

SIMULAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA CURVA DE IPR DE UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

George Simonelli¹

1. Professor da Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia - EPUFBA (ggsimonelli@gmail.com), Salvador – Brasil.

Recebido em: 31/03/2015 – Aprovado em: 15/05/2015 – Publicado em: 01/06/2015

RESUMO

A curva de IPR é uma relação gráfica da pressão de fluxo no fundo do poço de um reservatório de petróleo, em função da vazão proveniente da formação. Neste trabalho, mostra-se o procedimento de obtenção da curva de IPR a partir de dados de um teste de produção, e do conhecimento da pressão estática do petróleo contido em um reservatório. Os dados empregados no estudo foram retirados da literatura, (GUO; LYONS; GHALAMBOR, 2007). Com o modelo de Vogel, foi possível calcular as vazões disponibilizadas pelo meio poroso para diferentes pressões de fluxo no fundo do poço. Com as vazões e suas respectivas pressões de fundo simulou-se o comportamento da curva de IPR. Verificou-se que para ocorrer um aumento na vazão disponibilizada pelo reservatório é necessário diminuir a pressão de fluxo no fundo do poço.

PALAVRAS-CHAVE: Modelo de Vogel, Pressões de fluxo, Vazão de óleo.

IPR CURVE BEHAVIOR SIMULATION OF AN OIL RESERVOIR

ABSTRACT

The IPR curve is a graphical interface flow pressure in the deep end of an oil reservoir, due to the flow from the formation. In this work, there is shown the procedure for obtaining the IPR curve from data of a production test and the static pressure of the knowledge contained in an oil reservoir. The data used in this study were taken from the literature, (GUO; LYONS; GHALAMBOR, 2007). With the Vogel model was used to calculate the flow rates provided by the porous medium for different pressures flow in the deep end. With the flows and their background pressures simulated the behavior of IPR curve. It was found that to be an increase in flow provided by the reservoir is necessary to reduce the flow pressure in the deep end.

KEYWORDS: Vogel model, flow pressures, oil flow.

INTRODUÇÃO

Os reservatórios de petróleo possuem uma pressão associada aos fluidos neles armazenados. Em alguns casos, a pressão do reservatório é suficiente para que os fluidos contidos na formação cheguem até a superfície. Assim, diz-se que a produção ocorre por elevação natural, o que caracteriza os poços surgentes. Para que isso ocorra é necessário que a pressão dos fluidos seja suficiente para vencer a resistência oferecida ao escoamento no meio poroso, na coluna de produção e até mesmo na superfície, uma vez que o objetivo é que o petróleo chegue às facilidades

de produção de forma segura para o processamento em vazões viáveis economicamente (THOMAS et al., 2004).

Menos de 10% dos poços de petróleo produzem por surgência. Parece pouco, mas não se levar-se em consideração que a vida produtiva de um poço pode durar décadas. Um poço surgente é uma boa notícia, mas mesmo assim é necessário preparo para manter ou aumentar a vazão de produção em momento oportuno (PRADO, 2008).

Basicamente, o mecanismo de produção natural dos reservatórios consiste na diminuição da pressão ao longo do escoamento do fluido até chegar à superfície, em razão do escape de gás em solução, diminuindo a densidade do petróleo e facilitando a elevação (BELLARBY, 2009; BOLIN; YOUNG, 2011). A capacidade de escoamento de um poço é dada pelo índice de produtividade (IP) (THOMAS et al., 2004).

$$IP = Q/(P_e - P)$$

Onde:

Q: vazão de petróleo nas condições de superfície

P_e: pressão estática do reservatório. É uma característica do reservatório.

P: pressão de fluxo no fundo do poço (pressão nos canhoneados)

Analisando a equação dada pode-se afirmar que quanto maior o diferencial de pressão (P_e – P) sobre o reservatório (meio poroso), maior será a vazão da produção. Uma vez que a pressão estática (P_e) do reservatório é aproximadamente constante, quanto menor a pressão de fluxo no fundo do poço (P), maior será a vazão. A máxima vazão poderia ser obtida com P = 0, o que não é possível de ser obtido na prática (THOMAS et al., 2004). A produtividade tende a cair com o tempo em razão da diminuição da pressão estática do reservatório e aumento da fração de água no petróleo (BELLARBY, 2009; BOLIN; YOUNG, 2011).

A vida produtiva de um poço pode ser analisada pela curva de IPR. A curva de pressão disponível no fundo do poço, no inglês, *Inflow Performance Relationship* (IPR), pode ser utilizada para prever e planejar a produção futura de um poço de petróleo. Ela é uma das informações necessárias para a otimização da produção de um poço e a escolha de um método de elevação artificial (PRADO, 2008).

Essa curva permite acompanhar como a pressão de fluxo no fundo de um poço em frente aos canhoneados afeta o valor da vazão de fluidos provenientes do reservatório. As vazões são medidas em condições de superfície (GUO et al., 2007). Pode-se destacar dois tipos de curva IPR para representar o fluxo em meio poroso (THOMAS et al., 2004).

1º tipo: resultante do modelo linear

2º tipo: resultante do modelo de Vogel

O modelo linear é aplicado para o caso em que as pressões de fluxo no fundo do poço em frente aos canhoneados sejam maiores que a pressão de bolha (pressão de saturação) da solução contida no reservatório (AHMED, 2001). Nesse caso, o fluido escoar na fase líquida e a curva de IPR é obtida a partir da seguinte equação:

$$Q = IP(P_e - P)$$

Que pode ser escrita no seguinte formato:

$$P = P_e - Q/IP$$

O índice de produtividade é considerado constante, uma vez que a pressão de fluxo no fundo do poço é maior que a pressão de saturação dos fluidos do reservatório. Através da equação anterior, observa-se a relação linear existente entre a pressão de fluxo no fundo do poço e a vazão do reservatório mensurada em condições de superfície (AHMED, 2001).

A figura abaixo ilustra o gráfico de uma curva IPR linear.

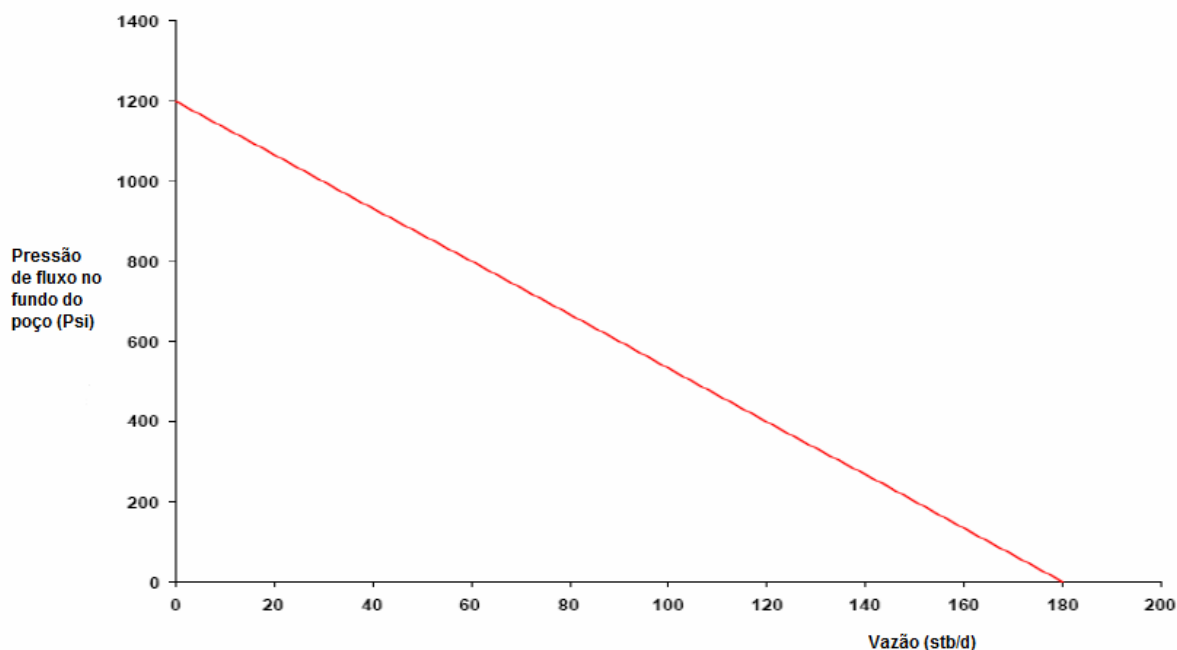


FIGURA 1 – Curva de IPR linear
Fonte : Adaptado de PRADO (2008).

Observa-se que a máxima vazão ocorre quando a pressão de fluxo no fundo do poço é igual a 0 (THOMAS et al., 2004). Quando a pressão de fluxo no fundo do poço em frente aos canhoneados é menor que a pressão de saturação dos fluidos do reservatório, haverá a presença de gás livre no escoamento. Nessas condições, o modelo linear não será mais aplicável em razão do índice de produtividade mudar em função da pressão. Assim, deverá ser empregado um novo modelo, chamado modelo de Vogel (modelo não linear) (THOMAS et al., 2004).

Para a obtenção de seu modelo, Vogel estudou vários reservatórios de petróleo no mundo nas seguintes condições (PRADO, 2008):

- Sem produção de água,
- Reservatórios sem dano,
- Reservatórios saturados,
- Considerou-se variações nas propriedades das rochas e fluidos.

Plotando-se os valores de pressão de fluxo no fundo do poço em função da vazão, Vogel observou o padrão gráfico mostrado abaixo para diferentes reservatórios estudados (PRADO, 2008).

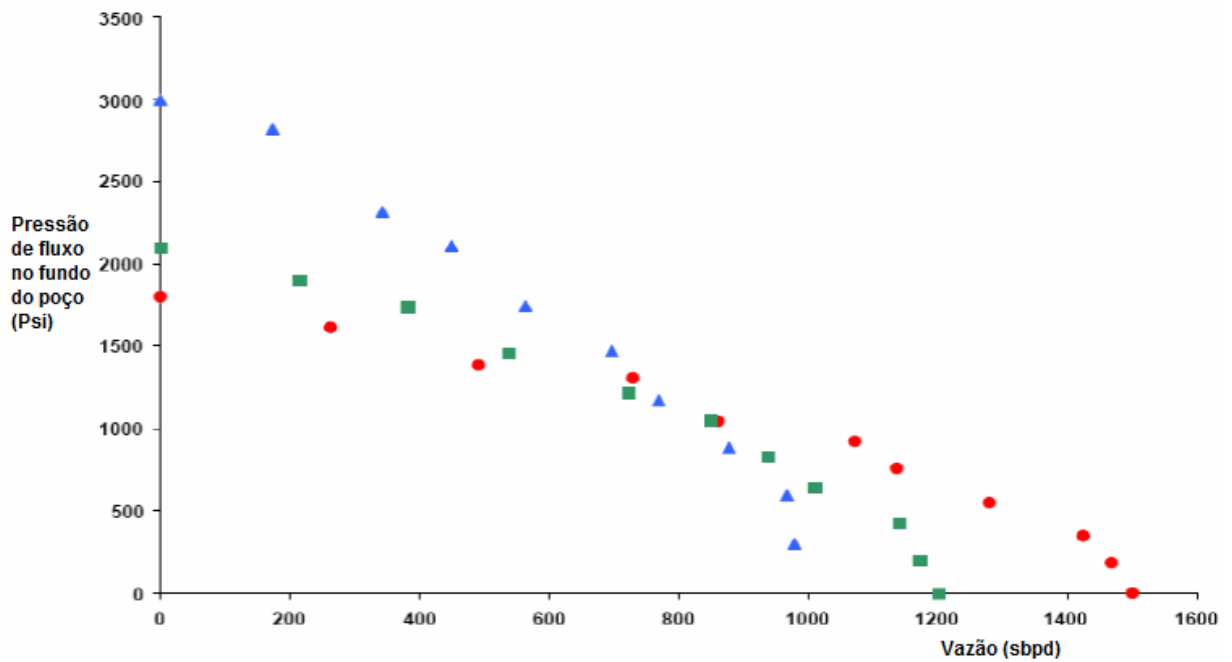


FIGURA 2 – Comportamento gráfico dos reservatórios estudados por Vogel
 Fonte: Adaptado de PRADO (2008).

Dividindo-se os valores da pressão de fluxo no fundo do poço e da vazão em cada curva pelo seu maior valor, é possível obter o gráfico dado abaixo (PRADO, 2008).

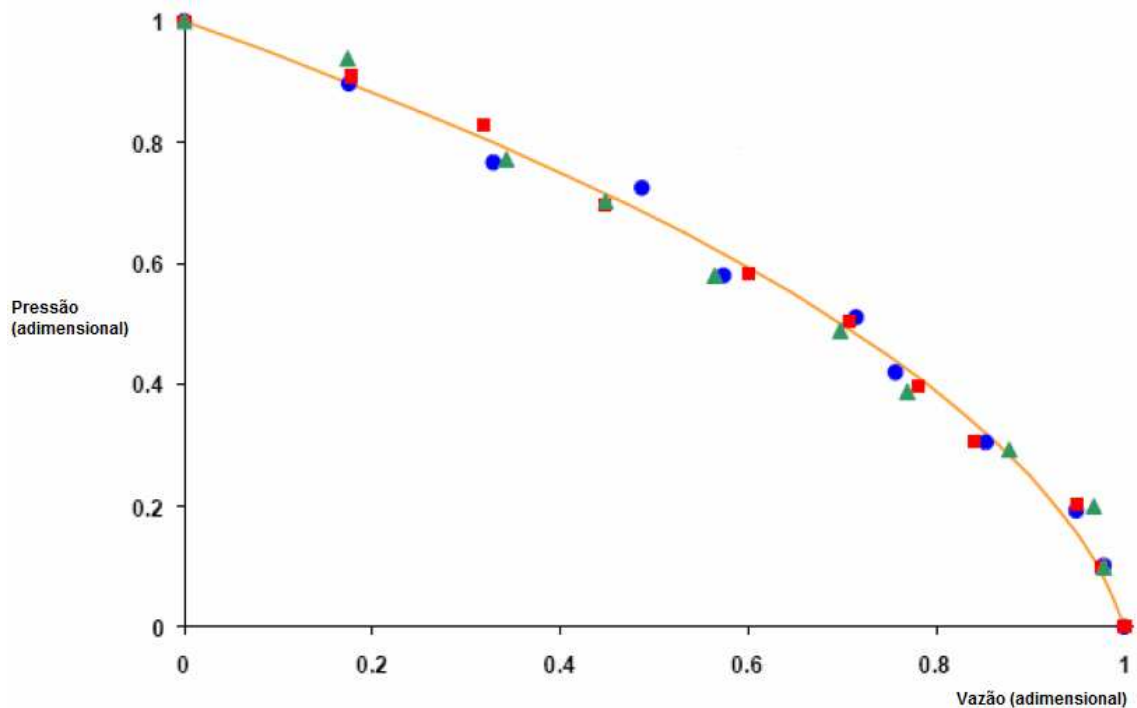


FIGURA 3 – Curva adimensional de Vogel
 Fonte : Adaptado de PRADO (2008).

Vogel representou esse comportamento gráfico pela seguinte equação (PRADO, 2008):

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 + b \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - (1 + b) \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2$$

Onde:

q: vazão

q_{max}: vazão máxima

P_{wf}: pressão de fluxo no fundo do poço

P_e: pressão estática do reservatório

b assumirá valores específicos dependendo do tipo de modelo que for empregado para fazer a curva de IPR (PRADO, 2008).

TABELA 1 – Valores que podem ser assumidos por b

Tipo de IPR	Valor de b
Linear	-1
Wiggins (água - multifásico)	-0,72
Wiggins (óleo)	-0,52
Vogel	-0,2
Klins (quadrático)	-0,1225
Fetkovich	0

Fonte: Adaptado de PRADO (2008).

De acordo com o valor de b, diferentes tipos de comportamentos gráficos poderão representar o reservatório, conforme mostra a figura abaixo (PRADO, 2008).

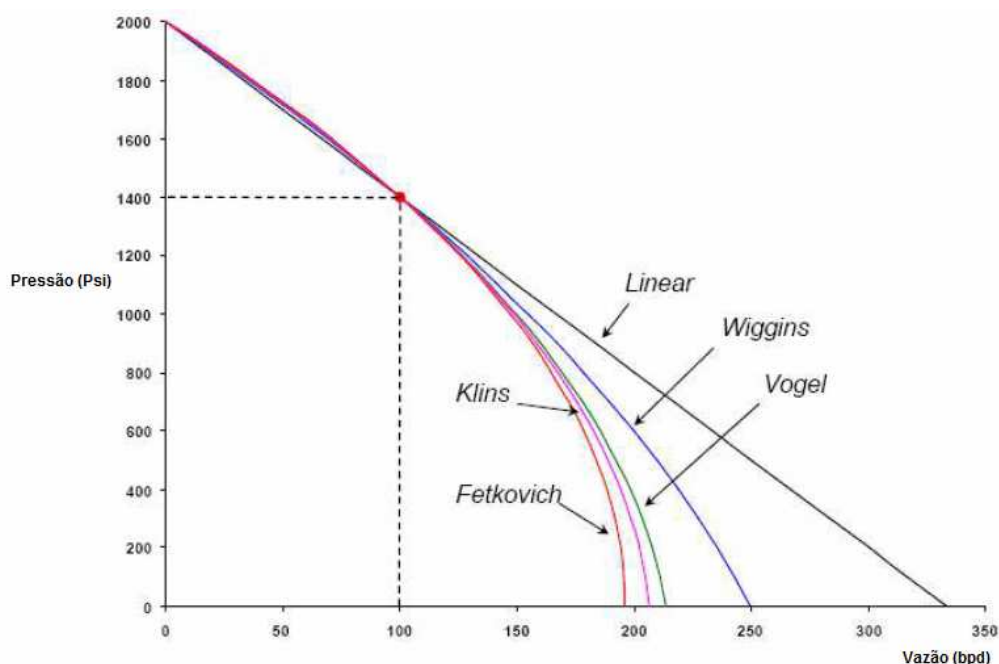


FIGURA 4 – Comportamentos gráficos das diferentes curvas de IPR

Fonte : Adaptado de PRADO (2008).

A figura dada a seguir possui em um único gráfico a representação do modelo linear e de Vogel (não linear) (PRADO, 2008).

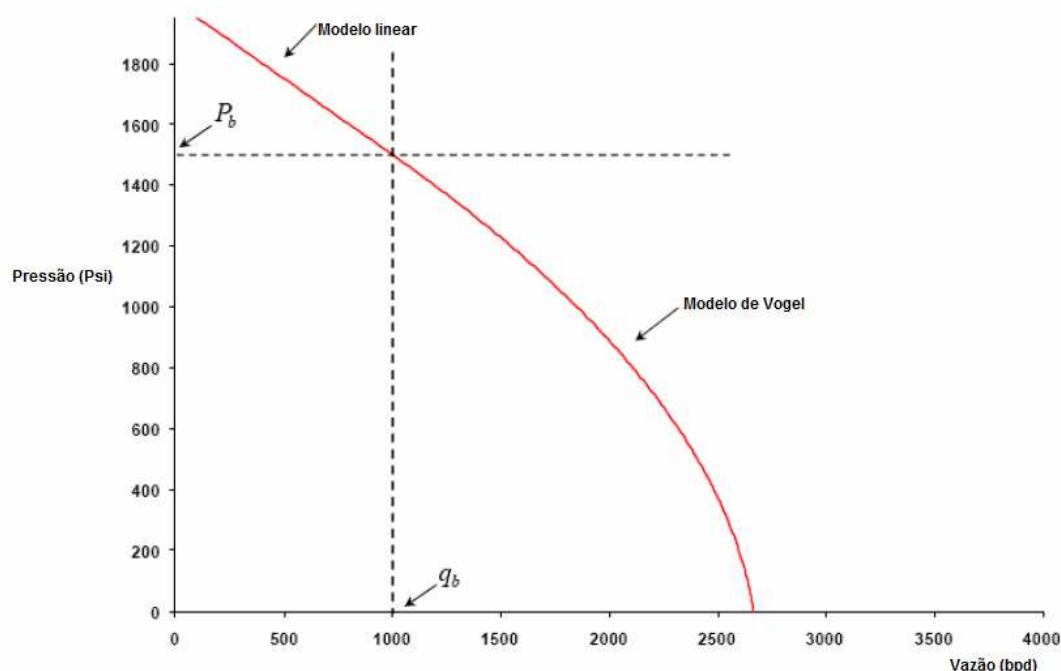


FIGURA 5 – Curvas de IPR linear e de Vogel combinadas
Fonte : Adaptado de PRADO (2008).

Observa-se a aplicabilidade do modelo linear para pressões superiores a pressão de saturação (P_b), e do modelo de Vogel para pressões menores ou igual a pressão de saturação. A vazão obtida quando a pressão de fluxo no fundo do poço é igual a pressão de saturação foi representada por q_b (PRADO, 2008).

A curva IPR pode ser obtida de duas maneiras diferentes:

- Medição direta (GUO et al., 2007);
- Uso de correlações de fluxo (PRADO, 2008).

Na medição direta, o poço é colocado em produção em diferentes vazões estabilizadas, e para cada uma delas mede-se a pressão de fluxo no fundo do poço em frente aos canhoneados. Com os pontos, a curva de IPR poderá ser traçada (GUO et al., 2007). Como pode ser inviável dos pontos de vistas técnico e/ou econômico produzir em vazões muito altas ou muito baixas, há duas alternativas para contornar os problemas (GUO et al., 2007):

- Colocar o poço para produzir em uma vazão contínua e estável, e mensurar a pressão em fluxo no fundo do poço (teste de produção). Neste caso, é necessário conhecer a pressão estática (média) do petróleo contido no reservatório, e supor a validade do modelo linear ou de Vogel para plotar a curva de IPR. O presente trabalho dedica-se a mostrar o uso dessa estratégia na simulação do comportamento da curva de IPR (GUO et al., 2007).

- Colocar o poço para produzir em duas vazões contínuas e estáveis, e supondo a validade do modelo linear ou de Vogel plotar a curva de IPR (GUO et al., 2007).

Para a utilização de correlações de fluxo, é necessário que se conheça a pressão na cabeça do poço e a variação de pressão na coluna de produção. A

variação de pressão na coluna de produção pode ser calculada através de correlações de fluxo multifásico, e a pressão na cabeça do poço medindo-se através de manômetros, quando o poço estiver produzindo em uma vazão contínua e estável (PRADO, 2008). O resultado da soma dessas duas pressões é a pressão de fluxo no fundo do poço em frente aos canhoneados. A mesma deverá ser utilizada para a obtenção da curva de IPR (PRADO, 2008).

O uso de correlações de fluxo exige o conhecimento das propriedades do fluido, tais como razão gás-líquido (RGL), teor de água e sedimentos (BSW), temperatura, diâmetro da coluna de produção, etc (PRADO, 2008). Tendo em vista as técnicas de obtenção e a importância da curva de IPR, este trabalho objetiva mostrar a construção da mesma para um reservatório cujos dados de teste de produção e pressão estática foram retirados da literatura, (GUO et al., 2007).

MATERIAL E METODOS

Para mostrar o procedimento de obtenção da curva de IPR considerou-se um reservatório de petróleo descrito por GUO et al., (2007, p. 43). A pressão média do reservatório é de 3500 psia. A realização de um teste de produção revelou que para uma vazão de 600 barris/dia, a pressão de fundo em fluxo é de 2500 psia (GUO et al., 2007).

Para utilização do modelo de Vogel foi necessário calcular a vazão máxima. A mesma foi obtida substituindo-se os dados do teste de produção (vazão de 600 barris/dia e pressão de fundo de 2500 psia) e a pressão média do reservatório (3500 psia) na equação de Vogel ($b = -0,2$) (GUO et al., 2007; PRADO, 2008).

$$q_{m\acute{a}xima} = \frac{q_{teste}}{\left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf, teste}}{p_e}\right) - 0,8 \left(\left(\frac{p_{wf, teste}}{p_e}\right)^2\right)\right]}$$

Com a vazão máxima, a pressão média do reservatório (estática) e empregando-se novamente a equação de Vogel, calculou-se para cada pressão de fluxo escolhida a vazão correspondente disponibilizada pelo reservatório (GUO et al., 2007).

Para simular o comportamento da curva de IPR, variou-se a pressão de fluxo do fundo do poço de 0 a 3500 psia (pressão média do reservatório) de 50 em 50 psia, e calculou-se a vazão proveniente do reservatório utilizando-se o modelo de Vogel abaixo.

$$q = q_{m\acute{a}xima} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_e}\right) - 0,8 \left(\left(\frac{p_{wf}}{p_e}\right)^2\right)\right]$$

Uma vez conhecidos os pares pressão/vazão, plotou-se utiliza a curva de IPR.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Através da equação de Vogel, utilizando-se a pressão média do reservatório (3500 psia) e o teste de produção (600 barris/dia, 2500 psia), calculou-se a vazão máxima do reservatório.

$$q_{m\acute{a}xima} = \frac{q_{teste}}{\left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf, teste}}{p_e}\right) - 0,8 \left(\left(\frac{p_{wf, teste}}{p_e}\right)^2\right)\right]}$$

Substituindo os valores na equação anterior:

$$q_{m\acute{a}xima} = \frac{600}{\left[1 - 0,2 \left(\frac{2500}{3500} \right) - 0,8 \left(\left(\frac{2500}{3500} \right)^2 \right) \right]}$$

$$q_{m\acute{a}xima} = 1336,36 \frac{barris}{dia}$$

Com a vazão máxima (1336,36 barris/dia) e a pressão média (estática) (3500 psia) do reservatório foi possível calcular utilizando a equação de Vogel dada abaixo, a vazão correspondente a cada pressão de fluxo de interesse no fundo do poço.

$$q = 1336,36 \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{3500} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{3500} \right)^2 \right]$$

Variando-se na equação acima a pressão de fluxo de 0 a 3500 psia, de 50 em 50 psia, foram obtidos os seguintes resultados (Tabela 2):

Tabela 2 – Valores de vazão para diferentes pressões de fundo.

Pressões de fluxo (Psia)	Vazões (Barris/dia)
0	1336,36
50	1332,33
100	1327,85
150	1322,95
200	1317,60
250	1311,82
300	1305,60
350	1298,95
400	1291,85
450	1284,33
500	1276,36
550	1267,96
600	1259,13
650	1249,85
700	1240,15
750	1230,00
800	1219,42
850	1208,40
900	1196,95
950	1185,05
1000	1172,73
1050	1159,96
1100	1146,76
1200	1119,05
1250	1104,55
1300	1089,60

1350	1074,22
1400	1058,40
1450	1042,15
1500	1025,45
1550	1008,33
1600	990,76
1650	972,76
1700	954,33
1750	935,45
1800	916,15
1850	896,40
1900	876,22
1950	855,60
2000	834,55
2050	813,05
2100	791,13
2150	768,76
2200	745,96
2250	722,73
2300	699,05
2350	674,95
2400	650,40
2450	625,42
2500	600,00
2550	574,15
2600	547,85
2650	521,13
2700	493,96
2750	466,36
2800	438,33
2850	409,85
2900	380,95
2950	351,60
3000	321,82
3050	291,60
3100	260,95
3150	229,85
3200	198,33
3250	166,36
3300	133,96
3450	34,15
3500	0,00

Fonte: Resultados da simulação

Os resultados contidos na Tabela 2 foram plotados permitindo-se a obtenção

da Figura 6, que consiste na simulação do comportamento da produção em função das pressões de fundo.

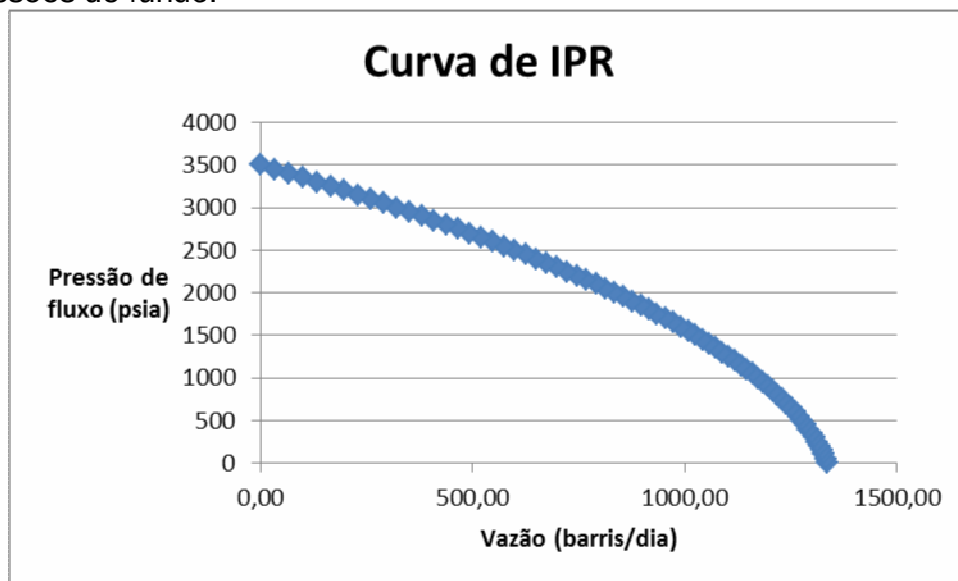


FIGURA 6 – Curva de IPR do reservatório estudado.
Fonte: Resultado da simulação

Com base na Figura 6, pode-se afirmar que a curva de IPR intercepta o eixo das abcissas na vazão máxima (1336,36 barris/dia), e o eixo das ordenadas na pressão estática da formação (3500 psia).

Conforme descrito por GUO et al., (2007), THOMAS et al. (2004), CHEN et. al., (2013), FATTAH et. al., (2014) e ECONIMIDES et al., (1994), observou-se que para ocorrer um aumento na vazão disponibilizada pelo reservatório é necessário diminuir a pressão de fluxo no fundo do poço. Quanto maior for a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço, maior será a vazão de óleo entregue pela formação ao poço (GUO et al., 2007). Assim, a otimização da produção é dependente entre muitos fatores, da diminuição da pressão de fluxo no fundo do poço (AHMED; MEEHAN, 2012; BELLARBY, 2009).

CONCLUSÕES

A partir de dados retirados da literatura (um teste de produção e pressão estática) foi possível plotar a curva de IPR de um reservatório de petróleo utilizando o modelo de Vogel.

O modelo de Vogel permitiu realizar a simulação de como a pressão de fluxo no fundo de um poço de produção de óleo muda em função da vazão proveniente do meio poroso. Verificou-se que um aumento na vazão requer a diminuição da pressão de fundo em fluxo.

De forma geral, deve-se ter em vista que as vazões disponibilizadas pelo reservatório são calculadas a partir do conhecimento da vazão máxima, que por sua vez é calculada através dos dados do teste de produção.

Assim sendo, com a vazão máxima e a pressão estática, variando-se as pressões de fluxo no modelo de Vogel determinam-se as vazões de extração de óleo.

REFERÊNCIAS

- AHMED, T.; MEEHAN, D. N. **Advanced Reservoir Management and Engineering**. 2. ed. San Francisco, 2012.
- AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. Gulf Professional Publishing, 2001.
- BOLIN, L.; YUIGI, W. Development characteristics of low oil saturation reservoirs. **Petroleum Exploration and Development**, n. 38, ed. 3, p. 341–344, jun. 2011.
- BELLARBY, J. **Well completion design**. Aberdeen: Elsevier, 2009.
- CHEN, Y.; MU, L.; ZHANG, J.; ZHAI, G.; LI, X.; LI, J.; ZHAI, H. Horizontal well inflow performance relationship in foamy heavy oil reservoirs. **Petroleum Exploration and Development**, v. 40, ed. 3, p. 389-393, jun. 2013.
- ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C. **Petroleum production systems**. New Jersey: Prentice Hall, 1994.
- FATTAH, K. A.; ELIAS, M.; EL-BANBI, H. A.; EL-TAYEB; E. A. New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 122, p. 280–289, out. 2014.
- GUO, B., LYONS, W. C., GHALAMBOR, A. **Petroleum Production Engineering: a computer-assisted approach**. Oxford: Elsevier, 2007.
- PRADO, M. **Two phase flow and nodal analysis**. MSc lecture Material. African University of Science and Technology. Abuja 1-528, 2008.
- THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; VEROTTI FILHO, C.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; SOUZA FILHO, J. E.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S.; BARRAGAN, R. V. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.