

CORRELAÇÕES APLICADAS À PREDIÇÃO DA PRESSÃO DE SATURAÇÃO E FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO: UMA REVISÃO DA LITERATURA

Novaes, W. S.¹, Dutra Jr, T. V.², Selvam, P. V. P.³

^{1,2,3}Universidade Federal do Rio Grande Norte – UFRN, Núcleo de Tecnologia – NT
Programa de Pós – Graduação em Engenharia Química – PPGEQ
Campus Universitário – Lagoa Nova, CEP: 59072 – 970 – Natal/RN
alquimista@eq.ufrn.br¹; tarcelio@eq.ufrn.br²; surnpvpa@eq.ufrn.br³;

Resumo – No estudo de um reservatório, a solução de diversos problemas referentes a sua performance e desenvolvimento em diversos estágios de sua vida produtiva requer o conhecimento das propriedades físico-químicas dos fluidos presentes neste reservatório a elevadas temperaturas e pressões. As propriedades PVT (Pressão – Volume – Temperatura) são convencionalmente mensuradas experimentalmente através de análises laboratoriais utilizando amostras originais ou recombinadas, tendo em vista sua alta precisão. Porém, devido a instalações laboratoriais insuficientes ou a indisponibilidade de amostras de um certo reservatório, tais medidas diretas nem sempre são possíveis de serem realizadas. Entretanto, outras técnicas foram desenvolvidas visando tal propósito, sendo que durante as últimas décadas a utilização e o desenvolvimento de correlações empíricas tornou-se bastante disseminado. Portanto, o presente trabalho tem por objetivo realizar uma revisão das correlações freqüentemente encontradas na literatura e utilizadas na predição da pressão de saturação e fator volume de formação.

Palavras-Chave: Correlações, Propriedades PVT, Fator Volume de Formação, Pressão de Saturação, Revisão.

Abstract – The knowledge of physical properties of reservoir fluids to elevate pressure and temperature has fundamental importance in the solution of most petroleum engineering problems. The Pressure – Volume – Temperature properties for reservoir hydrocarbon mixtures are usually obtained from laboratory analysis of preserved or recombined reservoir samples. However, in many cases the PVT analysis may not be available in the early life of a reservoir. When such direct measurements are not available the fluid properties also need be evaluated based on empirical correlations. Over the past decade several correlations have been developed and reported in the literature for this purpose. The objective of the present work is to perform a review of the most frequently used empirical correlations to predict the PVT properties published in the literature.

Keywords: Review, Correlations, PVT Properties, Formation Volume Factor, Bubblepoint Pressure.

1. Introdução

No estudo de um reservatório, a solução de diversos problemas referentes a sua performance e desenvolvimento em diversos estágios de sua vida produtiva, requer o conhecimento das propriedades físico-químicas dos fluidos presentes neste reservatório a elevadas temperaturas e pressões. As propriedades PVT (Pressão, Volume e Temperatura) para um determinado reservatório contendo uma mistura de hidrocarbonetos, são convencionalmente mensuradas experimentalmente através de análises laboratoriais utilizando amostras originais ou recombinadas destes fluidos, tendo em vista a sua alta precisão. Porém, devido às instalações laboratoriais insuficientes ou a indisponibilidade de amostras em certos reservatórios tais medidas diretas nem sempre são possíveis de serem realizadas. Entretanto, durante as últimas décadas, outras técnicas foram desenvolvidas visando este propósito.

Desde os anos 50, o termo “simulação de reservatório” e “modelagem matemática de reservatórios” tornou-se popular. Esses termos são sinônimos e referem-se à habilidade do uso de fórmulas matemáticas para a previsão da performance e propriedades de um reservatório de gás ou óleo. A modelagem matemática de reservatórios junto com o desenvolvimento de sofisticados métodos numéricos foi extremamente auxiliada pelo desenvolvimento em larga escala dos computadores digitais. Com o advento dos computadores e desenvolvimento de tais métodos, as correlações empíricas são freqüentemente utilizadas no estudo do comportamento das propriedades dos fluidos, quando as medidas diretas não são possíveis de serem empregadas.

O uso de correlações, na engenharia de reservatório, para os trabalhos iniciais nos campos de petróleo, tem grande importância, uma vez que, no início da vida produtiva de um campo, não se dispõe de medidas de propriedades físico-químicas de fluidos provenientes de amostragem de fundo.

Muitas vezes é possível conseguir informações para um poço que não foi amostrado, com base em dados medidos na superfície, usando correlações desenvolvidas em outros poços do mesmo reservatório, ou reservatórios semelhantes, com certa acuracidade. Foi com esse propósito que começaram a ser desenvolvidas as correlações empíricas na indústria do petróleo.

Os objetivos principais das correlações são:

- a. Obter informações de propriedades físico-químicas de fluidos em poços e campos onde a amostragem de fundo é difícil ou impossível;
- b. Reduzir o tempo em obter informações desejadas;
- c. Permitir o uso de dados iniciais do campo, para estabelecer procedimentos operacionais antes de uma amostra de fundo ser obtida e analisada no laboratório;
- d. Estimar propriedades originais ou recombinadas em reservatórios que não tiveram amostragem de fundo;
- e. Verificar a qualidade de determinadas amostras em um campo;
- f. Verificar erros na determinação das propriedades de um fluido pelo laboratório.

O presente trabalho tem por objetivo realizar uma revisão das correlações freqüentemente encontradas na literatura para a predição da pressão de saturação e fator volume de formação.

2. Correlações PVT: O Estado da Arte

2.1. Fator Volume de Formação, B_o

Um dos trabalhos mais recentes envolvendo o estudo de correlações para prever B_o , foi publicado por Al-Shammasi (2001). Segundo o autor em 1947, Standing publicou sua correlação para B_o . Os estudos de Standing foram baseados em experimentos laboratoriais realizados a partir de 105 amostras de 22 tipos diferentes de óleos da Califórnia. Sua correlação trata B_o como uma função da temperatura do reservatório, razão de solubilidade e densidade relativa do óleo ($\rho_o = 1$) e gás ($\rho_g = 1$). A correlação de Standing foi a primeira a utilizar esses parâmetros, onde atualmente são comumente utilizados no desenvolvimento de correlações, além de que tal correlação é a mais utilizada na indústria do petróleo. Vazquez e Beggs, em 1976 também publicaram sua correlação para B_o . Eles dividiram as amostras de óleo em duas categorias, acima de 30 grau API e abaixo de 30 grau API. Para esse estudo foram utilizados mais de 6000 dados obtidos através de cerca de 600 análises realizadas em laboratórios.

Glasø em 1978 publicou uma correlação para B_o , que foi desenvolvida a partir da correlação proposta por Standing através de modificações secundárias. Ele utilizou 41 dados obtidos experimentalmente, provenientes principalmente da região do mar do norte. Al-Marhoun em 1988 apresentou sua correlação, obtida a partir de dados adquiridos de reservatórios do Oriente Médio. Abdul-Majeed e Salman em 1988 publicaram sua correlação, baseada na correlação proposta por Al-Marhoun através do ajuste de novos coeficientes. Al-Marhoun em 1992 atualizou sua correlação utilizando cerca de 4012 dados coletados de reservatórios de diferentes partes do mundo. Também em 1992 Dokla e Osman, Macary e El-Batanoney, e Farshad et al, publicaram três novas correlações para a estimação do B_o , Dokla e Osman utilizaram amostras de óleo dos Emirados Árabes Unidos, Farshad et al da Colômbia e Macary e El-Batanoney do Egito. Em 1993 Omar e Todd, Petrosky e Farshad desenvolveram duas novas correlações modificadas a partir do trabalho desenvolvido por Standing, através do ajuste de novos coeficientes. Tais correlações foram obtidas de dados de reservatórios provenientes da Malásia e do Golfo do México respectivamente. As correlações Propostas por Kartoatmodjo e Schmidt em 1994, Amehaideb em 1997 são as correlações mais recentes encontradas na literatura. A Tabela 1 mostra detalhadamente os dados referentes a cada correlação por autor citado acima.

Tabela 1 – Dados de correlações para cada autor (Fator Volume de Formação - B_o)

Correlações	Número de dados	Faixa aplicabilidade					Erro relativo	Erro absoluto	Desvio padrão
		B_o	T	R_s	Grau API	γ_g			
Standing (1947)	105	1,024 a 2,15	100 a 258	20 a 1425	16,5 a 63,8	0,59 a 0,95	1,17	-	-
Vazquez e Beggs (1980)	6004	1,028 a 2,226	75 a 294	0 a 2199	15,3 a 59,3	0,511 a 1,35	-	-	-
Glasø (1980)	41	1,032 a 2,588	80 a 280	90 a 2637	22,3 a 48,1	0,65 a 1,28	-0,43	-	2,18
Al-Marhoun (1988)	160	1,032 a 1,997	74 a 240	26 a 1602	19,4 a 44,6	0,75 a 1,37	-0,01	0,88	1,18
Petrosky e Farshad (1993)	90	1,118 a 1,623	114 a 288	217 a 1406	16,3 a 45,0	0,58 a 0,85	-0,01	0,64	0,58
Farshad, Leblance, Garber e Osorio (1992)	107	1,060 a 2,064	95 a 260	6 a 1645	18,0 a 44,9	0,66 a 1,7	13,32	-	37,02
Almehaideb (1997)	62	1,142 a 3,562	190 a 306	128 a 3871	30,9 a 48,6	0,75 a 1,12	-	1,35	5,17
Omar e Todd (1993)	93	1,085 a 1,954	125 a 280	142 a 1440	26,6 a 53,2	0,612 a 1,32	-	1,44	1,88
Abdul-Majeed e Salman (1998)	420	1,028 a 2,042	75 a 290	0 a 1664	9,5 a 59,5	0,51 a 1,35	-0,24	1,4	1,91
Macary e El-batanoney (1992)	90	1,20 a 2,00	130 a 290	200 a 1200	25 a 40	0,70 a 1,00	0,52	7,04	-
Dokla e Osman (1992)	51	1,216 a 2,493	190 a 275	181 a 2266	28,2 a 40,3	0,80 a 1,29	0,023	1,225	1,681
Kartoatmodjo e Schmidt (1994)	5392	1,007 a 2,144	75 a 320	0 a 2890	14,4 a 58,9	0,38 a 1,71	-0,104	2,025	-

B_o – Fator volume de formação (bbl/ STB), T – Temperatura ($^{\circ}F$), R_s – Razão de solubilidade (scf/ STB), γ_g – Densidade relativa média dos gases (Adimensional), Erro relativo (%), Erro absoluto (%), S – Desvio padrão.

2.2. Pressão de Saturação ou Pressão de Bolha, P_b

McCain (1998), afirma que o conhecimento preciso da pressão de saturação é um dos fatores mais importantes no desenvolvimento primário ou subsequente de um campo produtivo. A pressão de saturação se faz necessária em cálculos de balanço de materiais, análise da performance de poços, simulação de reservatórios e cálculos em engenharia de produção. Além disso, a pressão de saturação é um parâmetro, diretamente ou indiretamente utilizado, na maioria das correlações destinadas ao cálculo de propriedades de óleos. Deste modo, um erro no cálculo da pressão de saturação causará erros na estimativa de tais propriedades e conseqüentemente propagando esses erros ao longo de todos os cálculos de engenharia de reservatórios e produção. Portanto segundo Whitson-Brulé (2000), a pressão de saturação durante os últimos anos tem recebido mais atenção que as demais propriedades.

Dindoruk-Christman (2001) e McCain (1998), definem a pressão de saturação, como sendo geralmente função de dados disponíveis em campo, tais como: razão de solubilidade, densidade relativa do gás ($\gamma_g = 1$), densidade relativa do óleo ($\gamma_o = 1$) e temperatura do reservatório ou seja, comumente $p_b = f(R_s, \gamma_g, \text{Grau API}, T)$.

Mohammed – Al-Marhoun (1996), realizaram uma revisão das correlações existentes na literatura, para avaliação de amostras de óleos provenientes do Paquistão. De acordo com os autores, Standing em 1947 apresentou uma correlação para predição da pressão de saturação e definiu sua correlação assim como Dindoruk-Christman (2001) e McCain (1998). Os dados disponíveis para esse estudo foram obtidos a partir de amostra de campos da Califórnia. Segundo Whitson-Brulé (2000), Standing foi o primeiro a desenvolver uma correlação para a pressão de saturação que obteve resultados precisos. Ainda nos estudos de Mohammed – Al-Marhoun (1996), Lasater em 1995 desenvolveu sua correlação através de dados sem a presença de impurezas como CO_2 e H_2S . As amostras foram coletadas do Canadá, Estados Unidos e América do Sul. Essa correlação foi amplamente citada e utilizada durante um longo período tempo, até que Vazquez e Beggs em 1980 apresentaram seu trabalho para estimação da pressão de saturação de óleos saturados. Eles recomendaram uma bifurcação, e sugeriram duas correlações, uma válida para grau API ≤ 30 e outra para grau API > 30 . Glasø em 1980 também publicou sua correlação. Os dados para esse estudo foram provenientes do Mar do Norte. Ele também recomenda um método de correção da pressão de saturação quando uma quantidade significativa de impurezas está presente junto com gás associado na superfície. Al-Marhoun em 1988 publicou sua correlação para determinar a pressão de saturação baseado em amostras do Oriente Médio. A Tabela 2 mostra detalhadamente os dados referentes a cada correlação por autor citado acima.

Tabela 2 – Dados de correlações para cada autor (Pressão de saturação - P_b)

Correlações	Número de dados	Faixa aplicabilidade					Erro relativo	Erro absoluto	Desvio padrão
		P _b	T	R _s	Grau API	γ _g			
Standing (1947)	105	130 a 7000	100 a 258	20 a 1425	16,5 a 63,8	0,59 a 0,95	4,8	-	-
Vazquez e Beggs (1980)	6004	15 a 6055	75 a 294	0 a 2199	15,3 a 59,3	0,511 a 1,35	-	-	-
Al-Marhoun (1988)	160	20 a 3573	74 a 240	26 a 1602	19,4 a 44,6	0,75 a 1,37	0,03	3,66	4,536
Dokla e Osman (1992)	51	590 a 4640	190 a 275	181 a 2266	28,2 a 40,3	0,80 a 1,29	0,45	7,61	10,378
Farshad, Leblance, Galber e Osório (1992)	43	32 a 4138	95 a 260	6 a 1645	18,0 a 44,9	0,66 a 1,7	-3,49	-	14,61
Farshad Leblance, Galber e Osório (1992)	43	32 a 4138	95 a 260	6 a 1645	18,0 a 44,9	0,66 a 1,7	13,32	-	37,02
Glasø (1980)	41	165 - 7142	80 a 280	90 a 2637	22,3 a 48,1	0,65 a 1,28	1,28	-	6,98
Lasater (1958)	158	48 a 5780	82 a 272	3 a 2905	17,9 a 51,1	0,57 a 1,2	3,8	-	-
Macary e El-Batanoney (1992)	90	1200 a 4600	130 a 290	200 a 1200	25 a 40	0,70 a 1,00	0,52	7,04	-
Omar e todd (1993)	93	790 a 3851	125 a 280	142 a 1440	26,6 a 53,2	0,61 a 1,32	-	7,17	9,54
Petrosky e Farshad	90	1574 a 6523	114 a 288	217 a 1406	16,3 a 45,0	0,58 a 0,86	-0,17	3,28	2,56
Kartoatmodjo e Schimidt (1994)	5392	15 a 6055	75 a 320	0 a 2890	14,4 a 58,9	0,38 a 1,71	3,34	20,17	-
Almehaideb (1957)	62	501 a 4822	190 a 306	128 a 3871	30,9 a 48,6	0,75 a 1,12	-	4,997	6,56

P – Pressão de Saturação (psia), T – Temperatura (°F), R_s – Razão de solubilidade (scf/ STB), γ_g – Densidade relativa média dos gases (Adimensional), Erro relativo (%), Erro absoluto (%), S – Desvio padrão.

3. Resultados e Discussões

Os resultados da revisão bibliográfica proposta pelo presente trabalho estão apresentados nas Tabela 3 e 4 onde estão disponibilizadas as correlações frequentemente citadas e utilizadas pela literatura técnica especializada sendo doze correlação para o fator volume de formação e treze para pressão de saturação. As Tabelas 1 e 2 mostram detalhadamente os dados referentes a cada correlação por autor como faixa de aplicabilidade e erros inerentes a cada modelo.

Tabela 3 – Correlações (Fator Volume de Formação - B_o)

AUTOR	CORRELAÇÃO
Standing (1947)	$B_o = 0.972 + 1,472 e^{-4} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\text{GrauAPI}} \right)^{0,5} + 1,25 T \right]^{1,175}$
Vazquez e Beggs (1980)	$B_o = 1 + a_1 R_s + a_2 \left[\left(\frac{\text{GrauAPI}}{\gamma_g} \right) (T - 60) \right] + a_3 \left[R_s \left(\frac{\text{GrauAPI}}{\gamma_g} \right) (T - 60) \right]$ <p>para $\gamma_{API} \leq 30$: $a_1 = 4,677e^{-4}$ $a_2 = 1,751e^{-5}$ e $a_3 = -1,8106e^{-8}$ Para $\gamma_{API} > 30$: $a_1 = 4,67e^{-4}$ $a_2 = 1,1e^{-5}$ e $a_3 = 1,337e^{-9}$</p>
Glasø (1980)	$B_o = 1 + 10^{[-6,58511 + 2,91329(\log G) - 0,27683 \log(G)^2]}$ <p>onde $G = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\text{GrauAPI}} \right)^{0,526} + 0,968 T$</p>
Al-Marhoun (1988)	$B_o = 0,497069 + 0,862963e^{-3}(T + 460) + 0,182594e^{-2}M + 0,318099e^{-5}M^2$ <p>onde $M = R_s^{0,74239} \gamma_g^{0,323294} \text{GrauAPI}^{-1,20204}$</p>

Petrosky e Farshad (1993)	$B_o = 1,0113 + 7,2046 e^{-5} [R_s^{0,3738} (\frac{\gamma_g^{0,2914}}{GrauAPI^{0,6265}}) + 0,24626 T^{0,5371}]^{3,0936}$
Farshad, Leblance, Garber e Osorio (1992)	$B_o = 1 + 10^{[-2,6541+0,5576(\log G)-0,3331 \log(G)^2]}$ onde, $G = R_s^{0,5956} \gamma_g^{0,2369} GrauAPI^{-1,3282} + 0,0976T$
Almehaideb (1997)	$B_o = 1,122018 + 1,41 e^{-6} R_s \frac{T}{GrauAPI^2}$
Omar e Todd (1993)	$B_o = 0,972 + 1,472 e^{-4} [R_s (\frac{\gamma_g}{GrauAPI})^{0,5} + 1,25 T]^X$ onde, $X = 1,1663 + 0,762e^{-3} (\frac{\gamma_{oAPI}}{\gamma_g}) + -0,0399.GrauAPI$
Abdul-Majeed e Salman (1998)	$B_o = 0,9657876 + 7,73e^{-4} (T + 460) + 4,8141e^{-5} M - 6,8987e^{-10} M^2$ onde $M = R_s^{1,2} \gamma_g^{-0,147} GrauAPI^{-5,222}$
Macary e El-batanoney (1992)	$B_o = (1,0031 + 0,0008T)N$ Onde, $N = \exp[0,0004 R_s + 0,0006 (\frac{GrauAPI}{\gamma_g})]$
Dokla e Osman (1992)	$B_o = 0,431935e^{-1} + 0,156667e^{-2} (T + 460) + 0,139775e^{-2} M + 0,380525e^{-5} M^2$ onde $M = R_s^{0,773572} \gamma_g^{0,404020} GrauAPI^{-0,882605}$
Kartoatmodjo e Schmidt (1994)	$B_o = 0,98496 + 0,0001 [R_s^{0,755} (\frac{\gamma_g^{0,25}}{GrauAPI^{1,5}}) + 0,45 T]^{1,5}$

Continuação Tabela 03

Tabela 4 – Correlações (Pressão de Saturação – P_b)

AUTOR	CORRELAÇÃO
Standing (1947)	$p_b = 18,2 [(\frac{R_s}{\gamma_g})^{0,83} 10^{(0,00091 T - 0,0125 .GrauAPI)} - 1,4]$
Vazquez e Beggs (1980)	$p_b = \{ (a_1 \frac{R_s}{\gamma_g}) \text{ant log} [-a_3 \frac{GrauAPI}{(460 + T)}] \}^{a_2}$ para $\gamma_{API} \leq 30$: $a_1 = 27,64$ $a_2 = 1,0937$ e $a_3 = 11,72$ para $\gamma_{API} > 30$: $a_1 = 56,06$ $a_2 = 1,187$ e $a_3 = 10,393$
Lasater (1958)	$p_b = \frac{[(p_f)(T + 459,67)]}{\gamma_g}$ onde $p_f = 0,38418 - 1,208 Y_g + 9,64868 Y_g^2$, $Y_g = \frac{R_s}{3793} e \frac{350}{R_s + M_o}$ $M_o = 725,32143 - 16,03333 GrauAPI + 0,09524 GrauAPI^2$
Dokla e Osman (1992)	$p_b = 0,836386 e^4 R_s^{0,724047} \gamma_g^{-1,01049} GrauAPI^{0,107991} (T - 460)^{-0,952584}$
Farshad, Leblance, Galber e Osório (1992)	$p_b = 33,22 (\frac{R_s}{\gamma_g})^{0,8283} 10^{(0,000037T - 0,014 .GrauAPI)}$
Farshad Leblance, Galber e Osório (1992)	$p_b = \text{ant log} \{ 0,3058 + 1,9013 \log(G) - 0,26 [\log(G)]^2 \}$ onde $G = \gamma_g^{-1,378} R_s^{1,053} 10^{(0,00069T - 0,0208 .GrauAPI)}$
Glasø (1980)	$p_b = \text{ant log} \{ 1,7669 + 1,7447 \log(G) - 0,30218 [\log(G)]^2 \}$ onde $G = (\frac{R_s}{\gamma_g})^{0,816} T^{0,172} GrauAPI^{-0,989}$

Al-Marhoun (1988)	$p_b = 5,38088e^{-3} R_s^{0,715082} \gamma_g^{-1,877840} \text{GrauAPI}^{3,143700} (T - 460)^{1,326570}$
Macary e El-Batanoney (1992)	$p_b = 204,257 K [R_s^{0,51} - 4,7927]$ Onde $K = \exp [0,00077 T - 0,0097 \text{GrauAPI} - 0,4003 \tilde{\alpha}_g]$
Omar e todd (1993)	$p_b = 18,2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^x \cdot 10^{(0,00091T - 0,0125 \cdot \text{GrauAPI})} - 1,4 \right]$ onde $X = 1,4256 - 0,2608B_o - 0,4596\gamma_g + 0,0448B_o^2 + 0,2360\gamma_g^2 - \frac{0,1077}{B_o\gamma_g}$
Petrosky e Farshad	$p_b = 112,727 \left[\left(\frac{R_s^{0,5774}}{\gamma_g^{0,8439}} \right) 10^X - 12,340 \right]$ onde $X = 4,561e^{-5} T^{1,3911} - 7,916e^{-4} \text{GrauAPI}^{1,5410}$
Kartoatmodjo e Schimidt (1994)	$p_p = \left(\frac{R_s}{a_3 \text{GrauAPI}} \right)^{a_4} \frac{a_1 \gamma_g^{a_2} 10^{460+T}}{460+T}$ para $\gamma_{API} \leq 30$: $a_1 = 0,05958$ $a_2 = 0,7972$ e $a_3 = 13,1405$ $a_4 = 0,9986$ para $\gamma_{API} > 30$: $a_1 = 0,03150$ $a_2 = 0,7587$ e $a_3 = 11,2895$ $a_4 = 0,9143$
Almehaideb (1957)	$p_b = -620,592 + 6,23087 \frac{R_s \text{GrauAPI}}{B_o^{1,38559} \gamma_g} + 2,89868 T$

Continuação Tabela 04

4. Conclusões

O uso de correlações empíricas na predição de propriedades PVT não deve ser indiscriminado, principalmente devido ao caráter empírico associado a cada correlação, como também, a composição complexa e característica inerente a cada fluido e, uma vez que, tais correlações são desenvolvidas a partir de amostras de fluidos de um mesmo campo ou a partir de um determinado grupo de amostras de fluidos de uma região geográfica específica. Portanto, torna-se importante que para aplicações particulares que tais fatores devam ser levados em consideração e conseqüentemente seja realizado um estudo da aplicabilidade e acuracidade de cada correlação proposta, o ajuste de novos coeficientes ou até mesmo o desenvolvimento de novas correlações.

5. Agradecimentos

Os autores gostariam de dedicar seus sinceros agradecimento a Agência Nacional do Petróleo – ANP em especial ao Programa de Recursos Humanos – PRH 14 pelo apoio financeiro e Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela infra-estrutura disponibilizada para a realização do presente trabalho.

6. Referências

- AL-SHAMMASI, A. A. A Review of Bubblepoint Pressure and Oil Formation Volume Factor Correlations, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Richardson, Texas, April, 2001. 2, 4, p. 146-160.
- ELSHARKAWY, A. M., ELGIBALY, A. A., ALIKHAN, A. A. Assessment of the PVT Correlations for Predicting the Properties of Kuwaiti Crude Oils Journal of Petroleum Science and Engineering, 1995. 13, p. 219-232.
- ELSHARKAWY, A. M., ALIKHAN, A. A. Correlations for Predicting Solution Gas/Oil Ratio, Oil Formation Volume Factor, and Undersaturated Oil Compressibility J. of Petroleum Science and Engineering, 1997. 17, p. 291-302.
- MCCAIN, W. D. JR. Correlation of Bubblepoint Pressures for Reservoir Oils - A Comparative Study, Paper SPE 51086 In: SPE EASTERN REGIONAL CONFERENCE, Pittsburgh, PA. , 1998.
- MOHMOOD, M. A., AL-MARHOUN M. A. Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Pakistani Crude Oils, Journal of Petroleum Science and Engineering, 1996. 16, p. 275-290.
- WHITSON, C. H, BRULÉ, M. R. Phase Behavior Richardson, Texas, 2000. Monograph (vol. 20, Henry L. Doherty series) - AIME, Society of Petroleum Engineers.