

Estudo de balanço de materiais em reservatórios de gás não associado

Ana Caroline Pereira Kill¹, Flávia Bissoli da Silva^{2*}, Bernabé Alfredo Sanjombi³

¹Aluna de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, campus Boa Vista, ES

²Aluna de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Vila Velha – UVV, campus Boa Vista, ES

³ Professor M.Sc. Orientador, Universidade Vila Velha – UVV, campus Boa Vista, ES

* Autor para correspondência, e-mail: flavia.biss@hotmail.com

Resumo: Estimativa de reservas trata-se da determinação dos fluidos economicamente viáveis que podem ser extraídos de um reservatório, sendo um procedimento facilitador das tomadas de decisões, relacionadas principalmente à fase de exploração. Para determinar o volume passível de recuperação, foi utilizado o Método do Balanço de Materiais, que se trata da lei da conservação de massa, comparando a massa de fluido existente no reservatório à depleção decorrente da produção, aplicado a um reservatório de gás não-associado (especificamente gás condensado), caracterizado por volumes reduzidos de óleo existentes e um maior interesse econômico na produção de gás. Para realização do balanço de materiais leva-se em consideração as propriedades da rocha e o comportamento do fluido, ambos em função da pressão, sendo que as propriedades rocha-fluido e o histórico de produção são influenciados pelos mecanismos de produção atuantes. Reservatórios de gás condensado possuem características que exigem a alteração da Equação de Balanço de Materiais Generalizada. Neste caso específico, primeiramente determina-se os volumes de água e condensado correspondentes à fase gasosa e que dão origem a líquidos em condições de superfície. O estudo realizado baseou-se na aplicação do método a um campo *offshore* produzido por um único poço. Após a sua realização, foi possível comprovar que o campo é de fato promissor, apresentando fatores como volume original, fator de recuperação e fração recuperada altamente significativos para possível aplicação de investimentos relacionados à produção.

Palavras chave: reservatório de gás, estimativa de volumes, gás não-associado, Equação de Balanço de Materiais, gás condensado.

1. Introdução

Tendo em vista a crescente demanda por combustíveis fósseis, em especial o gás natural, evidencia-se a necessidade de novas descobertas e desenvolvimento de campos de petróleo, sendo importante o estudo dos reservatórios para obtenção de dados cruciais à determinação de economicidade das reservas, para que ocorra a Avaliação, Desenvolvimento da Produção e Previsão de Abandono das mesmas, facilitando as tomadas de decisões nos projetos empreendidos nos campos petrolíferos.

Segundo Vaz, Maia e Santos (2008), são aceitas, principalmente, três classificações: reservatório de óleo, reservatório de gás e reservatório com duas fases em equilíbrio. Quando o interesse econômico for o óleo, mesmo existindo grandes quantidades de hidrocarbonetos na fase gasosa, o reservatório é considerado como sendo de óleo. Se a quantidade de gás for muito superior à de líquido, o interesse econômico será pela porção gasosa, e o mesmo será classificado como reservatório de gás. O gás natural pode ser classificado em duas categorias: associado e não-associado. O gás associado é encontrado nos reservatórios de óleo, enquanto que o gás não-associado representa os reservatórios de gás.

A atividade destinada à determinação dos volumes de fluidos que podem ser extraídos até a condição de abandono de forma econômica é definida como estimativa de reservas. Tal estimativa é realizada no momento de descoberta da jazida e ao longo de sua vida produtiva, conforme a disponibilidade de informações do reservatório.

Em função disso, o presente trabalho apresenta o método analítico de Balanço de Materiais, para estimar o comportamento de reservatórios de gás não-associado, tratando-se especificamente de um reservatório de gás condensado, relacionando a massa de fluido presente no reservatório com a queda de pressão observada durante a produção.

2. Metodologia

2.1. Especificação do problema

Os dados de reservatório a serem utilizados para a determinação do volume original de gás não associado foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, através de uma solicitação realizada pelas autoras. Os cálculos são baseados em dados reais de pressão, produção e fator de compressibilidade de um campo *offshore* de gás não-associado, produzido por apenas um poço, referentes ao período de 2009 a 2014. O reservatório conta com a produção de condensado, gás e água.

De posse dos dados, o primeiro passo a ser executado é a caracterização do reservatório – em gás condensado ou seco – em função da razão gás-líquido de produção (*RGL*), conforme a classificação de Craft e Hawkins (1959), para assim, definir a Equação de Balanço de Materiais a ser aplicada, que é específica para cada tipo de reservatório.

Para a realização dos cálculos é utilizado o Microsoft Excel, permitindo, em conjunto com o método analítico de balanço de materiais, estimar a previsão de produção do reservatório. É gerado uma curva típica de p/z versus G_p (produção acumulada), que permite a extrapolação dos dados, facilitando a visualização do comportamento futuro do reservatório. Assim, torna-se possível o conhecimento do volume original de gás não associado (G) e da produção acumulada (G_p), proporcionando a determinação da fração recuperada (f_R).

Posteriormente, com os resultados adquiridos, a uma pressão de abandono estabelecida, calcula-se a produção acumulada até a pressão de abandono ($G_{p,ab}$), possibilitando o cálculo do fator de recuperação (FR) para este campo pela Eq. (20).

2.2. Formulação matemática

2.2.1. Equação de Balanço dos Materiais

A Equação de Balanço de Materiais (EBM), utilizando o histórico de produção e as propriedades físicas dos fluidos e das rochas, permite a obtenção de volumes *in-situ* originais. (ANP, 2000).

A EBM é transcrita pela expressão ‘a um tempo qualquer da vida produtiva do reservatório, a soma das massas dos fluidos existentes no reservatório com a massa dos fluidos produzidos até então é igual à massa de fluidos originalmente existentes nesse meio poroso’. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006, p.556). Que nada mais é que a lei da conservação de massa, que prova que a massa não é criada e nem destruída, apenas se conserva. (SATTER; THAKUR, 1994, tradução nossa).

A EBM relaciona a produção acumulada com a queda de pressão observada para que o comportamento passado do reservatório seja melhor representado, sendo ainda, capaz de descrever seu comportamento futuro. A produção de fluidos decorre da queda de pressão no reservatório. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A EBM é empregada em casos, por exemplo, em que os parâmetros como porosidade, saturação de água conata e/ou volume do reservatório não são conhecidos com a exatidão necessária. (ROSA; CARVALHO, 2002). O balanço de materiais não possibilita o cálculo de volumes de fluido apenas em partes do reservatório, mas sim no reservatório como um todo, sendo influenciado pelas perturbações das pressões no reservatório. (DAKE, 2008, tradução nossa). Haja vista o fluxo de fluidos no interior dos poros da rocha, que só se considera por meio do balanço total de massa ou de volume. (ROSA; CARVALHO, 2002).

A aplicação do balanço de materiais em reservatórios de gás é vista por muitos como um assunto muito simples, porém sutilezas ligadas à sua aplicação, quando desconsideradas ou simplesmente desvalorizadas podem levar a erros, principalmente relacionados à determinação do mecanismo de produção e à estimativa do volume original, que são os objetivos principais dessa técnica. (DAKE, 2008, tradução nossa).

Em concordância com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), obtém-se a EBM através do princípio da conservação de massa no interior do reservatório, que indica que a massa produzida é dada pela diferença entre as massas inicial e final.

A equação de estado dos gases mostra que, se a composição do gás produzido é constante, os volumes produzido e restante no reservatório são diretamente proporcionais às massas, como explicitado na Eq. (1) (ROSA; CARVALHO, 2002):

$$V = \frac{mZRT}{M p}, \quad (1)$$

sendo V o volume atual de gás, m a massa do gás, M a massa molecular do gás, Z é o fator de compressibilidade dos gases, R é a constante universal dos gases, T a temperatura do reservatório e p a pressão no reservatório.

A Eq. (2) exemplifica a Equação de Conservação de Massa, que pode ser expressa através de um balanço de volumes medidos numa condição P e T qualquer de referência, visto que, conhecendo-se a massa molecular, o volume de gás depende apenas da massa. (ROSA; CARVALHO, 2002).

$$V_p = V_i - V, \quad (2)$$

V_p representa o volume produzido e V_i representa o volume inicial.

O balanço de massa pode ser demonstrado, ainda, por meio do balanço do número de mols do gás, conforme se vê na Eq. (3)

$$n_p = n_i - n, \quad (3)$$

em que n_p , n_i e n são os números de mols produzido, inicial e restante no reservatório, respectivamente.

Conforme Rosa e Carvalho (2002), reajustando a Equação de Estado dos Gases Reais, representada pela Eq. (1), é possível determinar o número de mols por meio da Eq. (4)

$$n_p = \frac{p_0 G_p}{RT_0} \quad (4)$$

G_p é o volume acumulado de gás produzido, expresso nas condições padrão. Nos outros termos, o índice “0” representa as condições-padrão. Em tais condições, o fator Z_0 equivale a 1. De forma similar, expressa na Eq. (5)

$$n_i = \frac{p_i V_i}{Z_i RT} \quad (5)$$

Para simplificações de cálculos, admite-se que a temperatura do reservatório permanece constante ao longo de sua vida produtiva. A uma pressão média p , o número de mols existente no reservatório em um instante qualquer é dado pela Eq. (6)

$$n = \frac{pV}{ZRT}, \quad (6)$$

V é o volume ocupado pelo gás, medido nas condições de reservatório. Pela substituição das Eqs. (4), (5) e (6) na Eq. (3), torna-se possível determinar a Equação de Balanço de Materiais Generalizada para um reservatório de gás, representada pela Eq. (7)

$$\frac{p}{Z} = \frac{1}{V} \left(\frac{p_i V_i}{Z_i} - G_p \frac{Tp_0}{T_0} \right). \quad (7)$$

Essa expressão sugere que, ao plotar G_p versus p/Z , será obtida uma linha reta. Geralmente, p/Z é plotado no eixo das ordenadas e G_p no eixo das abscissas. Para $G_p=0$, p/Z é equivalente a p/Z_i . (ECONOMIDES; HILL; EHLIG-ECONOMIDES, 1994, tradução nossa).

2.2.2. Equação de Balanço dos Materiais para reservatório de gás condensado

Para reservatórios de gás condensado, os efeitos de composição e sobrepressão devem ser considerados, para se obter um gráfico p/Z versus G_p que represente fielmente as características do reservatório, bem como estimar o correto volume original. (VEGA; HSIEH; VEGA, 2002, tradução nossa).

Neste tipo de reservatório, aplica-se a EBM de modo análogo ao caso de gás seco. Para isso, deve-se calcular os volumes equivalentes de gás e de água produzidos, relativos às parcelas que se encontravam no estado gasoso no reservatório e que se tornam líquidos na superfície. Tais parcelas são somadas ao volume de gás medido na superfície antes de se aplicar a Equação de Balanço de Materiais. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Para determinar a quantidade de gás equivalente ao condensado produzido, Rosa, Carvalho e Xavier (2006), utilizam a Equação de Estado dos Gases Eq. (1), considerando ainda como sendo gás ideal, derivando na Eq. (8).

$$(GE)_c = \frac{n_c RT_0}{p_0} \quad (8)$$

n_c é o número de mols do condensado produzido e $(GE)_c$ é o volume de gás equivalente. Determina-se o número de mols de condensado produzido, por meio da Eq. (9):

$$n_c = \frac{mc}{M_c} \quad (9)$$

sendo a massa específica da água 1000 kg/m^3 e d_c a densidade do condensado, o número de mols de condensado produzido em 1 m^3 std é representado pela Eq. (10):

$$n_c = \frac{1000d_c}{M_c} \quad (10)$$

Admitindo-se que para o sistema de unidades em questão, a constante universal dos gases (R) assume o valor $0,08478 \text{ (kgf/cm}^2\text{).m}^3\text{/(mol - kg.K)}$, o volume de gás equivalente a 1 m^3 std de condensado produzido é obtido conforme a Eq. (11). (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$(GE)_c = \frac{1000d_c}{M_c} \times \frac{0,08478x(15,6 + 273)}{1,033} \quad (11)$$

Para determinar GE_w , pode-se utilizar a Eq. (11), de modo que $(GE)_c$ seja substituído por $(GE)_w$, d_c assumo o valor de 1, que é a densidade da água, e M_c seja 18, sua massa molecular. Portanto, o volume equivalente de vapor d'água para 1 m^3 std de água produzida é expresso conforme a Eq. (12):

$$(GE)_w = \frac{1000x1}{18} \times \frac{0,08478x(15,6 + 273)}{1,033} \quad (12)$$

Observa-se que cada m^3 std de água produzida na superfície equivale a 1316 m^3 std de vapor d'água, que devem ser adicionados ao volume de gás resultante no estudo de balanço de materiais.

Para a aplicação da EBM para reservatórios de gás condensado não retrógrado, torna-se indispensável o cálculo do volume de gás equivalente ao condensado produzido, o volume de vapor d'água equivalente à água produzida, assim como a densidade do fluido, imprescindível nas correlações para determinação das propriedades dos fluidos. De posse dos volumes equivalentes totais de gás $(GE)_{ct}$ e $(GE)_{wt}$, correspondentes às produções acumuladas de condensado e de água, respectivamente, presentes no estado gasoso, o volume total de gás produzido, medido em condições-padrão equivale a Eq. (13). (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$(Gp)_t = G_p + (GE)_{ct} + (GE)_{wt} \quad (13)$$

em que G_p é o volume de gás produzido que, na superfície, permanece no estado gasoso.

Para reservatórios de gás condensado retrógrado observa-se que, com a queda de pressão do sistema, ocorre a condensação do gás e, conseqüentemente, a formação de líquido. Para aplicação dos princípios apresentados anteriormente, considera-se o valor total de gás produzido e substitui-se o fator de compressibilidade pelo fator de compressibilidade duas fases. (ROSA; CARVALHO, 2002).

3. Resultados e discussões

As Tabelas 1 e 2 apresentam os dados originais fornecidos pela ANP. A Tabela 1 dispõe o grau API e os pontos necessários para obtenção da equação da reta, enquanto que a Tabela 2 organiza as informações referentes ao histórico de produção.

Tabela 1. Dados de $^{\circ}API$ e p/Z fornecidos pela ANP.

$^{\circ}API$	39,3
$p/Z = 0$	$G_p = 5.000.000.000 \text{ m}^3 \text{ std}$
$p/Z = 380$	$G_p = 0 \text{ m}^3 \text{ std}$

Tabela 2. Dados originais fornecidos pela ANP.

Ano	P, kgf/cm ²	Petróleo, bbl	Gás natural, Mm ³	Água, bbl
2009	424,38	0	0	0
2010	406,52	94.448,2	156.449,4	0,1
2011	355,65	255.549,6	482.965,9	188,7
2012	325,28	185.621,2	310.509,9	2.453,0
2013	279,80	224.802,2	506.351,5	1.509,6
2014	237,54	163.339,7	415.758,1	0,0

A partir da densidade $^{\circ}API$ foi possível efetuar o cálculo da massa molecular do condensado (M_c), por meio da Eq. (14)

$$M_c = \frac{6.084}{(^{\circ}API)_o - 5,9} \quad (14)$$

Portanto, substituindo o valor do $^{\circ}API$ do condensado, ou seja, 39,3, na Eq. (14), obteve-se o valor da massa molecular igual a 182,155.

A partir do $^{\circ}API$, também tornou-se possível determinar a densidade do condensado (d_o), por meio da Eq. (15), obtendo um valor igual a 0,828:

$$d_o = \frac{141,5}{131,5 + ^{\circ}API} \quad (15)$$

Para os cálculos nas devidas unidades, fez-se necessária a transformação das unidades de produção de petróleo e água, ambas em bbl, para a unidade m³. Sendo 1 bbl equivalente a 0,159 m³, multiplicou-se aos valores das produções. A produção de gás natural, expressa em Mm³, foi transformada para m³, multiplicando por 1000.

Para a classificação do reservatório quanto ao fluido, foi realizado o cálculo de RGL , que é o quociente entre a produção de gás e a produção de líquido, expresso em m³std/m³std. A Tabela 3 expõe as conversões de unidades referentes aos dados de produção, bem como os valores obtidos do cálculo de RGL para cada ano de produção.

Tabela 3. Conversões de unidades dos dados de produção e cálculo de RGL .

Ano	PE, kgf/cm ²	Petróleo, m ³	Gás natural, m ³	Água, m ³	RGL , m ³ std/m ³ std
2009	424,38	0	0	0	0
2010	406,52	15.016,06	156.449.400	0,016	10.418,80
2011	355,65	40.629,14	482.965.900	30,001	11.887,18
2012	325,28	29.511,41	310.509.900	389,996	10.521,69
2013	279,8	35.740,69	506.351.500	240,007	14.167,37
2014	237,54	25.968,94	415.758.100	0	16.009,82

Assim, pode-se inferir que o reservatório de gás em questão é do tipo condensado, já que apresenta valores de RGL entre $900 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$ e $18000 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$.

Em seguida, calculou-se a produção acumulada de gás (G_p). Os valores encontrados estão descritos na Tabela 4:

Tabela 4. Produção acumulada de Gás (G_p) para cada ano de produção.

Ano	PE (kgf/cm ²)	Gás Natural (m ³)	G_p (m ³ std)
2009	424,38	0	0
2010	406,52	156.449.400	156.449.400
2011	355,65	482.965.900	639.415.300
2012	325,28	310.509.900	949.925.200
2013	279,8	506.351.500	1.456.276.700
2014	237,54	415.758.100	1.872.034.800

Para o cálculo do volume de gás equivalente ao condensado produzido ($GE)_c$, faz-se necessário determinar primeiramente o volume correspondente à fase gasosa, que é dado pela Eq. (11). Fazendo as devidas substituições da densidade e massa molecular do condensado na Eq. (11), obteve-se um valor de ($GE)_c$ igual a $107,725 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$. Para cada ano de produção, deve-se multiplicar este valor pela produção de condensado (ou seja, de petróleo). Por fim, calcula-se a produção acumulada ($GE)_{ct}$ fazendo-se a soma dos volumes equivalentes de todos os anos de produção. Todos estes valores obtidos encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5. Resultados do cálculo do volume de condensado correspondente à fase gasosa e da produção acumulada ($GE)_c$.

Ano	PE (kgf/cm ²)	Petróleo (m ³)	Volume correspondente a fase gasosa (m ³ std/m ³ std)	($GE)_c$ (m ³ std)
2009	424,38	0		0
2010	406,52	15.016,06		1.617.609,47
2011	355,65	40.629,14		4.376.784,86
2012	325,28	29.511,41	107,725	3.179.124,75
2013	279,8	35.740,69		3.850.175,72
2014	237,54	25.968,94		2.797.510,64
Prod. Acumulada ($GE)_{ct}$:				15.821.205,44

Em seguida, calculou-se o volume de vapor de água equivalente à água produzida ($GE)_w$, multiplicando o fator 1316 por cada produção da mesma. Os valores calculados dispõem-se na Tabela 6:

Tabela 6. Resultados obtidos dos cálculos do volume de vapor de água equivalente à água produzida ($GE)_w$ para cada ano de produção.

Ano	PE (kgf/cm ²)	Água (m ³)	Volume correspondente a fase gasosa (m ³ std/m ³ std)	($GE)_w$ (m ³ std)
2009	424,38	0		0
2010	406,52	0,01589873		20,92
2011	355,65	30,00090351		39.481,19
2012	325,28	389,9958469		513.234,53
2013	279,8	240,0072281	1316	315.849,51
2014	237,54	0		0
Prod. Acumulada ($GE)_{wt}$:				868.586,16

Por fim, se obteve a produção acumulada total $(G_p)_t$, que substituirá G_p na Equação de Balanço de Materiais Generalizada, conforme as simplificações válidas para reservatórios de gás condensado. Os resultados encontrados estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Resultados do cálculo da produção acumulada total $(G_p)_t$.

Ano	PE (kgf/cm ²)	G _p (m ³ std)	(GE) _{ct} (m ³ std)	(GE) _{wt} (m ³ std)	(G _p) _t (m ³ std)
2009	424,38	0	0	0	0
2010	406,52	156.449.400	1.617.609,47	20,92	158.067.030,39
2011	355,65	639.415.300	5.994.394,33	39.502,11	645.449.196,44
2012	325,28	949.925.200	9.173.519,08	552.736,64	959.651.455,72
2013	279,8	1.456.276.700	13.023.694,80	868.586,15	1.470.168.980,95
2014	237,54	1.872.034.800	15.821.205,44	868.586,15	1.888.724.591,59

Sabendo-se que a EBM é representada por uma reta, e que para a obtenção da equação correspondente a uma reta é necessário de pelo menos dois pontos, foi solicitado à ANP dois fatores de compressibilidade e suas respectivas produções, cujos valores estão dispostos na Tabela 1.

A partir desses dados, tornou-se possível determinar os fatores de compressibilidade referentes a cada ano de produção, já que foi informado o volume original $G, p_i/Z_i$, e possuindo as pressões referentes a cada ano, aplicou-se a Equação de Balanço de Materiais Generalizada, substituindo G_p por $(G_p)_t$, tendo como incógnita os fatores de compressibilidade.

Para reservatórios de gás condensado são aceitas simplificações válidas em reservatório volumétricos de gás seco. Nesse tipo de reservatório quase não há produção de água, e as variações do volume poroso são desprezíveis quando comparadas com a expansão do gás. De modo que o volume V ocupado pelo gás em qualquer pressão é idêntico ao volume inicial V_i . Escrevendo o volume inicial em função do volume original e do fator de compressibilidade do gás, modifica-se a Eq. (7) transformando-a na Eq. (16) que trata-se da EBM que se adequa as características de gás condensado. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \frac{p_i}{Z_i G} G_p \quad (16)$$

Obteve-se os fatores de compressibilidade, expressos na Tabela 8.

Tabela 8. Resultados dos fatores de compressibilidade.

Ano	PE (kgf/cm ²)	(G _p) _t (10 ⁶ m ³ std)	Z
2009	424,38	0	1,117
2010	406,52	158,067	1,105
2011	355,65	645,449	1,075
2012	325,28	959,651	1,059
2013	279,8	1470,169	1,043
2014	237,54	1888,725	1,005

Substituindo as pressões e os fatores de compressibilidade calculados anteriormente na Eq. (16), e utilizando a produção acumulada total $(G_p)_t$, que leva em conta as produções de gás, água e condensado, plotou-se o gráfico correspondente ao comportamento real do reservatório, apresentado na Fig. 1.

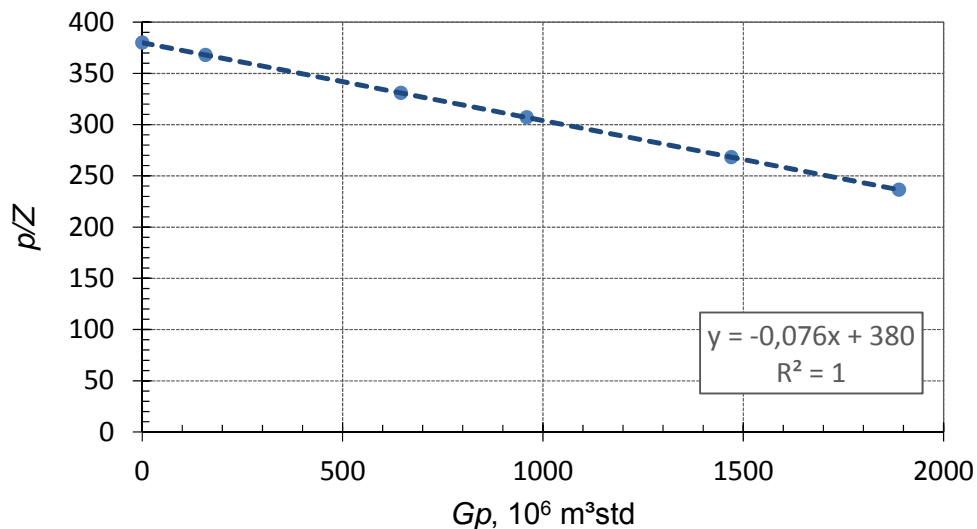


Figura 1. Gráfico p/Z versus Gp de um reservatório de gás condensado.

Por meio da Fig. 1, gerou-se uma linha de tendência, obtendo-se a equação da reta. Observa-se que não há dispersão nos pontos do gráfico, já que R^2 iguala-se a 1. A equação da reta gerada a partir do gráfico é dada pela Eq. (17):

$$y = -0,076x + 380, \quad (17)$$

Sabendo-se que é possível obter o volume original de gás G de duas formas distintas, primeiramente calculou-se de forma analítica a partir da Eq. (18), com o coeficiente angular b obtido na equação da reta, tendo-se como resultado:

$$G = \frac{p_i}{Z_i b} \quad (18)$$

$G = 5$ bilhões de m³std.

Posteriormente aplicou-se a segunda forma, onde extrapolou-se o gráfico para confirmação do volume original, representado na Fig. 2.

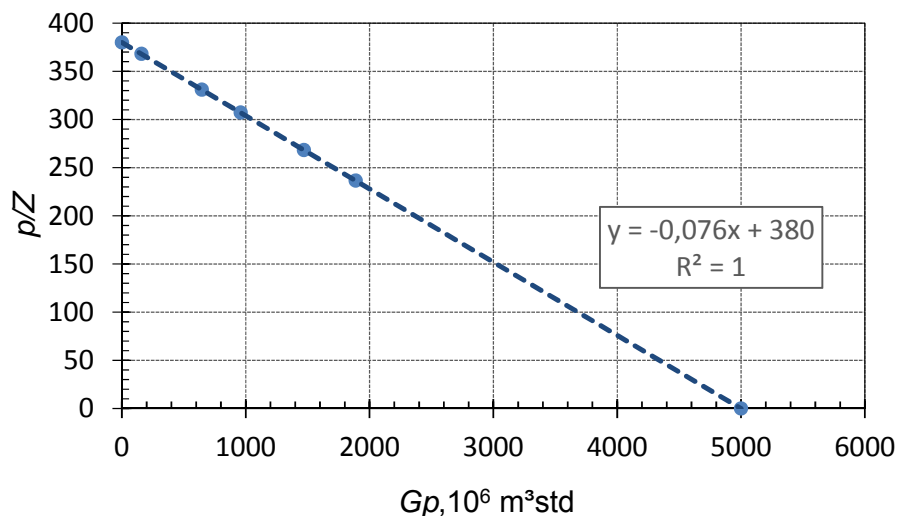


Figura 2. Gráfico p/Z versus Gp extrapolado até o volume original.

Em seguida, calculou-se a fração recuperada de gás (fr). A Eq. (19) define a fração recuperada.

$$fr = \frac{G_p}{G} \quad (19)$$

A fração recuperada, portanto, é:

$$fr = 38\%$$

Definiu-se uma pressão de abandono de 53 kgf/cm² através de uma pesquisa realizada na literatura, onde optou-se por adotar um valor, conforme Rosa e Carvalho (2002, p.23), pois tal dado não nos foi informado, já que o mesmo é estimado com base em certas peculiaridades. Também foi suposto o valor do fator de compressibilidade Z na pressão de abandono.

Assim, calculou-se a produção acumulada até essa pressão. Sabendo-se que o fator de compressibilidade Z varia com a pressão, e avaliando os dados calculados, evidencia-se um comportamento decrescente de Z com a substancial queda de pressão. Portanto, supôs-se um valor de Z_{ab} como sendo de 0,95. Logo, $G_{p(ab)}$ assume o valor de 4,266 bilhões m³ std.

A Fig. 3 representa graficamente o comportamento do reservatório até a pressão de abandono, bem como o volume que será recuperado na mesma.

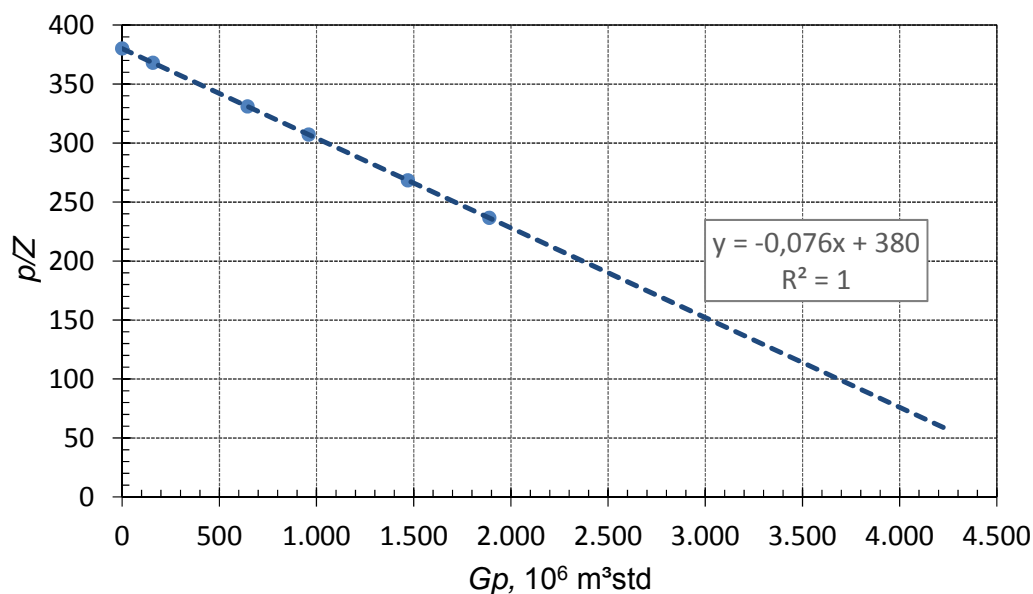


Figura 3. Gráfico p/Z versus G_p de um reservatório de gás condensado - condição de abandono.

Por fim, determinou-se o fator de recuperação (FR), conforme a Eq. (20):

$$FR = \left(\frac{G_p}{G} \right)_{ab} \quad (20)$$

Dessa forma, o valor do fator de recuperação (FR) calculado é igual a 0,85, ou ainda, em termos percentuais, 85%.

4. Considerações finais

A iniciar pelo volume original G , é importante ressaltar que não ocorreu discrepância entre os dados, visto que o volume calculado 5 bilhões de m³ std iguala-se ao valor fornecido pela ANP. Este fato comprova que o Método de Balanço de Materiais é eficaz para a determinação de volumes originais, pois sabe-se que a ANP adota, no geral, o método volumétrico, e por meio da EBM, obteve-se o mesmo resultado.

A Fig. 2 ilustra que o comportamento atende às expectativas, já que o mesmo resulta numa reta decrescente, fato esperado por se tratar de uma equação linear com coeficiente angular negativo, como também pela natureza das pressões que decaem à medida que aumenta a produção.

Na Fig. 3, ao extrapolar o gráfico até à condição original, evidenciou-se o comportamento já esperado, visto que R^2 equivale a 1. Isso significa que todos os pontos se adequam à reta. Observa-se que, mesmo supondo valores para pressão de abandono e fator de recuperação, os mesmos não influenciaram na acurácia do método. Os valores estabelecidos apresentaram variações imperceptíveis, possibilitando o atendimento do objetivo referente à produção acumulada. Ainda por meio da Fig. 3 e utilizando a Eq. (20), determinou-se o fator de recuperação, comprovando se tratar de um excelente campo, em que 85% dos fluidos contidos nele poderão ser recuperados durante sua vida produtiva, equivalendo exatos 4,266 bilhões m^3 std.

A partir das características do campo, pôde-se confirmar a escolha pela produção deste, que apresenta expressivo volume original, alto fator de recuperação, atendendo às expectativas levantadas nos estudos preliminares, que pôde ser constatada a partir da fração recuperada. Concluiu-se, ainda, que o estudo procede, dado a semelhança entre os dados obtidos e os fornecidos.

Agradecimentos

Agradecemos a nossos pais, por terem acreditado que valeria a pena abdicar de seus sonhos, para realizar os nossos, e ao nosso professor orientador Bernabé Alfredo Sanjombi, que nos auxiliou. Ser mestre não é apenas lecionar. É ser humano e amigo, é ser exemplo de dedicação, doação e dignidade.

Referências bibliográficas

- DAKE, L. P. *The practice of reservoir engineering*. 2nd. ed. rev. Amsterdam: Elsevier, 2008.
- ECONOMIDES, Michael J.; HILL, A. D.; EHLIG-ECONOMIDES, Christine. *Petroleum production systems*. Upper Saddle River, N.J.: Prentice Hall, 1994.
- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza. *Previsão de comportamento de reservatórios de petróleo: métodos analíticos*. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2002.
- SATTER, Abdus; THAKUR, Ganesh C. *Integrated petroleum reservoir management: a team approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1994.
- VAZ, Célio Eduardo Martins; MAIA, João Luiz Ponce; SANTOS, Walmir Gomes dos. *Tecnologia da indústria do gás natural*. São Paulo: Blucher, 2008.
- VEGA, Cecilia; HSIEH, Frank S.; VEGA, Lucy. *Material balance as a horizontal line for a gas-condensate reservoir*. ONEPETRO, Calgary, 2002. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-75516-MS>>. Acesso em: 20 mai. 2015.