

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



ESTUDO COMPARATIVO DE CORRELAÇÕES EMPÍRICAS UTILIZADAS EM ANÁLISES
PVT

Olívia Gabrielle de Araújo Soares e Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

ESTUDO COMPARATIVO DE CORRELAÇÕES EMPÍRICAS UTILIZADAS EM ANÁLISES PVT

Abstract

The knowledge needed to estimate how a reservoir behaves and what is its production capacity has a great value to the petroleum industry, since with these informations it would be possible to determine which method is more effective in case of a non-satisfactory production, avoiding losses. For this, it is necessary to know more about some properties such as solubility ratio, Bubble Pressure and Oil Formation Volume Factor, and with these be able to estimate others. However, the measurement of those properties during exploration well operation is unfeasible as it takes money and time. An alternative to this issue is to calculate those properties using several empiric correlation models that were developed to efficiently relate the reservoir fluid properties. These models are known in literature as PVT correlations, a more inexpensive method which enables to estimate these properties values, as well as be aware of what might be happening or could happen in the reservoir. The Standing, Glaso e Vazquez-Beggs correlations are the most notorious method and for this reason will have greater focus on this study, although several modifications of these methods have been presented by De Ghetto, Al Marroun e Petrosky. This paper intend to present an analysis of the results for the solubility ratio, Bubble Pressure and Oil Formation Volume Factor study using Standing, Glaso e Vazquez-Beggs correlations. The experimental data were withdrawn from reliable sources in order to estimate which model is *closest to* the result obtained in the laboratory and to show that the calculations using these correlations are trustworthy. After analysing and comparing the results, was noted that for each parameter one correlation stood out and obtained minor standard deviation. As from the general comparison of the standard deviation values obtained for the experimental data used in this study, was possible to conclude that the Glaso correlation presented minor standard deviation values for almost all parameters.

Keywords: PVT Correlations, Solubility Ratio, Bubble Pressure, Oil Formation Volume Factor.

Introdução

O Petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos que pode ser encontrado nos estados líquido, sólido e gasoso, dependendo das condições de pressão e temperatura em que se encontram e também de sua composição. As propriedades físicas e termodinâmicas dessa mistura são essenciais para estimativas de reservas de petróleo e do planejamento da produção e do refino, assim como a otimização dessa produção, dimensionamento de equipamentos, entre outras. Por isso, é importante analisar como os fluidos atuam no reservatório, fazendo o estudo apropriado de seu comportamento e das propriedades, as quais podem ser determinadas através de experimentos laboratoriais realizados a partir de amostras oriundas de reservatórios reais, ou seja, amostras de campo e também por meio de correlações empíricas (correlações PVT), quando há ausência desses dados experimentais.

A citação de De Ghetto *et al.* (1995) vem para complementar o que foi dito anteriormente e fundamentar o pensamento. O autor diz que: o ideal é que as propriedades dos fluidos sejam determinadas a partir de estudos laboratoriais em amostras coletadas do fundo do poço ou da superfície. No entanto, os dados experimentais nem sempre estão disponíveis, por causa de uma ou mais destas razões: a) as amostras coletadas não são confiáveis, b) as amostras não foram tomadas para reduzir custos, c) análises PVT (PressãoxVolumexTemperatura) não estão disponíveis quando são necessárias. Essa situação frequentemente ocorre na interpretação de testes de produção na exploração de poços.

Metodologia

Os dados experimentais utilizados para realização deste trabalho foram retirados de fontes seguras, os dados denominados de Caso 1 foram retirados de Al-Marhoun (1988), os dados do Caso 2 foram retirados de Gravier (1980) e os dados do Caso 3 foram retirados de Sena (2010). De posse dos dados experimentais foi possível determinar as propriedades: razão de solubilidade, pressão de bolha e fator volume-formação, por meio das correlações PVT de Standing, Glaso e Vazquez-Beggs.

Segundo Glaso (1980), “as correlações PVT apresentadas por Standing (1947) são as mais amplamente utilizadas. Foram desenvolvidas para óleos da Califórnia e não permitem correções para outros tipos de óleos ou teor de não-hidrocarbonetos”. Porém, correlações PVT desenvolvidas para óleos de outras partes do mundo com base na correlação de Standing, produziram bons ajustes, porém paralelos aos originais, o que pode ter acontecido pela exclusão da existência de diferentes parafinidades nos óleos de outras regiões (quantidades de componentes de óleo parafínico) e da presença de gases com grande quantidade de não hidrocarbonetos (CO_2 , N_2 e H_2S). Essa correlação é em função da razão de solubilidade (R_s), da densidade do gás (γ_g), do grau API ($^\circ\text{API}$) e da temperatura do reservatório (T). “As correlações de Standing foram as primeiras correlações a utilizar estes quatro parâmetros, que agora são comumente utilizados para desenvolver correlações” (AL-SHAMMASI, 2001). Essa correlação disponibiliza equações para se calcular a razão de solubilidade (R_s), a pressão de bolha (P_b) e o fator volume formação do óleo (B_o), conforme equações (1), (2) e (3), respectivamente. No entanto, as correlações de Standing são válidas desde que os limites apresentados na Tabela 1 sejam atendidos.

Tabela 1 – Limites estabelecidos para validação da correlação de Standing (1947).

Limites para validade da correlação de Standing		
130 <	P_b (psia)	< 7000
1,024 <	B_o $\left(\frac{\text{bbl}}{\text{STB}}\right)$	< 2,150
20 <	R_s $\left(\frac{\text{scf}}{\text{STB}}\right)$	< 1425
0,59 <	γ_g (ar = 1)	< 0,95
16,5 <	$^\circ\text{API}$	< 63,8
100 <	Temperatura ($^\circ\text{F}$)	< 258

O cálculo da Razão de Solubilidade pode ser determinado por:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) 10^{0,0125 \text{ API} - 0,00091 (T-460)} \right]^{1,2048} \quad (1)$$

A Pressão de Bolha pode ser estimada por:

$$P_b = 18,2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,83} (10)^{0,00091 (T-460) - 0,0125 (\text{API})} - 1,4 \right] \quad (2)$$

E o Fator volume-formação do óleo pode ser encontrado por:

$$B_o = 0,9759 + 0,000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 (T - 460) \right]^{1,2} \quad (3)$$

A correlação desenvolvida por Glaso permite que as equações desenvolvidas sejam utilizadas para estimar os parâmetros PVT de todos os tipos de misturas gás/óleo em várias regiões do mundo, desde que seja feita a correção dos não hidrocarbonetos na superfície dos gases e da parafinidade do óleo. A realização desses ajustes é a característica principal dessa correlação. Os valores de limites estabelecidos por Glaso para validade de sua correlação estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites estabelecidos para validação da correlação de Glaso.

Limites para validade da correlação de Glaso		
150 <	Pb (psia)	< 7127
1,087 <	Bob $\left(\frac{bbl}{STB} \right)$	< 2,588
90 <	Rs $\left(\frac{scf}{STB} \right)$	< 2637
0,65 <	γ_g (ar = 1)	< 1,276
23,7 <	°API	< 45,2
80 <	Temperatura (°F)	< 280

A Razão de Solubilidade pela correlação de Glaso é dada por:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{API^{0,989}}{(T-460)^{0,172}} \right) \left(10^{2,8869 - [14,1811 - 3,3093 \log(P)]^{0,5}} \right) \right]^{1,2255} \quad (4)$$

A correlação de Glaso propõe o cálculo da pressão de bolha pela equação:

$$\log(P_b) = 1,7669 + 1,7447 \log(P_b^*) - 0,30218 [\log(P_b^*)]^2 \quad (5)$$

Sendo P_b^* :

$$P_b^* = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,816} (T)^{0,172} (API)^{-0,989} \quad (6)$$

Para cálculo do Fator volume-formação do óleo:

$$B_o = 1 + 10^{(-6,58511 + 2,91329 A - 0,27683 A^2)} \quad (7)$$

A correlação de Vazquez-Beggs possui os limites estabelecidos para sua validade apresentados na Tabela 3. Além disso, apresenta duas características importantes. Uma delas é definida com base na densidade do óleo e no valor de referência do °API sendo 30, para as correlações da razão de solubilidade, pressão de bolha e fator volume-formação do óleo. A outra característica utiliza a

densidade do gás obtida na pressão do separador considerando a pressão de 14,7 psia, conforme equação:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912 (10^{-5}) (API) (T_{sep} - 460) \log\left(\frac{P_{sep}}{114,7}\right) \right] \quad (8)$$

Tabela 3 – Limites estabelecidos para validação da correlação de Vazquez-Beggs.

Limites para validade da correlação de Vazquez - Beggs		
15 <	Pb (psia)	< 6055
0 <	Rs $\left(\frac{scf}{STB}\right)$	< 2199
0,511 <	γ_g (ar = 1)	< 1,351
15,3 <	°API	< 59,5
70 <	Temperatura (°F)	< 295

Na correlação de Vazquez-Beggs, a Razão de Solubilidade pode ser estimada por:

$$RS = \frac{\gamma_{gs} P^{C_2}}{C_1} 10^{[C_3 \left(\frac{API}{T+460}\right)]} \quad (9)$$

Os coeficientes relacionados ao valor de referência do °API, para a razão de solubilidade, tem seus valores representados na Tabela 4.

Tabela 4 – Coeficientes para o cálculo da razão de solubilidade, propostos por Vazquez-Beggs.

°API	C ₁	C ₂	C ₃
°API < 30	27,64	1,0937	11,172
°API > 30	56,06	1,1870	10,393

A Pressão de Bolha pode ser estimada a partir da equação:

$$P_b = \left[\left(\frac{C_1 R_s}{\gamma_{gs}} \right) \left(10^{-C_3 \frac{API}{T}} \right) \right]^{C_2} \quad (10)$$

Os coeficientes que devem ser utilizados para se determinar a pressão de bolha têm os valores apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Coeficientes para o cálculo da pressão de bolha, propostos por Vazquez-Beggs

°API	C ₁	C ₂	C ₃
°API < 30	27,624	0,914328	11,172
°API > 30	56,18	0,84246	10,393

O Fator volume-formação do óleo pode ser determinado por:

$$B_o = 1,0 + C_1 R_s + C_2 ((T - 460) - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) + C_3 R_s ((T - 460) - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) \quad (11)$$

Usando os valores que estão relatados na Tabela 6 para os coeficientes C_1 , C_2 e C_3 .

Tabela 6 – Coeficientes para o cálculo do fator volume-formação do óleo, por Vazquez-Beggs.

°API	C_1	C_2	C_3
°API < 30	$4,677 \times 10^{-4}$	$1,751 \times 10^{-5}$	$- 1,811 \times 10^{-8}$
°API > 30	$4,670 \times 10^{-4}$	$1,100 \times 10^{-5}$	$1,337 \times 10^{-9}$

Resultados e Discussão

Após o cálculo das propriedades (pressão de bolha, razão de solubilidade e fator volume-formação do óleo) utilizando as correlações de Standing, Glaso e Vazquez-Beggs, os resultados foram postos em gráficos a fim de facilitar a comparação, assim como identificar facilmente a correlação que mais se adequou aos dados obtidos experimentalmente. A Figura 1 apresenta o comparativo entre os resultados da pressão de bolha obtidos com as correlações de estudadas com os dados experimentais dos 3 casos estudados.

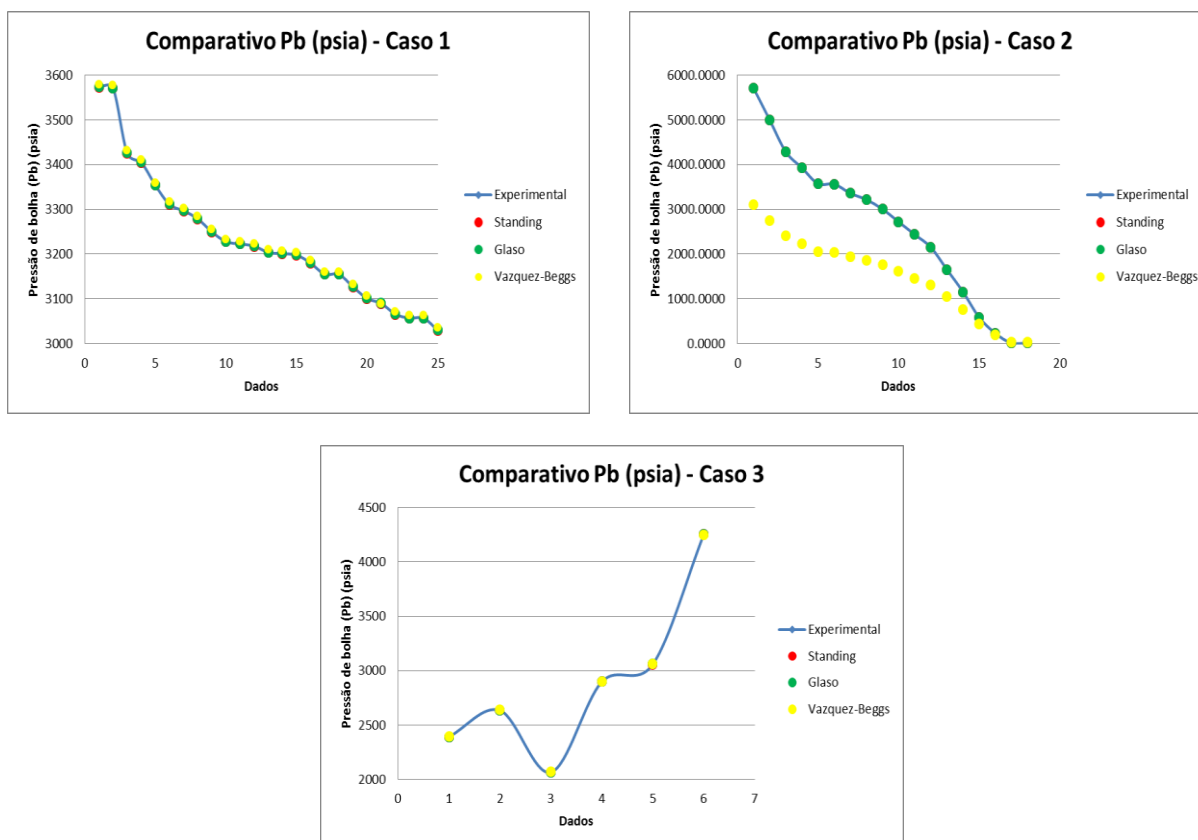


Figura 1: Comparativo da pressão de bolha entre os resultados obtidos com as correlações estudadas e os resultados experimentais.

A partir de uma análise detalhada da Figura 1 pode-se concluir que os dados de pressão de bolha experimentais foram bem representados pelas correlações de Standing, Glaso e Vazquez-Beggs, exceto para o caso 2 onde identificou-se uma distorção entre os dados experimentais e os valores encontrados pela correlação de Vazquez-Beggs.

A Figura 2 apresenta o comparativo entre os resultados da razão de solubilidade obtidos com as correlações de estudadas com os dados experimentais dos 3 casos estudados.

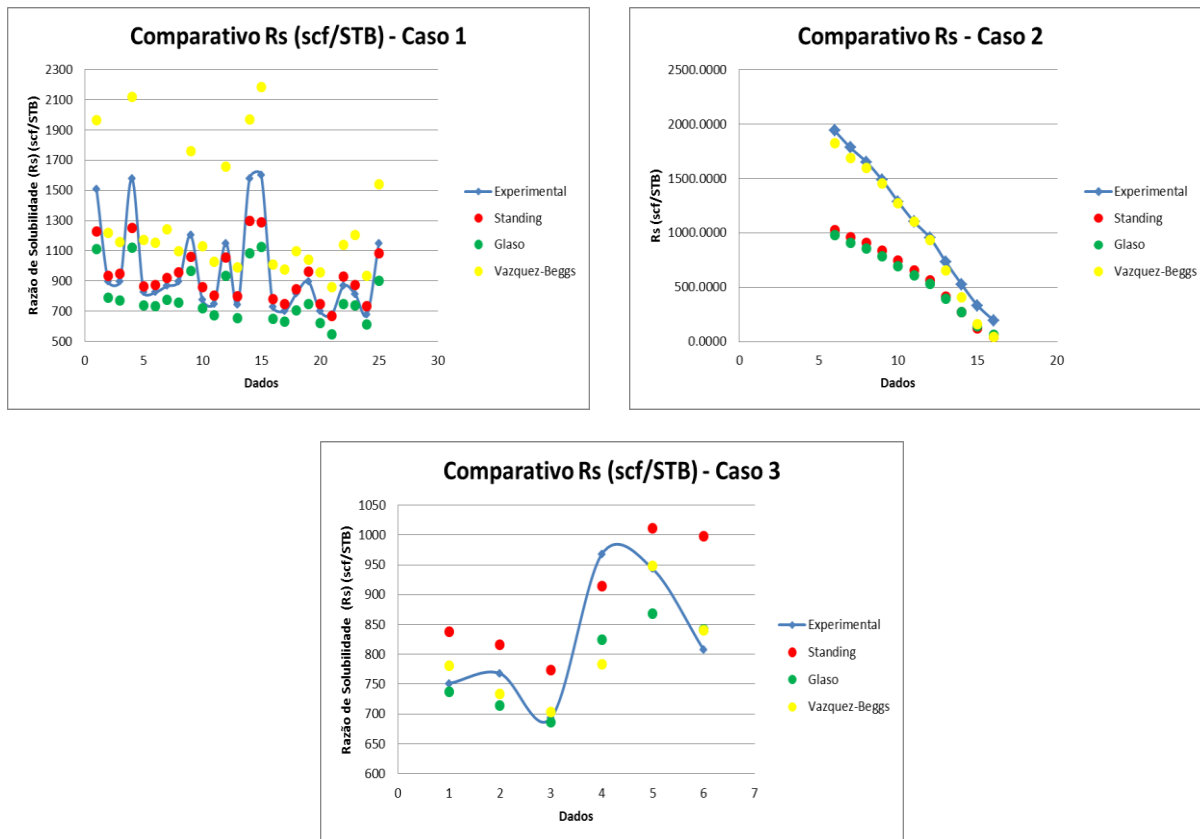
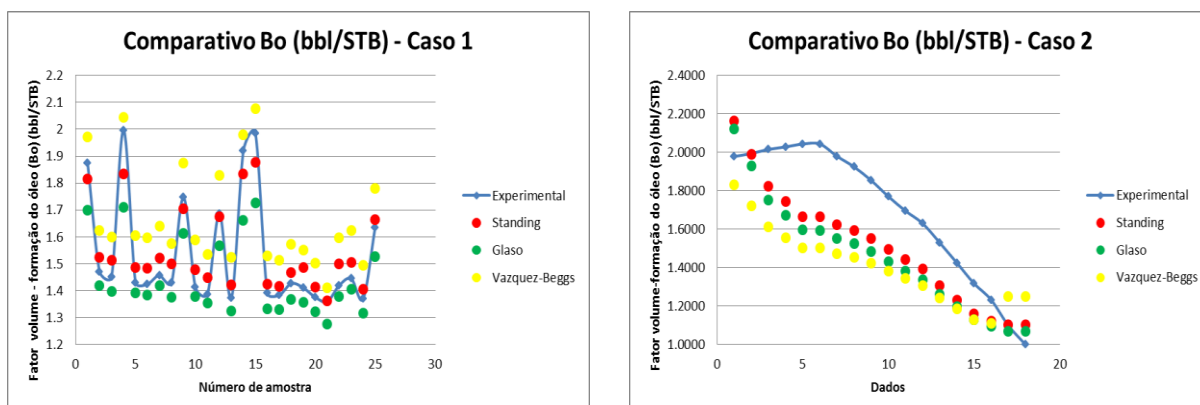


Figura 2: Comparativo da razão de solubilidade entre os resultados obtidos com as correlações estudadas e os resultados experimentais.

A Figura 2 mostra que os valores da razão de solubilidade obtidos pelas correlações de Glaso e Standing se destacaram para o conjunto de dados experimentais dos casos 1 e 3. A correlação de Vazquez-Beggs se mostrou mais coerente para os dados experimentais do caso 3.

A Figura 3 apresenta o comparativo entre os resultados do fator volume-formação do óleo obtidos com as correlações de estudadas com os dados experimentais dos 3 casos estudados.



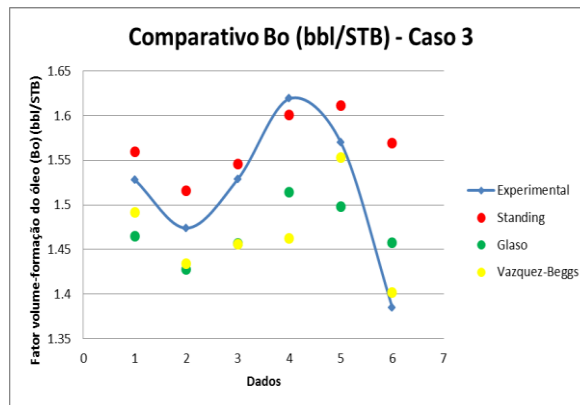


Figura 3: Comparativo do fator volume-formação do óleo entre os resultados obtidos com as correlações estudadas e os resultados experimentais.

Os resultados obtidos para o fator volume-formação do óleo apresentados na Figura 3 confirmam que, para os três casos estudados, as correlações que mais se aproximaram dos resultados experimentais foram as correlações de Glaso e Standing.

Conclusões

A partir dos resultados obtidos foi possível verificar que as correlações empíricas podem ser utilizadas desde que atendam aos intervalos de pressão, temperatura, densidades do óleo e do gás, dentre outras especificações restritivas para cada correlação. Através das análises dos gráficos para cada propriedade (pressão de bolha, razão de solubilidade e fator volume-formação do óleo) possível observar que as três correlações empíricas (Standing, Glaso e Vazquez-Beggs) obtiveram resultados satisfatórios. Para a razão de solubilidade, a correlação que obteve menor desvio padrão, em pelo menos dois dos três casos estudados, foi a correlação de Glaso. Já em relação a pressão de bolha, a correlação de Standing foi a que mais se destacou, obtendo o menor valor de desvio padrão em pelo menos dois dos três conjuntos de dados utilizados pra desenvolvimento desse trabalho. Para o fator volume-formação do óleo, a correlação que obteve menores valores para desvio padrão foi a correlação de Glaso.

Referências Bibliográficas

AL-MARHOUN, M. A., **PVT Correlations for Middle East Crude Oils.**, Journal of Petroleum Technology, 1988.

AL-SHAMMASI, A. A. "A Review of Bubblepoint Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations", SPE Res Eval & Eng, v. 4, n. 2, pp.146-160, 2001.

DE GHETTO, G. et al. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils", In: SPE International Heavy Oil Symposium, Calgary, June 1995.

GLASO, O. "Generalized Pressure Volume Temperature Correlation", Journal of Petroleum Technology, v.32, n.5, pp.785-795, May 1980.

GRAVIER, J. F., Propriétés des Fluides de Gisements. Éditions Technip. 1986.

PEDERSEN, K.S., Christensen, P.L., Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. CRC Press, 2007.

SENA, K. M. R., Implementação de uma ferramenta computacional para cálculo das propriedades dos fluidos de reservatório. 188 f. Monografia (Graduação) - Engenharia de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, 2010.

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

STANDING, M. B., “A General Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Greases”, Drill. and Prod. Prac., API, 1947.

VAZQUEZ, M. E., BEGGS, H. D., “Correlations for Fluid Physical Property Prediction”, Journal of Petroleum Technology, pp. 968-70, June 1980.