

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

APLICAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE BALANÇO DE MATERIAIS NO CAMPO DE QUIAMBINA DO PROJETO CAMPO-ESCOLA DA UFBA

AUTORES:

SANTOS, J. P. L.¹; DUARTE, L. J. N.²; SANTOS, L. C. L.¹

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal da Bahia, Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais

²Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

APLICAÇÃO DAS EQUAÇÕES DE BALANÇO DE MATERIAIS NO CAMPO DE QUIAMBINA DO PROJETO CAMPO-ESCOLA DA UFBA

Abstract

Most of the reservoirs located in the reconcavo basin are in advanced stages of exploration, and therefore treated as marginal fields. In order to continue its production operation, it is important to study the actual fluid saturation of these reservoirs. The use of a material balance equation appears to be of great importance in order to characterize the current condition of these reservoirs and, for this case, the Quiambina's field.

In this work, the determination of the original volume of the reservoir was calculated by using the material balance equation and its result was compared with the one calculated by the volumetric equation. It could be observed from the results a good agreement between the two methods. In addition, it could be seen that the actual depletion condition of Quiamina's field is a result of the production of the dissolved gas in the oil.

Introdução

A maioria dos reservatórios pertencentes às bacias brasileiras, e que estão em produção há várias décadas, encontram-se em um avançado estágio de exploração. Devido a esse longo tempo em produção eles são tratados como campos marginais ou maduros. De acordo com Ferreira (2009), “campos marginais de petróleo” são aqueles que produzem predominantemente óleo, cuja produção não ultrapasse 500 barris/d de óleo e 70 mil m³/d de gás. Com isso, o declínio de pressão e a queda de produção, são características marcantes nestes reservatórios.

Os campos marginais, após décadas de produção, geralmente, apresentam baixa produtividade de óleo e alta produtividade de água. O estudo dos fatores que levam estes reservatórios ao declínio de produção e a busca por alternativas para melhorias na produtividade é um dos grandes desafios para os produtores de campos marginais. Portanto, a realização do balanço de materiais e a compreensão dos fatores que levaram o Campo de Quiambina a condição atual de baixa produtividade é a motivação para realização deste trabalho.

Segundo Elsharkawy (1996), os principais métodos para previsão do volume original *in situ* (VOIS) são: o método volumétrico e o método de balanço dos materiais. O método volumétrico é baseado em dados geológicos como, por exemplo, extensão areal do reservatório, propriedades das rochas e distribuição dos fluidos no interior do meio poroso. Este método fornece uma boa estimativa para o volume de fluidos, especialmente no início da vida produtiva do reservatório, que ainda não dispõe de histórico de produção, no entanto, não leva em consideração o mecanismo de produção do reservatório. O método do balanço de materiais é baseado no histórico de produção, na queda de pressão ocorrida no reservatório e nas propriedades das rochas e dos fluidos, além de levar em consideração o mecanismo de produção para estimar o volume original de óleo. Neste trabalho serão utilizados os dois métodos com o objetivo de fazer um comparativo para os valores encontrados.

O balanço de materiais será desenvolvido para o Campo de Quiambina, localizado na bacia do recôncavo baiano. Este campo foi descoberto pela Petrobras em 1983 e esteve em produção, sob concessão da mesma, de 1983 até 1989, quando foi fechado. Reiniciou-se em 1995 e foi desativado

em 1997. A partir de 2004 ocorreu sua reabertura, com a criação do Projeto Campo-Escola, após concessão de cinco campos marginais à Universidade Federal da Bahia – UFBA pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, após parceria entre as duas instituições. As produções acumuladas até agosto de 2007 é de 9,17 mil m³ std (57,7 mil barris) de óleo e 136 mil m³ std de gás.

O presente trabalho tem como objetivo realizar estudos visando determinar as condições atuais de produção do Campo de Quiambina. Serão também utilizadas algumas correlações, desenvolvidas para reservatórios em condições análogas, com o objetivo de obter parâmetros, tais como: pressão estática, pressão de bolha, razão de solubilidade, fator volume-formação do óleo e fator de recuperação. Os resultados obtidos serão de grande importância no entendimento dos fatores que levaram o poço as condições atuais de declínio de produção.

Metodologia

O balanço de materiais de um reservatório de hidrocarbonetos nada mais é do que um balanço de massas dos fluidos existentes no interior da rocha-reservatório (Rosa et al, 2006). A Equação de Balanço de Materiais (EBM) é escrita de tal forma que, em um instante qualquer, o volume dos fluidos presentes no reservatório seja a diferença entre o volume inicialmente existente e o produzido, sendo esses volumes geralmente medidos em condições padrão de pressão e temperatura (1 atm e 20 °C).

A equação de balanço de materiais será estudada para o reservatório do Campo de Quiambina considerando a sua produção decorrente apenas da atuação do mecanismo de gás em solução. Inicialmente o reservatório operava pelo mecanismo de gás em solução, e mantém-se subsaturado, pois a pressão de bolha calculada para a composição atual da mistura encontra-se abaixo da pressão de reservatório atual. Na Tabela 1 têm-se as principais características dos reservatórios de Quiambina para suas condições originais.

Tabela 1- Propriedades originais do Campo de Quiambina

P_i (kgf/cm²)	T (° C)	Espessura (m)	Φ (%)	K (mD)	S_{wi} (%)
60	44	3,5	20	670	18

P_{sat} (kgf/cm²)	°API	B_{oi} (m³/m³std)	μ (cP)	γ_g (ar=1)	R_{si} (m³std/m³std)
43	28,4	1,05	13	0,7	20

Neste trabalho, a EBM será usada para a determinação do volume original de óleo do Campo de Quiambina considerando seu histórico de produção até agosto de 2007. A produção após este período não será considerada em função da atuação do mecanismo secundário de influxo de água no reservatório. Como não se dispõe de dados do aquífero, como por exemplo, raio do aquífero e espessura, o volume de água do influxo não tem como ser calculado.

O cálculo do volume original de óleo obtido pela Petrobras para o reservatório do Campo de Quiambina foi realizado através do método volumétrico. De acordo com Thomas (2001), para a utilização do método volumétrico é necessário uma série de informações sobre o reservatório, tais como: o volume total da rocha portadora de hidrocarbonetos, a porosidade média da rocha, as

saturações dos fluidos e fator volume-formação dos fluidos. As Equações 1 e 2 são utilizadas nesse método.

$$N = \frac{V_r \phi (1-S_{wi})}{B_{oi}} \quad (1)$$

$$N_p = \frac{V_r \phi (1-S_{wi}) F_r}{B_{oi}} \quad (2)$$

A construção da equação de balanço de materiais baseia-se na relação entre o histórico de produção e a queda de pressão observada no decorrer da vida produtiva. Portanto ela pode ser aplicada ao reservatório de Quiambina, pois o mesmo já dispõe de um histórico de produção. É possível descrever a EBM pelo seu princípio fundamental que diz: a expansão total dos fluidos presentes no reservatório somada à contração do volume poroso é igual à produção de fluidos. Desta forma, pode-se dizer que: Variação do volume de óleo original e do gás associado + Variação do volume de gás da capa + Variação do volume de água conata na zona de óleo + Variação do volume de água conata na capa de gás + Variação do volume de poros + Injeção acumulada de água + Injeção acumulada de gás + Influxo acumulado de água = Produção acumulada (óleo, gás e água)

Fazendo a substituição das expressões matemáticas em cada parcela, teremos (Equação 3):

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{mNB_{ti}}{B_{gic}} (B_{gc} - B_{gic}) + \frac{NB_{ti}S_{wi}}{1-S_{wi}} \left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right) + \frac{mNB_{ti}S_{wig}}{1-S_{wig}} \left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right) + \left(\frac{NB_{ti}}{1-S_{wi}} + \frac{mNB_{ti}}{1-S_{wig}} \right) + c_f \Delta p + W_{inj} B_{inj} + G_{inj} B_{inj} + W_e = N_p [B_t - (R_{si} - R_s) B_g] + N_p (R_p - R_s) B_g + W_p B_w \quad (3)$$

Como para a composição da mistura no reservatório todo o gás está dissolvido no óleo, logo não existe capa de gás no reservatório de Quiambina, e temos que ($m=0$) na EBM. Além disso, temos que acima da pressão de bolha, o valor da razão de solubilidade em função da pressão é constante, o que resulta que, $R_p = R_s = R_{si}$ e como o reservatório está subsaturado tem-se que $B_t = B_o$ e $B_{tw} = B_w$. Finalmente, sabendo que para o Campo de Quiambina não ocorreu injeção de gás ou água, e a produção de água no período pode ser considerada praticamente zero, a EBM pode ser simplificada para (Equação 4):

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} \left[C_o + \frac{C_w S_{wio} + C_f}{1-S_{wio}} \right] \Delta p} \quad (4)$$

A partir da equação de balanço de materiais, deduzida para um reservatório com características do Campo de Quiambina, poderemos fazer um comparativo dos valores encontrados para o volume original de fluidos, com o uso do método volumétrico e o valor obtido pela EBM.

Resultados e Discussão

Após fazermos a restrição da equação de balanço de materiais, para um reservatório com as características do Campo de Quiambina, o volume original de óleo pode ser calculado. O emprego da Equação 4 é feito a partir da disponibilidade de dados PVT, histórico de produção e condições de pressão do reservatório.

As correlações desenvolvidas por Standing (1951) foram utilizadas para estimar a razão de solubilidade, fator volume-formação e a pressão no ponto de bolha. Estas correlações basearam-se em 105 trabalhos determinados experimentalmente a partir de amostras de petróleo de reservatórios na área da Califórnia, com características análogas ao Campo de Quiambina.

A pressão atual do reservatório foi obtida através de teste realizado no poço com o aparelho sonolog. O software TWM -*Total Well Management* (Gerenciador Total de poços) registra a variação dos níveis de fluido no espaço anular do poço e como consequência a pressão devido a coluna de fluidos. Segundo Rossi (2010) o poço estando sem produzir, por um período superior a 24 horas, ocorre uma equalização das pressões no fundo do poço. Logo, a pressão de fundo pode ser considerada como sendo igual a pressão atual do reservatório.

A compressibilidade do óleo foi obtida usando a variação das condições de pressão do reservatório durante toda sua vida produtiva. Usando o valor do fator volume-formação do óleo, calculado para pressão de reservatório de agosto/2007 e a queda de pressão do reservatório até este período, pode-se obter o fator volume-formação do óleo empregando a Equação 5:

$$C_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \Delta p} \quad (5)$$

A compressibilidade da água para o reservatório de Quiambina pode ser estimada com o auxílio da correlação desenvolvida por Dodson & Standing (1944). O uso desta correlação nos permite obter o fator volume-formação da água em função das condições de temperatura e pressão do reservatório. Posteriormente, com os valores dos B_w 's encontrados, e com o registro do histórico de queda de pressão do reservatório, desde o início da vida produtiva do campo, o cálculo da compressibilidade da água foi realizado com uso da Equação 6.

$$C_w = \frac{B_w - B_{wi}}{B_{wi} \Delta p} \quad (6)$$

Por último, o valor para compressibilidade efetiva da formação, para este trabalho, foi obtido através de correlações de Hall (1953).

Na Tabela 2 temos as propriedades dos fluidos e da formação, em condições mais recentes (agosto/2007), assim como a produção acumulada e a queda de pressão ocorrida ao longo da produção.

Tabela 2 – Propriedades das rochas e dos fluidos em agosto/2007

P (kgf/cm ²)	B_o (m ³ /m ³ std)	B_{wi} (m ³ /m ³ std)	B_w (m ³ /m ³ std)	R_s (m ³ std/m ³ std)	P_b (kgf/cm ²)
19,6	1,023	1,003	1,005	6,81	17,9

C_o (kgf/cm ²) ⁻¹	C_w (kgf/cm ²) ⁻¹	C_f (kgf/cm ²) ⁻¹	N_p (m ³ std)	Δp (kgf/cm ²)
6,33x10 ⁻⁴	4,91x10 ⁻⁵	5,41x 10 ⁻⁵	9,17 x 10 ³	40,4

De posse dos dados apresentados na Tabela 2 e o uso da Equação 4 (EBM), restrita às condições do reservatório de Quiambina, o cálculo do volume original de óleo resulta em:

$$N = \frac{9,17 \times 10^3 \times 1,023}{1,05 \left[0,000633 + \frac{0,0000491 \times 0,18 + 0,0000541}{1 - 0,18} \right] \times 40,4} = 308,63 \times 10^3 \text{ m}^3 \text{ std de óleo}$$

Aplicando a Equação 1 (método volumétrico) e usando os dados da Tabela 1 e a área do reservatório que é de 0.52 Km², a Petrobras chegou ao seguinte volume original de óleo:

$$N = \frac{0,52 \times 1000^2 \times 3,5 \times 0,2 \times (1 - 0,18)}{1,05} = 284,27 \times 10^3 \text{ m}^3 \text{ std de óleo}$$

O comparativo entre os dois métodos mostra que a discrepância apresentada, usando a EBM e o método volumétrico é de 7,9%. Portanto, é possível constatar esta discrepância está dentro de um limite aceitável, indicando que o método volumétrico possui uma confiabilidade razoável na determinação do volume original de óleo.

A fração recuperada dos fluidos (Fr) é obtida pela razão entre a produção acumulada (N_p) e o volume original de óleo (N) através da Equação 2. Usando uma média para os volumes original de óleo obtidos pelos dois métodos (EBM e Volumétrico), o valor encontrado para a fração de óleo recuperada é de cerca de 3 %. O valor encontrado mostra que a fração recuperada do campo é baixa. Para reservatórios produzindo com atuação do mecanismo de gás em solução, caso deste trabalho, esta recuperação primária pode chegar até 20%.

Uma análise que nos possibilita entender a queda de produção do reservatório de Quiambina é através da sua razão de solubilidade. A partir do conhecimento da razão de solubilidade inicial (R_{si}) e da atual (R_s) é possível calcular o volume de gás que estava dissolvido inicialmente, assim como, o valor em solução atualmente. Os cálculos mostram que para a razão de solubilidade calculada, a quantidade de gás dissolvido no óleo, nas condições de agosto/2007 é de aproximadamente 34% do volume inicial. Como a fonte de energia para a produção do reservatório é devido a expansão do gás dissolvido, a sua produção juntamente com o óleo foi um dos principais fatores que pode ter contribuído para o declínio de produção do campo.

Outro parâmetro importante é a curva IPR (*Inflow Performance Relationship*), a qual estuda o fluxo no meio poroso e auxilia no entendimento das condições de declínio. Ela corresponde a pressão disponível no fundo do poço em função da vazão requerida. As curvas de fluxo no meio poroso podem ser determinadas através do modelo linear e Vogel (Rossi, 2010). A Tabela 3 apresenta as condições de produção inicial e para as condições em agosto/2007, necessárias para a produção da curva IPR.

Tabela 3 – Condições de produção inicial e atual

Condições iniciais de produção				
P(kgf/cm ²)	P _{wf} (kgf/cm ²)	P _{sat} (kgf/cm ²)	Q(m ³ /d)	IP(m ³ /dia)/(kgf/cm ²)
60	49,7	43	12	1,16

Condições de produção em agosto/2007				
P(kgf/cm ²)	P _{wf} (kgf/cm ²)	P _{sat} (kgf/cm ²)	Q(m ³ /d)	IP((m ³ /dia)/(kgf/cm ²))
19,6	7,1	17,9	1,1	0,088

Como o reservatório apresentava originalmente subsaturado e a produção de água inicial era considerada quase zero, os dois modelos (Linear e Vogel) representam bem o fluxo no meio poroso. As curvas IPR mostradas nas Figuras 1 e 2 apresentam um trecho em linha reta, acima do ponto de saturação da mistura inicial, e outro representado por uma parábola de concavidade voltada para baixo, abaixo do ponto onde as frações mais leves começavam a ser liberadas. Os valores de pressão de fundo (P_{wf}) da Figura 1 e 2 foram obtidos simulando nas equações do modelo linear e Vogel, as vazões de produção requerida na superfície.

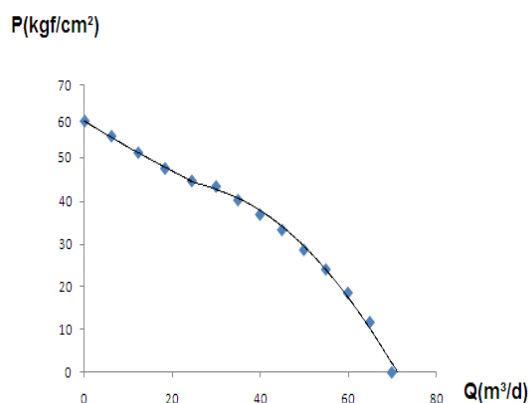


Figura 1 - IPR para as condições originais

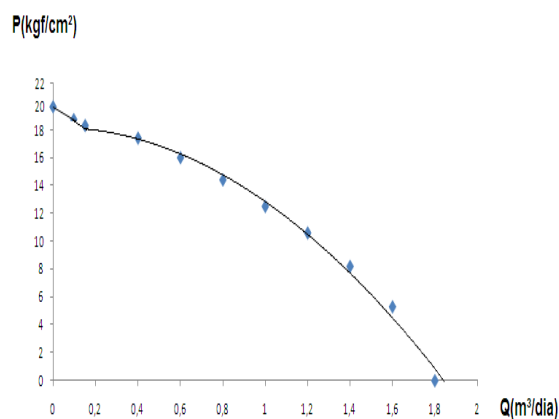


Figura 2 - IPR para as condições de agosto/2007

O comparativo entre as curvas IPR's, para as condições iniciais e mais recentes do reservatório, mostram que o acompanhamento da evolução das suas curvas de performance é de extrema importância. O potencial do poço declinou das condições iniciais, cerca de 70 m³/d, para aproximadamente 1,8 m³/d, no período considerado. Portanto, a curva IPR é indispensável para se fazer uma análise das condições de produção, por exemplo, para a baixa vazão apresentada pelo Campo de Quiambina.

Conclusões

A aplicação das equações de balanço de materiais permitiu confirmar o volume original de óleo do campo. O valor obtido pela EBM foi bem próximo do volume original de óleo encontrado pelo método volumétrico. Isto mostra que neste caso, os dois métodos apresentaram bons resultados com uma discrepância dentro de limites aceitáveis. Outra análise que pode ser feita, a partir do volume original de óleo e da produção acumulada de óleo, é a fração recuperada do reservatório. A quantidade de óleo que foi retirada do reservatório é muito pequena, o que aponta uma fração recuperada baixa para o campo, visto que o mecanismo de gás em solução pode chegar a valores bem maiores. Logo, é possível concluir que o Campo de Quiambina necessita de técnicas adicionais buscando melhorar o seu fator de recuperação.

A condição de pressão obtida indica que o reservatório encontra-se bastante depletado. Esta perda de energia do reservatório é confirmada por sua razão de solubilidade, pois mostra que quantidade de gás dissolvida atualmente no óleo, que é a fonte de energia para expandir e causar a produção dos fluidos é muito pequena e não consegue mais deslocar os fluidos com eficiência até o fundo do poço. Com isso verificamos que a pressão do reservatório precisa ser suplementada, artificialmente. Portanto é necessário desenvolver um estudo, visando definir o método de recuperação secundária ou especial que seja mais adequado para gerar um acréscimo de pressão ao reservatório.

Agradecimentos

Os autores agradecem a toda equipe do Projeto Campo-Escola da Universidade Federal da Bahia e a Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis pelo apoio financeiro e suporte de dados fornecidos no desenvolvimento deste trabalho.

Nomenclatura

°API:	Grau API do óleo	
∅:	Porosidade da formação	%
Δp:	Variação de pressão	(kgf/cm ²)
μ:	Viscosidade do óleo	cP
γ _g :	Densidade relativa do gás	
B _g :	Fator volume-formação do gás	m ³ /m ³ std
B _{gic} :	Fator volume- formação do gás proveniente da capa	m ³ /m ³ std
B _{ginj} :	Fator volume-formação do gás injetado	m ³ /m ³ std
B _o :	Fator volume-formação do óleo	m ³ /m ³ std
B _{oi} :	Fator volume-formação inicial do óleo	m ³ /m ³ std
B _{tw} :	Fator volume-formação total do óleo	m ³ /m ³ std
B _w :	Fator volume-formação da água	m ³ /m ³ std
B _{wi} :	Fator volume-formação inicial da água	m ³ /m ³ std
B _{winj} :	Fator volume-formação da água injetada	m ³ /m ³ std
B _{winj} :	Fator volume-formação da água injetada	m ³ /m ³ std
C _f :	Compressibilidade da formação	(kgf/cm ²) ⁻¹
C _o :	Compressibilidade do óleo	(kgf/cm ²) ⁻¹
C _w :	Compressibilidade da água	(kgf/cm ²) ⁻¹
EBM:	Equação de balanço de materiais	
Fr:	Fração recuperada	%
G _{inj} :	Volume de gás injetado	m ³ std
IP:	Índice de produtividade do reservatório	(m ³ /dia)/(kgf/cm ²)
K:	Permeabilidade	mD
m:	Quociente entre o volume de gás na capa e o volume original de óleo	
N:	Volume original de óleo	m ³ std
N _p :	Produção acumulada de óleo	m ³ std
P:	Pressão de reservatório	(kgf/cm ²)
P _{sat} :	Pressão de saturação do óleo	(kgf/cm ²)
PVT:	Pressão-Volume-Temperatura	
P _{wf} :	Pressão no fundo do poço	(kgf/cm ²)
Q:	Vazão de óleo	m ³ std/d
R _p :	Razão gás óleo acumulada	m ³ std/m ³ std
R _s :	Razão de solubilidade	m ³ std/m ³ std
R _{si} :	Razão de solubilidade inicial	m ³ std/m ³ std

S_g	Saturação de gás	%
S_{gc}	Saturação de gás na capa	%
S_{wi}	Saturação de água inicial	%
S_{wig}	Saturação inicial de água na capa de gás	%
T	Temperatura	° C
V_r	Volume rochoso	m ³
W_e	Influxo de água no reservatório	m ³
W_{inj}	Volume de água injetado	m ³ std
W_p	Produção acumulada de água	m ³ std

Referências Bibliográficas

DODSON, C.R. & STANDING, M.B.: Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixtures. 1944. In: ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: interciência: PETROBRAS, 2006.

ELSHARKAWY, A. M. A material balance predict the driving solution to estimate the initial gas in-place and mechanism for abnormally high-pressured gas reservoirs. Kuwait, 1996.

FERREIRA, D. F. Organizador. Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais: um nascente mercado no Brasil. 1ª Edição. Campinas: Komedi, 2009.

HALL, H. N.: Compressibility of Reservoir Rocks. Trans.AIME, 1953. In: ROSA, A. j.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: interciência: PETROBRAS, 2006.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: interciência: PETROBRAS, 2006.

ROSSI, N. C. M. Elevação Natural e Artificial de Petróleo. RH/UP/ECTEP. Junho, 2010.

STANDING, M.B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. Dallas, Tx, USA, SPE of AIME, 1951. In: ROSA, A. j.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: interciência: PETROBRAS, 2006.

THOMAS, J. E. Organizador. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: editora Interciência, 2001.