo foram: Beal (1970), Vazquez e Beggs (1980), Khan et al. (1987), Kartoatmodjo e Schimdt (1991), Labedi (1992), Petrosky e Farshad (1995), Almehaideb (1997), Elsharkawy e Alikhan (1999), Elsharkawy e Gharbi (2000),

Hossain et al. (2005), Isehunwa et al. (2006), com os parâmetros originais. Os dados experimentais utilizados para a avaliação das correlações acima são apresentados na Tabela 5.3.

A Tabela 6.5 apresenta os resultados da avaliação. Em geral, são encontrados baixos valores de erro absoluto relativo médio (*AARE*) para as correlações avaliadas, exceto para a correlação de Almehaideb que apresenta *AARE* de 64,06%, os valores de *AARE* variam entre 1,18% para a correlação de Isehunwa et al. e 8,36% para a correlação de Elsharkawy e Gharbi. No entanto, os altos valores de $AARE_{max}$ mostram uma dispersão mais ampla para esses modelos. As correlações de Khan et al. e Isehunwa et al. apresentam baixos valores para *AARE* e $AARE_{max}$ em comparação com outras correlações avaliadas, 1,40% e 5,05% para Khan et al. *e* 1,18% e 4,70% para Isehunwa et al.

Estes resultados podem ser visualizados na Figura 6.37, a correlação de Almehaideb não aparece no gráfico, pois apresenta um *AARE* de aproximadamente 64%.

Tabela 6.5 Erros percentuais para as correlações de viscosidade do óleo subsaturado avaliadas

Correlação	*AARE* (%)	$AARE_{max}$ (%)	$AARE_{min}$ (%)	S_{AARE} (%)
Eyring Modificada	0,97	3,70	0,02	0,86
Beal (1970)	1,52	5,76	0,08	1,29
Vazquez e Beggs (1980)	3,23	36,67	0,00	6,39
Khan et al. (1987)	1,40	5,05	0,02	1,14
Kartoatmodjo e Schimdt (1991)	1,61	5,49	0,01	1,36
Labedi (1992)	4,09	20,04	0,27	4,05
Petrosky e Farshad (1995)	4,67	18,98	0,15	4,13
Almehaideb (1997)	64,06	112,14	3,99	19,94
Elsharkawy e Alikhan (1999)	3,15	15,43	0,01	3,27
Elsharkawy e Gharbi (2000)	8,36	42,52	0,25	8,48
Hossain et al. (2005)	2,47	10,48	0,01	2,46
Isehunwa et al (2006)	1,18	4,70	0,07	1,07

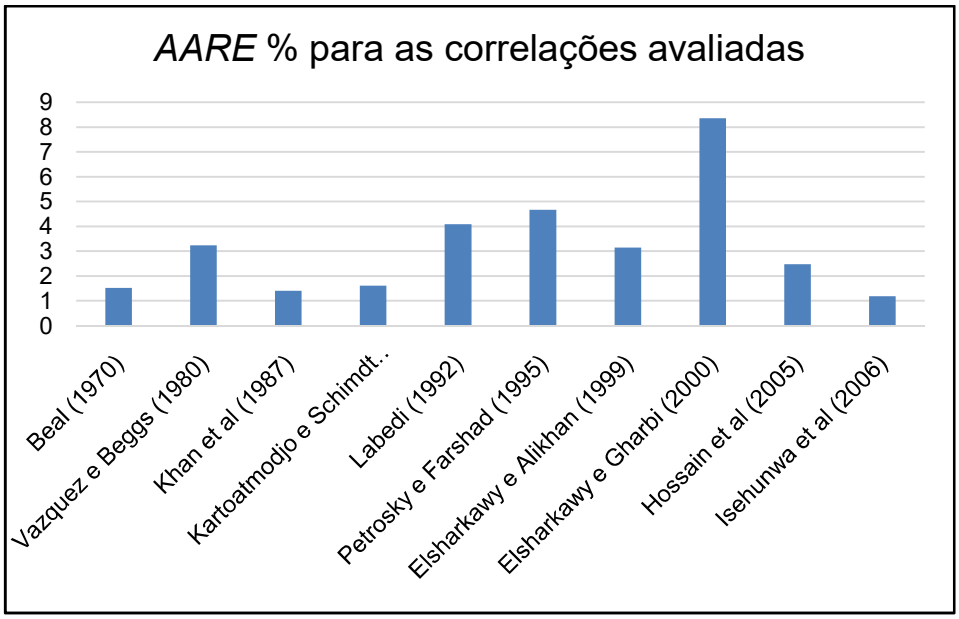

Figura 6.37 Valores de erro absoluto médio percentual *AARE* apresentados pelas correlações de viscosidade de óleo subsaturado avaliadas.

6.6.1 Correlação proposta

Os dados experimentais utilizados para obtenção de novas correlações e estimativa de novos parâmetros das correlações já existentes foram os mesmos utilizados para a avaliação do desempenho das correlações encontradas na literatura, na Tabela 5.3.

A nova correlação para estimativa da viscosidade do óleo subsaturado foi desenvolvida a partir de dados experimentais de viscosidade de óleos subsaturados.

A equação (2.11) pode ser aplicada à viscosidade do óleo subsaturado substituindo $c_1 = (-\Delta G-\Delta G_0)/RT$ e $c_2 = k_T$ por parâmetros a serem estimados por dados experimentais. Os valores de referência μ_0 e p_0, são substituídos por valores do óleo saturado, μ_{ob}, e pressão de saturaçãp, P_b, respectivamente, e μ é substituído por valores de viscosidade de óleo subsaturado, μ_o.

$$\frac{\mu_o}{\mu_{ob}} = e^{c_1} \times e^{c_2 \times (P-P_b)} \tag{6.15}$$

O modelo modificado de Eyring resulta na variação exponencial da viscosidade com pressão expressa por Bridgman, 1925. Para Bridgman, o logaritmo da viscosidade é proporcional à pressão em altas pressões.

Cinquenta e um dados experimentais de viscosidades de óleo subsaturado foram utilizados para estimar os parâmetros ajustáveis da equação (6.15). Os valores da viscosidade do óleo saturado na pressão do ponto de bolha foram extrapolados a partir de viscosidades experimentais de óleo subsaturado, μ_o, para cada amostra de óleo, os valores de viscosidade de óleo saturado para cada óleo são apresentados na Tabela 6.5.

Na equação (6.15), para que a viscosidade μ_o seja μ_{ob} na pressão P_b, a constante c_1 deve ser zero. As medidas de viscosidade na pressão do ponto de bolha têm erros experimentais muito maiores que as medidas em pressões mais elevadas devido à liberação de bolhas na superfície do pistão e do cilindro. Forçar modelos para ter exatamente o valor da viscosidade na pressão do ponto de bolha aumenta os erros em pressões mais elevadas. A constante c_1 foi reestimada e sua variação empírica correlacionando as medidas de viscosidade em pressões mais elevadas usando a teoria de Eyring.

As pressões de bolha para os óleos avaliados foram calculadas pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt (1991). Kartoatmodjo e Schmidt desenvolveram diferentes correlações para o cálculo de propriedades de fluidos usando os dados de superfície para todas as amostras. Os óleos vivos utilizados no presente estudo estão dentro da faixa de correlação de pressão de ponto de bolha de Kartoatmodjo e Schmidt, os valores de pressão de bolha para cada óleo são apresentados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 Ponto de bolha estimado pela correlação da literatura e viscosidade do óleo saturado estimado a partir de dados experimentais

Amostra	P_b (psia)	μ_{ob} (cP)
1	270	12,5897
2	119	16,5758
3	269	11,5211
4	277	6,6555
5	299	3,9416
6	376	7,6054
7	468	3,4506
8	607	6,1945
9	262	5,7454
10	409	5,3516

Os parâmetros c_1 e c_2, equação (6.15), foram estimados por meio da minimização da função objetiva representada na equação (6.16), usando cinquenta e um valores experimentais de viscosidade de óleo subsaturado.

$$Fobj = \sum_{i=1}^{ND} \left(\left(x_{exp} - x_{calc} \right)^2 \right) \tag{6.16}$$

Onde:

ND : número de dados experimentais

x_{calc} : valor estimado da propriedade pela correlação

x_{exp} : valor experimental da propriedade

Os parâmetros estimados são apresentados na equação (6.17):

$$\mu_o = \mu_{ob} \times e^{9.47505 \times 10^{-3}} \times e^{1.50134 \times 10^{-5} \times (p - p_b)} \tag{6.17}$$

Quando é aplicada a teoria de Eyring para a viscosidade do óleo subsaturado e os parâmetros dos dados experimentais em pressões mais altas são estimados, observa-se que o fator é diferente do zero e igual a 0,00947505.

A correlação proposta apresenta erro absoluto relativo médio (*AARE*) de 0,97%, menor que os valores encontrados pelas correlações da literatura,

como pode ser observado na Tabela 6.5, com exceção de Khan et al. e Isehunwa et al., também desenvolvidas a partir da Teoria de Eyring.

A correlação de Isehunwa et al. foi desenvolvida a partir de óleos brutos do Delta do Níger que podem mostrar semelhanças com os óleos brasileiros. Outras semelhanças podem ser encontradas entre os óleos das bacias de águas profundas do "Triângulo Dourado" formado pelo Golfo do México, África Ocidental (Angola e Nigéria) e América do Sul (Bacia de Campos, Brasil) (MILANI et al., 2000).

Os modelos que mostram os erros maiores são baseados em dados experimentais para óleos brutos árabes ou com base em propriedades de óleos brutos de diferentes regiões do mundo.

6.6.2 Comparação e Resultados

Os gráficos 6.38 a 6.49 apresentam os gráficos de dados experimentais versus dados estimados pelas correlações para cada correlação para a estimativa de razão gás-óleo. Os gráficos indicam a acurácia dos modelos, quanto mais próximos da linha de 45°, melhor será o modelo.

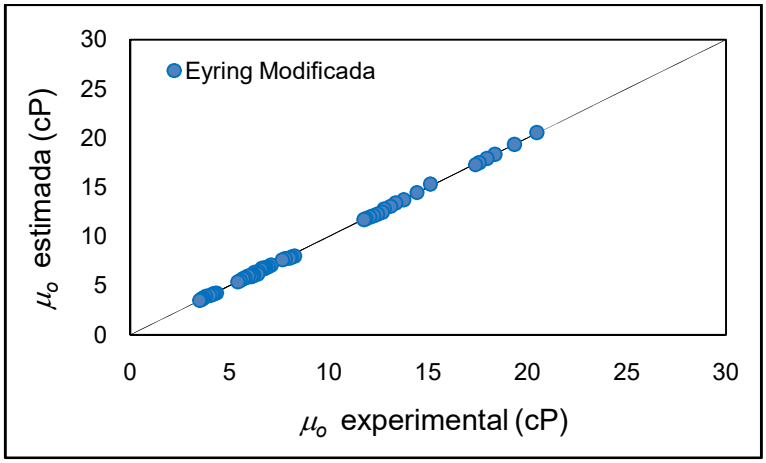

Figura 6.38 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação proposta para viscosidade do óleo subsaturado.

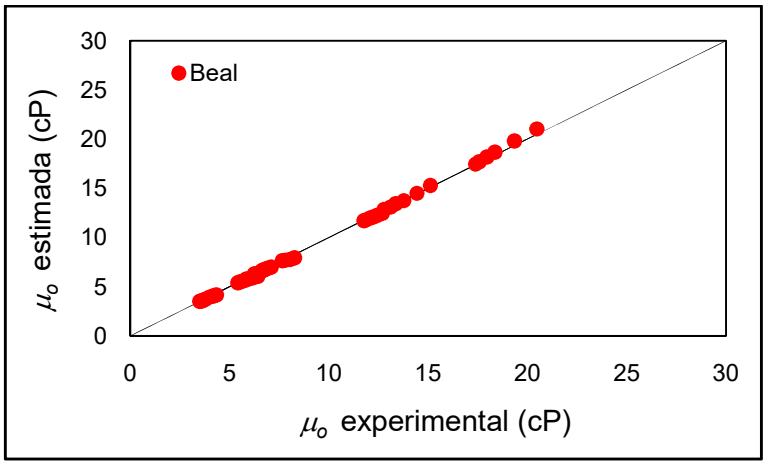

Figura 6.39 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Beal para viscosidade do óleo subsaturado.

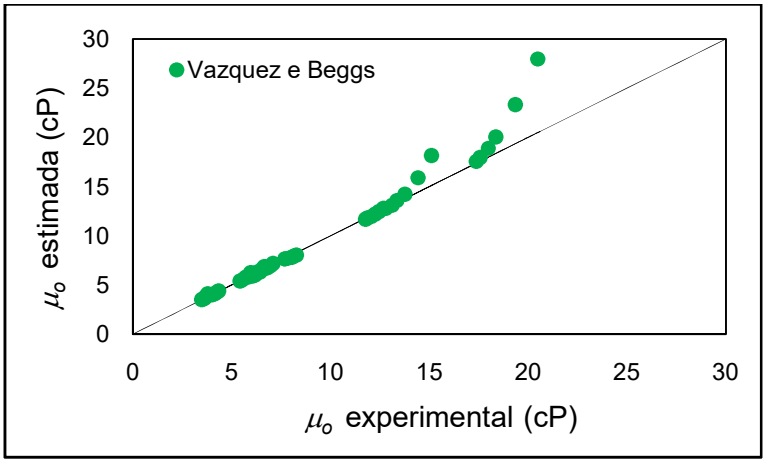

Figura 6.40 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Vazquez e Beggs para viscosidade do óleo subsaturado.

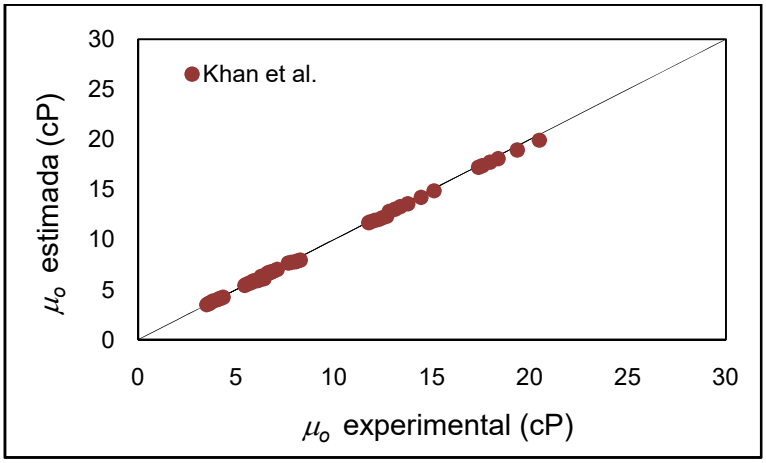

Figura 6.41 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Khan et al. para viscosidade do óleo subsaturado.

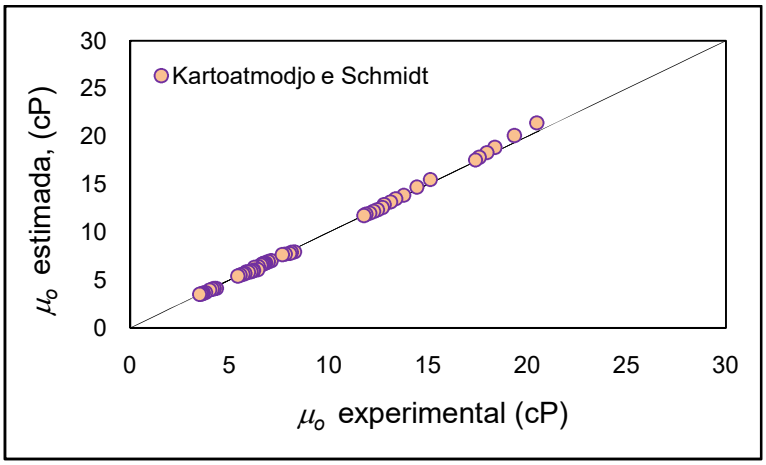

Figura 6.42 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Kartoatmodjo e Schmidt para viscosidade do óleo subsaturado.

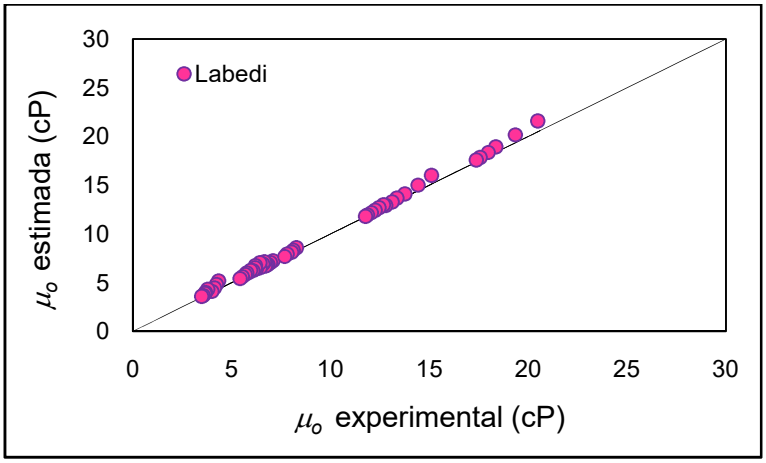

Figura 6.43 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Labedi para viscosidade do óleo subsaturado.

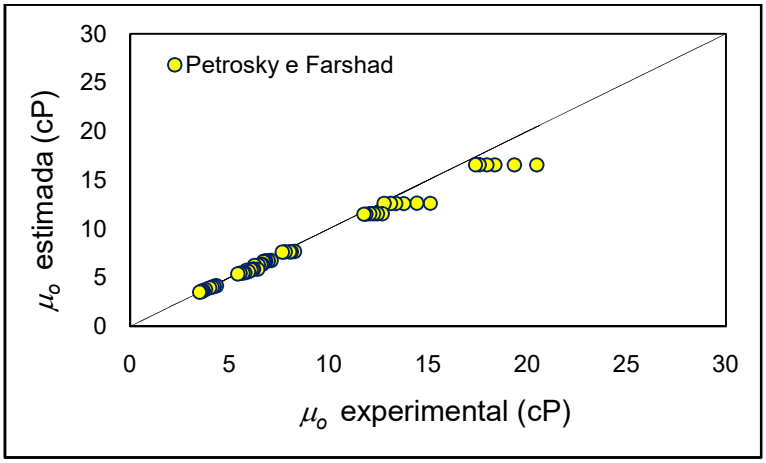

Figura 6.44 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Petrosky e Farshad para viscosidade do óleo subsaturado.

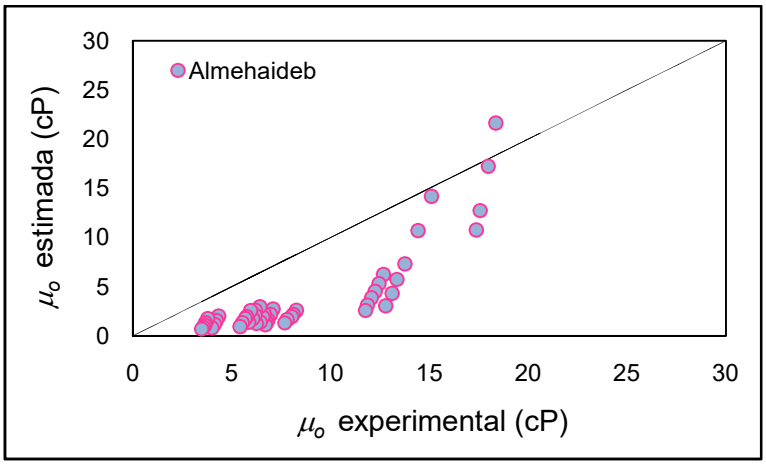

Figura 6.45 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Almehaideb para viscosidade do óleo subsaturado.

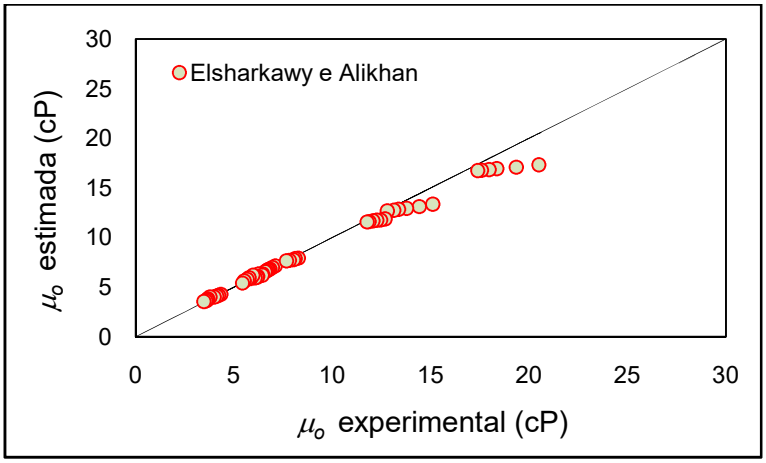

Figura 6.46 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Alikhan para viscosidade do óleo subsaturado.

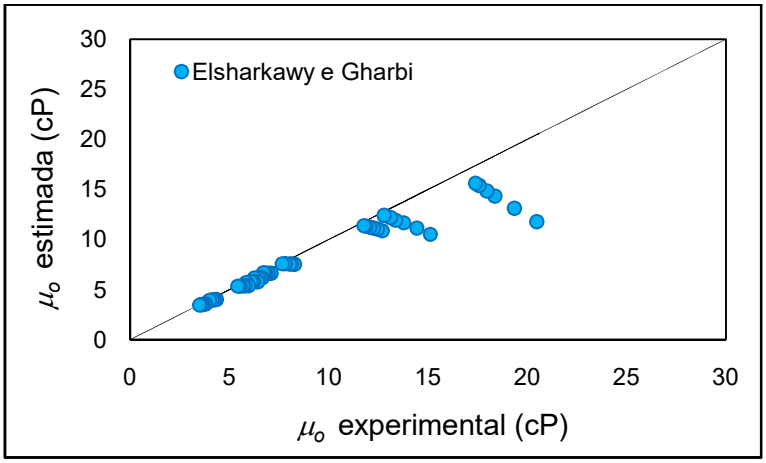

Figura 6.47 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Elsharkawy e Gharbi para viscosidade do óleo subsaturado.

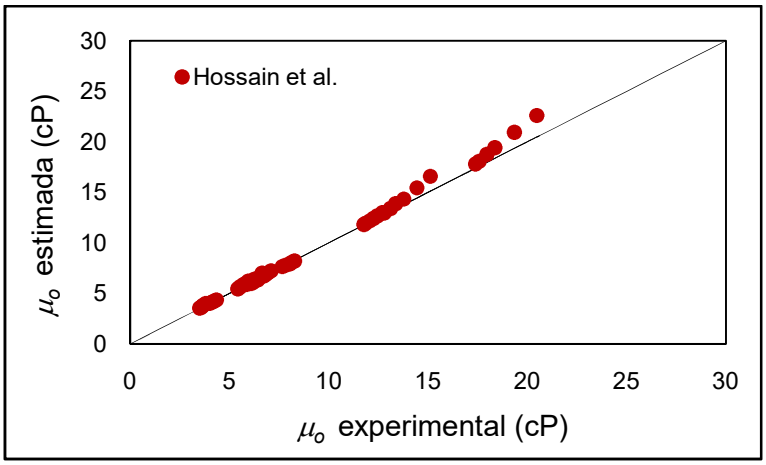

Figura 6.48 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Hossain et al. para viscosidade do óleo subsaturado.

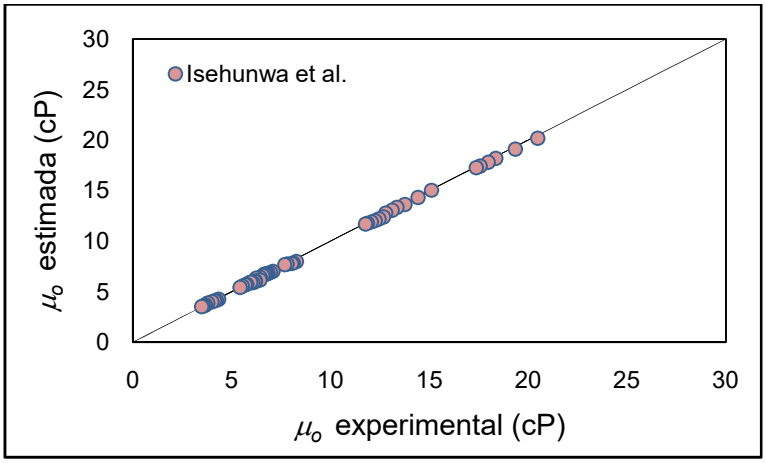

Figura 6.49 Comparação entre dados experimentais e estimados pela correlação de Isehunwa et al. para viscosidade do óleo subsaturado.

Pode-se observar que as melhores estimativas para os óleos estudados foram obtidas pelas correlações de Khan et al. e Isehunwa et al., com base na teoria de Eyring, além das correlações empíricas de Beal e Kartoatmodjo e Schmidt. As correlações propostas por Petrosky e Farshad, Elsharkawy e Alikhan e Elsharkawy e Gharbi subestimam os valores de viscosidade enquanto as correlações propostas por Vazquez e Beggs, Labedi e Hossain et al. superestimam os valores de viscosidade. Almehaideb et al. apresentaram alto desvio em relação aos valores experimentais.

O modelo de viscosidade de óleo proposto para os óleos parafínico-naftênicos possui o menor erro e menor dispersão em torno da linha de erro.

Os modelos Khan et al. e Isehunwa et al. mostram erros mais baixos mas maior dispersão em torno da linha de erro em comparação ao modelo proposto.

A Figura 6.50 mostra os gráficos dos erros relativos médios para comparação entre a correlação proposta (Eyring modificada) e as demais correlações estudadas.

Pode-se observar a partir da Figura 6.50 que a correlação proposta de viscosidade de óleo subsaturado para os óleos parafínico-naftênicos possui o menor erro e menor dispersão em torno da linha de erro zero. Os modelos Khan et al. e Isehunwa et al. mostram erros baixos, mas apresentam maior dispersão em torno da linha de erro zero como os outros modelos da literatura.

7 VISCOSIDADE DE MISTURAS ASSIMÉTRICAS NAS ALTAS PRESSÕES

P: pressão (psia)

P_b: pressão de bolha (psia)

T: temperatura (K)

μ: viscosidade da mistura (cP)

As misturas assimétricas de hidrocarbonetos são misturas representativas de misturas complexas tais como fluidos de reservatórios. O conhecimento das propriedades das misturas assimétricas sintéticas é importante para compreender as propriedades de misturas complexas com composições parcialmente conhecidas nas altas pressões. As propriedades das misturas sintéticas podem ser usadas na caracterização de frações de petróleo, bem como para prever seu comportamento sob certas condições de temperatura e pressão. O estudo dos efeitos da temperatura, pressão e composição nas propriedades físicas dessas misturas assimétricas com dióxido de carbono é importante para a compreensão do processo de recuperação avançada de petróleo.

Bridgman, já em 1925, em sua investigação histórica, mediu a viscosidade de líquidos a altas pressões e concluiu que a estrutura e complexidade das moléculas são importantes na variação de viscosidade de líquidos puros nas altas pressões. Há uma lacuna de dados experimentais viscosidade de misturas líquidas assimétricas (BRIDGMAN, 1925).

Anteriormente, foram realizadas medidas de viscosidade do sistema ciclohexano/n-hexadecano na faixa de temperatura entre (25 a 140)°C e pressões até 9000 psia, (RAJAGOPAL et al., 2009). O sistema ciclohexano/n-hexadecano foi selecionado por representar uma mistura assimétrica em tamanho e geometria, por ser o ciclohexano uma pequena molécula naftênica e, o n-hexadecano, uma longa cadeia linear. Além disso, dados experimentais de viscosidade de trinta misturas assimétricas foram selecionados na literatura e modelados empregando-se regras de mistura (ANDRADE, 2010). Neste estudo, CO_2 foi adicionado à mistura de hidrocarbonetos.

Com o estudo das propriedade de misturas assimétricas pode ser observado o efeito da temperatura, pressão, composição e interação molecular entre os componentes da mistura e prever o comportamento de misturas mais complexas, como os fluidos de reservatórios, nos quais a assimetria na natureza química é importante.

Propriedades de misturas sintéticas são usadas para prever o comportamento de fluidos de reservatórios porque são mais facilmente medidas. As propriedades dos fluidos de reservatórios nas altas pressões são difíceis de serem medidas já que, qualquer alteração na pressão pode ocasionar liberação do gás dissolvido em solução, modificando a composição e as propriedades dos fluidos.

7.1 VISCOSIDADE DE MISTURAS DE HIDROCARBONETOS COM CO_2

Misturas contendo n-heptano, n-dodecano e dióxido de carbono foram selecionadas para formar sistemas ternários para realizar medidas experimentais de viscosidades de misturas assimétricas que apresentam grandes diferenças em forma molecular, tamanho ou flexibilidade. As pressões do ponto de bolha de cada mistura também foram obtidas.

7.1.1 Metodologia Experimental

Foram realizadas medidas de viscosidade dinâmica da mistura de n-heptano e n-dodecano com CO_2 utilizando-se o viscosímetro eletromagnético (CAMBRIDGE VISCOSITY, SPL-440) nas temperaturas de (293,15, 313,15, 333,15 e 353,15) K e pressões até 2600 psia. O pistão utilizado foi o pistão de faixa (0,2 a 2,0) cP.

Para obter as misturas ternárias de n-heptano, n-dodecano e CO_2, três misturas equimolares de n-heptano e n-dodecano foram preparadas à temperatura e pressão ambientes utilizando-se uma balança analítica (OHAUS CORP, AR2140) e substâncias puras n-heptano (VETEC, 95 %) e n-dodecano (SIGMA-ALDRICH, 99 %), sem tratamentos adicionais. As misturas ternárias foram preparadas adicionando-se massas conhecidas de CO_2 (Linde Industrial

Gases) às misturas binárias em um cilindro de alta pressão para obter a composição mássica desejada. O cilindro foi agitado para combinar a mistura binária e o CO_2 foi adicionado. Foram obtidas três misturas ternárias com frações mássicas de CO_2 de 9,18, 20,09 e 29,35 %.

Para validação do método, medidas de viscosidade de n-dodecano a diversas pressões nas temperaturas de 293,15 K e 313,15 K foram realizadas e comparadas com os precisos dados experimentais publicados por Zambrano et al. (2016). Para medir as viscosidades do n-dodecano foi selecionado o pistão de faixa (0,2 a 2,0) cP. As viscosidades do n-dodecano são apresentadas na Tabela 7.1 e são próximas aos valores de referência como mostrado na Figura 7.1.

Tabela 7.1 Viscosidade dinâmica para o n-dodecano em diferentes pressões e temperaturas

P (psia)	μ / cP	$10^2\delta$
	T = 293,15 K	
725	1,5030	0,2
1450	1,6500	0,2
2176	1,7440	0,2
2901	1,8660	0,2
3626	1,9520	0,2
4351	2,0580	0,2
5802	2,3430	0,2
	T = 313,15 K	
145	1,0890	0,2
725	1,1528	0,2
1450	1,2253	0,2
2176	1,2356	0,2
2901	1,3263	0,2
3626	1,3713	0,2
4351	1,4429	0,2

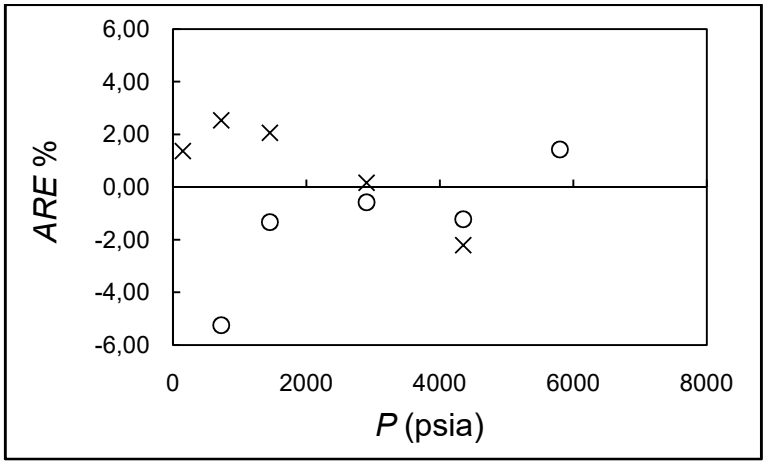

Figura 7.1 Desvios entre dados experimentais de viscosidade para n-dodecano e valores de viscosidade da literatura a diversas pressões: ○, n-dodecano a 293,15 K;×, n-dodecano a 313,15 K.

7.1.2 Resultados Experimentais

Para o sistema n-heptano (1) / n-dodecano (2) / CO_2 (3), além das medidas de viscosidade nas altas pressões, foram obtidas as pressões de bolha nas temperaturas de (293,15, 313,15, 333,15 e 353,15) K para cada composição através de uma série de experiências de expansão de componentes constantes (CCE) em uma célula visual. As medidas de viscosidade foram realizadas acima do ponto de bolha.

As pressões de bolha experimentais são apresentadas na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 Pressão de bolha experimental para as misturas n-heptano + n-dodecano + CO_2 em diferentes temperaturas

T (K)	P_b (psia) (9,18 *%mássica* CO_2)	P_b (psia) (20,09 *%mássica* CO_2)	P_b (psia) (29,35 *%mássica* CO_2)
293,15	222	433	637
313,15	323	577	715
333,15	400	743	918
353,15	476	886	1118

Os dados experimentais de pressão de bolha foram comparados aos dados simulados pelas EDEs Peng-Robinson (PR), Peng-Robinson-Stryjek-Vera (PRSV), Redlich-Kwong (SRK), e os resultados são apresentados na Tabela 7.3. As pressões nos pontos de bolha foram estimadas pelas EDEs utilizando-se o programa Aspen HYSYS V8.0.

Tabela 7.3 Desvios entre pressões de bolha experimentais e estimadas

Equação de Estado	*AARE* %
Peng-Robinson (PR)	6,16
Peng-Robinson-Stryjek-Vera (PRSV)	5,88
Soave-Redlich-Kwong (SRK)	5,19

A Figura 7.2 apresenta os gráficos de pressão de bolha experimentais e calculados pelas EDEs como função da temperatura para as três misturas.

Tabela 7.4 Viscosidade experimental para o sistema n-heptano (1) / n-dodecano (2) / CO_2 (3) em diferentes pressões, temperaturas e composições

P (psia)	μ (cP)	$10^2\delta$
(33,64 %mássica n-heptano + 57,18 %mássica n-dodecano + 9,18 %mássica CO_2)		
	T = 293,15 K	
500	0,8214	0,9
800	0,8303	0,8
1100	0,8453	0,5
1400	0,8546	0,6
1700	0,8653	0,8
2000	0,8830	0,2
	T = 313,15 K	
500	0,6263	0,3
800	0,6394	0,4
1100	0,6527	0,2
1400	0,6694	0,2
1700	0,6832	0,3
2000	0,6995	0,1
	T = 333,15 K	
500	0,5052	0,4
800	0,5186	0,4
1100	0,5298	0,3
1400	0,5404	0,2
1700	0,5522	0,4
2000	0,5647	0,5
	T = 353,15 K	
500	0,4008	0,1
800	0,4101	0,4
1100	0,4220	0,2
1400	0,4323	0,4
1700	0,4474	0,4
2000	0,4611	0,1

Continuação Tabela 7.4 Viscosidade experimental para o sistema n-heptano (1) / n-dodecano (2) / CO2 (3) em diferentes pressões, temperaturas e composições

P (psia)	μ (cP)	$10^2\delta$
(29,98 %mássica n-heptano + 49,93 %mássica n-dodecano + 20,09 %mássica CO_2)		
	T = 293,15 K	
P (psia)	μ (cP)	$10^2\delta$
500	0,5965	0,4
800	0,6078	0,4
1100	0,6230	0,3
1400	0,6354	0,3
1700	0,6487	0,2
2000	0,6592	0,2
2300	0,6704	0,2
2600	0,6794	0,2
	T = 313,15 K	
800	0,4866	0,4
1100	0,4927	0,3
1400	0,5011	0,3
1700	0,5152	0,5
2000	0,5344	0,7
2300	0,5456	0,5
2600	0,5562	0,6
	T = 333,15 K	
800	0,3805	0,4
1100	0,3925	0,4
1400	0,4021	0,3
1700	0,4091	0,4
2000	0,4244	0,4
2300	0,4359	0,4
2600	0,4476	0,4

Continuação Tabela 7.4 Viscosidade experimental para o sistema n-heptano (1) / n-dodecano (2) / CO2 (3) em diferentes pressões, temperaturas e composições

P (psia)	μ (cP)	$10^2\delta$
(29,98 %mássica n-heptano + 49,93 %mássica n-dodecano + 20,09 %mássica CO_2)		
	T = 353,15 K	
1100	0,3198	0,5
1400	0,3292	0,6
1700	0,3416	0,4
2000	0,3490	0,5
2300	0,3598	0,5
2600	0,3684	0,6
(26,32 %mássica n-heptano + 44,33 %mássica n-dodecano + 29,35 %mássica CO_2)		
	T = 293,15 K	
800	0,4424	1,8
1100	0,4538	1,0
1400	0,4616	1,9
1700	0,4766	1,5
2000	0,4811	1,4
2300	0,4931	1,1
2600	0,5031	1,7
	T = 313,15 K	
800	0,3663	1,6
1100	0,3741	1,9
1400	0,3844	1,9
1700	0,3935	1,6
2000	0,4026	1,7
2300	0,4108	1,5
2600	0,4203	2,0

8 CONCLUSÕES

As conclusões obtidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram as seguintes:

1. Os óleos vivos utilizados foram caracterizados pela variação da viscosidade com temperatura e foram classificados como parafínico-naftênicos.
2. Equações de estado cúbicas foram avaliadas em sua capacidade para a estimativa de razão gás-óleo e fator volume-formação de óleo. As melhores estimativas feitas pelas equações de estado foram para razão gás-óleo por ser uma propriedade de equilíbrio. Essas estimativas foram superiores às apresentadas pelas correlações analisadas. As EDEs não apresentaram bons resultados para a estimativa do fator volume-formação do óleo porque foram desenvolvidas para prever equilíbrio de fases e não descrevem bem as propriedades dos líquidos
3. Correlações empíricas desenvolvidas por diversos autores para óleos de diferentes regiões e com características diferentes, foram avaliadas em sua capacidade de representar os valores experimentais das propriedades medidas e mostraram-se inadequadas para uso com os óleos parafínico-naftênicos.
4. Novas correlações, propostas neste trabalho, a partir dos dados experimentais obtidos no LATCA podem realizar estimativas das propriedades dos óleos parafínico-naftênicos com grande precisão.
5. Medidas experimentais em altas pressões da viscosidade dinâmica e pressão de bolha para o sistema assimétrico n-heptano / n-dodecano / CO_2 foram obtidas para previsão do comportamento dos fluidos de reservatórios. A medida experimental de uma propriedade é mais fácil em um sistema que simule o fluIdo de reservatório do que no óleo vivo.
6. As equações de estado Peng-Robinson, Peng-Robinson-Stryjek-Vera e Soave-Redlich-Kwong podem ser aplicadas para a estimativa dos

valores da pressão de bolha do sistema assimétrico: n-heptano / n-dodecano / CO_2.

7. A viscosidade da mistura de hidrocarbonetos diminui com o aumento da concentração de CO_2.
8. O efeito do teor de CO_2 na viscosidade da mistura é atenuado a medida que a temperatura do sistema aumenta.

Sugestões para trabalhos futuros:

1. Obtenção de dados experimentais de viscosidade de fluidos de reservatórios brasileiros, e avaliação do efeito da temperatura e pressão na variação da viscosidade.
2. Estudo do efeito da adição de CO_2 na viscosidade em óleos leves e pesados.

9 REFERÊNCIAS

ADEEYO, Y. A.; AL-MARHOUN, M. A. Evaluation of mathematical models of PVT properties for nigerian crude oils. In: SPE NIGERIA ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Lagos, Nigeria, 2013. SPE-167513.

AL-KHAFAJI, A. H.; ABDUL-MAJEED, G. H.; HASSOON, S. F. Viscosity correlation for dead, live, and undersaturated crude oils. **J. Pet. Res.**, v. 6 (2), p. 1-16, 1987.

AL-MARHOUN, M. A. PVT correlations for Middle East crude oils. **Journal of Petroleum Technology**, v. 40 (5), p. 650-666, 1988.

AL-MARHOUN, M. A. New correlations for formation volume factors of oil and gas mixtures. **Journal of Canadian Petroleum Technology.**, v. 31 (3), p. 22-26, 1992.

AL-MARHOUN, M. Black oil property correlations – state of art. In: SPE MIDDLE EAST OIL & GAS SHOW AND CONFERENCE, Manam, Bahrain, 2015.

AL-SHAMMASI, A. A. Bubble point pressure and oil formation volume factor correlations. In: SPE MIDDLE EAST OIL SHOW AND CONFERENCE, Bahrain, 1999. SPE-53185-MS.

ALMEHAIDEB, R. A. Improved PVT correlations for UAE crude oils. In: MIDDLE EAST OIL SHOW, Manama, Bahrain, 1997. SPE-37691-MS.

ALOMAIR, O. A.; ELSHARKAWY A. M.; ALKANDARI H. A. Viscosity prediction of Kuwaiti heavy crudes at elevated temperatures. In: HEAVY OIL CONFERENCE AND EXHIBITION, Kuwaiti City, Kuwait, 2011. SPE-1505503-MS.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Determination of Dynamic Viscosity and Derived Kinematic Viscosity of Liquids by Oscillating Piston Viscometer. ASTM D7483-08. 2008.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography. ASTM D2887-03. 2003.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography. ASTM D1945-03. 2010.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer. ASTM D5002-99. 1999.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Method of Test for Mean Molecular Weight of Mineral Insulating Oils by the Cryoscopic Method. ASTM D-2224. 1983.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity). ASTM D445-06.2006.

ANDRADE, L. L. P. R. Determinação da viscosidade de misturas assimétricas em alta pressão usando regras de mistura. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação do Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

BEAL, C. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperatures and pressures.**Trans. Soc. Pet. Eng.,** v. 165, p. 94-115, 1946.

BEGGS, H. D.; ROBINSON, J. R. Estimating the viscosity of crude oil systems. **JPT Forum**., p. 1140-1141, 1975.

BENNISON, T. Prediction of heavy oil viscosity. In: IBC Heavy Oil Field Development Conference, London, 1998.

BIRD, R. B. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. Transport Phenomena. 2ª ed. New York: Jhon Wiley & Sons; 1960.

BRIDGMAN, P. W. The viscosity of liquids under pressure. **Proc Natl Acad Sci U.S.A.**, v. 11 (10), 603-606, 1925.

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.

CENTENO, G.; SÁNCHEZ-REYNA, G.; ANCHEYTA, J.; MUÑOZ ,J. A. D.; CARDONA, N. Testing various mixing rules for calculation of viscosity of petroleum blends. **Fuel**, v. 90 (12), 3561-3570, 2011.

CENTENO, G.; SÁNCHEZ-REYNA, G.; ANCHEYTA, J. Calculating the viscosity of crude oil blends by binary interaction parameters using literature data. **Petr. Sci. Techn.**, v. 33 (8), 893-900, 2015.

CHEW, J.; CONNALLY,C. A. A viscosity correlation for gas-saturated crude oil.Trans. **AIME**, v. 216, p. 23-25, 1959.

CRUZ, J. L. M.; ALVAREZ-BADILLO, S.; RAMÍREZ-JARAMILLO, E.; AQUINO-OLIVOS, M. A.; OREA, P. Measurements and correlation of Mexican heavy dead crude oil viscosities. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 110, p. 184-192, 2013.

DANESH, A. PVT and Phase Behavior of Reservoir Fluids; Developments in Petroleum Science. Amsterdam: Elsevier Science B. V.; 1998.

DOKLA, M.; OSMAN, M. Correlation of PVT properties for UAE crudes. SPE FORMATION EVALUATION., p. 41-46, 1992. SPE-20989-PA.

ELSHARKAWY, A. M.; ALIKHAN, A. A. Models for predicting the viscosity of Middle East crude oil. **Fuel***,* v. 78, p. 891-903, 1999.

ELSHARKAWY, A. M.; GHARBI, R. B. C. Comparing classical and neural regression techniques in modeling crude oil viscosity. **Adv. Eng. Software**, v. 32, p. 215-224, 2001.

FARAH, M. A. Caracterização de frações de petróleo pela viscosidade. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

GLASO, O. (North Sea Oil): Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. **Journal of Petroleum Technology**, v. 32 (5), p. 785-798, 1980.

GODEFROY S.; KHOR S. H.; EMMS D. Comparison and validation of the theoritical and empirical correlations for black oil reservoir fluid properties. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, Houston, Texas, 2012. OTC 22972.

HOSSAIN, M. S.; SARICA, C.; ZHANG, H. Q.; RHYNE, L.; GREENHILL, K. L. Assessment and development of heavy oil viscosity correlations. In: SPE INTERNATIONAL THERMAL OPERATIONS AND HEAVY OIL SYMPOSIUM, Calgary, Alberta, Canada, 2005. SPE-97907.

ISEHUNWA, O. S.; OLAMIGOKE, O.; MAKINDE, A. A. A correlation to predict the viscosity of light crude oils. In: 31st ANNUAL SPE INTERNATIONAL TECHNICAL CONFERENE AND EXIBITION, Abuja, Nigeria, 2006. SPE-105983.

KARTOATMODJO, R. S. T.; SCHMIDT, Z. New correlations for crude oil physical properties. Available from SPE Book Order Dept., Richardson, TX, 1991. SPE-23556.

KANU A. U.; IKIENSIKIMAMA S. S. Globalization of black oil PVT correlations. In: SPE NIGERIA ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Lagos, Nigeria, 2014. SPE-172494-MS.

KHAN, S. A.; AL-MARHOUN, M. A.; DUFFUAA, S. O.; ABU-KHAMSIN, S. A. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oil. In: SPE MIDDLE EAST OIL SHOW, Manama, Bahrain, 1987. SPE-15720.

KESLER, G. M.; LEE, B. I. Improve predictions of enthalpy of fractions. **Hydrocarbon Processing**, v. 55, p. 153-158, 1976.

LABEDI, R. Use of Production Data to Estimate the Saturation Pressure, Solution GOR, and Chemical Composition of Reservoir Fluids. In: SPE LATIN

AMERICAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Rio de Janeiro, 1990. SPE-21164.

LABEDI, R. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes. **J. of Petroleum Science and Engineering**, v. 8 (3), p. 221-234, 1992.

McCAIN, W. D., Jr. The properties of petroleum fluids. 2ª ed. Oklahoma: PennWell Publishing Company; 1990.

McCAIN W. D., Jr. Reservoir-Fluid property correlations-state of the art. SPE Reservoir Engineering, v. 6 (02), pp 266-272, 1991.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, v. 18 (3), p. 351-396, 2000.

NASERI, A.; NIKAZAR, T. M.; MOUSAVI DEHGHANI, S. A. A correlation approach for prediction of crude oil viscosities. **Journal of Petroleum Science and Engineering**., v. 47, p. 163–174, 2005.

OMAR, M. I.; TODD, A. C. Development of a modified black oil correlation for Malaysian crudes. In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE, Singapore, 1993. SPE-25338-MS

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A two constant equation of state. **Ind. Eng. Chem. Fundamen.**, v. 15 (1), p. 59-64, 1976.

PETROSKY, G. E., Jr.; FARSHAD, F. F. (Gulf of Mexico Oil); Pressure-Volume-Temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Houston, Texas, 1993. SPE-26644-MS.

PETROSKY, G. E., Jr.; FARSHAD, F. F. Viscosity correlations for Gulf of Mexico crude oils. In: PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, Oklahoma City, Oklahoma, 1995. SPE-29468-MS.

RAFIEE-TAGHANAKI, S.; ARABLO, M.; CHAMKALANI A.; AMANI M.; ZARGARI M. H.; ADELZADEH M. R. Implementation of SVM framework to estimate PVT properties of reservoir oil. **Fluid Phase Equilibria**, v. 346, p. 25-32, 2013.

RAJAGOPAL, K.; ANDRADE, L. L. P. R.; PAREDES, M.L.L. High-pressure viscosity measurements for the binary system cyclohexane + n-hexadecane in the temperature range of (318.15 to 413.15) K. **J. of Chem. Eng. Data**, v. 54 (10), p. 2967-2970, 2009.

RIAZI, M. R.; DAUBERT, T. E. Prediction of the composition of petroleum fractions. **Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.**, v.19 (2), p. 289-294, 1980.

RIAZI, M. R.; DAUBERT, T. E. Characterization Parameters for Petroleum Fractions. **Ind. Eng. Chem. Res.**, v. 26 (4), p. 755-759, 1987.

ROLLINS, J. B.; MCCAIN, W. D., Jr. Estimation of solution GOR of black oils. **Journal of Petroleum Technology**, v. 4, p. 92-94, 1990.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. ed. 1. Rio de Janeiro: Editora Interciência (2006).

SÁNCHEZ-MINERO, F.; SÁNCHEZ-REYNA, G.; ANCHEYTA, J.; MARROQUIN, G. Comparison of correlations based on API gravity for predicting viscosity of crude oils. **Fuel**, v. 138, 193-199, 2014.

SATTARIN, M.; MODARRESI, H.; BAYAT, M.; TEYMORI, M. New viscosity correlations for dead crude oils. **Petroleum & Coal**, v. 49 (2), p. 33-39, 2007.

SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. **Chem Engr. Sci.**, v. 27 (6), 1197-1203, 1972.

SPEIGHT, J. G. Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. Elsevier, 2009.

STANDING, M. B. A Pressure-Volume-Temperature correlation for mixtures of California oils and gases. In Pacific Coast District, Los Angeles, Calif., May 1947.

STRYJEK, R.; VERA, J.H. PRSV - An improved Peng-Robinson equation of state with new mixing rules for strongly nonideal mixtures. **Can. J. Chem. Eng.**, v. 64 (2), p. 334-340, 1986.

VAZQUEZ, M. E.; BEGGS, H. D. Correlations for fluid physical property prediction. **Journal of Petroleum Technology.**, p. 968-970, 1980.

ZAMBRANO, J. R.; SOBRINO, M.; MARTÍN, M. C.; VILLAMAÑÁN, M. A.; CHAMORRO, C. R.; SEGOVIA, J. J. Contributing to accurate high-pressure viscosity measurements: Vibrating wire viscometer and falling body viscometer techniques. **J. Chem. Thermodynamics**, v. 96, p. 104-116, 2016.