

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo da Surgência de Poço Mediante Curvas de Desempenho de Reservatório e Correlações para Escoamento Multifásico

AUTORES:

Fidel Fernandes Pereira

Oldrich Joel Romero

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Espírito Santo

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.

Estudo da Surgência de Poço Mediante Curvas de Desempenho de Reservatório e Correlações para Escoamento Multifásico

Abstract

Evaluate the moment in which the well loses the natural flow allow the lift engineer schedule intervention in the well, study the reservoir behavior and select the best artificial lift technique, in the other word, reduce the cost of operations. In this process, the flowing bottomhole pressure is extremely important because it's linked with the reservoir performance, by the Inflow Performance Relationship (IPR), as well as with the tubing performance, by the Tubing Performance Relationship (TPR). This work uses the pressure gradient to predict the flowing bottomhole pressure, by the Begg e Brill correlation, and analyzes the future Inflow Performance Relationship curves to determinate the static pressure. Then, using the static pressure profile along the time, we would predict the moment in which the well loses the natural flow. We use data of real wells to verify the technique, and the results were satisfactory, but they showed that a good knowledge about the reservoir depletion is necessary to improve the accuracy of the results.

Introdução

A perda de fluxo natural, ou surgência, dos poços é sempre esperada, porém a capacidade de prever esse momento permite o engenheiro de elevação preparar intervenções e planejar o melhor método de elevação a ser aplicado. Com isso, os custos de parada de produção, de intervenções e de equipamentos podem ser reduzidos. Contudo, esse processo é multidisciplinar e engloba diferentes áreas, como escoamento multifásico, engenharia de reservatório, engenharia de poço e engenharia de produção.

Nesse processo, a pressão de fluxo no fundo do poço é extremamente importante, pois ela está diretamente ligada ao desempenho do reservatório, através da curva IPR (*Inflow Performance Relationship*), bem como ao desempenho da coluna de produção, através da TPR (*Tubing Performance Relationship*). Ambas as curvas relacionam pressão com vazão e a interseção das duas fornece o ponto ótimo de operação.

Vogel (1968) desenvolveu um modelo empírico bifásico de IPR para um reservatório com mecanismo de gás em solução. Do mesmo modo, Fetkovich (1973) também elabora um modelo para o mesmo tipo de reservatório. Ambos os modelos são largamente empregados na literatura, devido a sua facilidade de implementação.

A Figura 1 ilustra a IPR e TPR, onde se pode observar que o desejável é reduzir a pressão de fluxo para que se obtenham maiores vazões no reservatório, em contra partida, deseja-se aumentar a pressão de fluxo para melhorar o desempenho da coluna de produção. Logo, fica claro que coluna e reservatório competem pela otimização da pressão de fundo, devendo o sistema operar em um ponto de equilíbrio, correspondente a interseção das curvas.

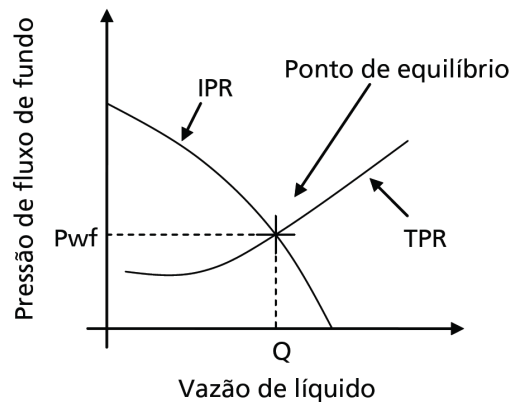


Figura 1 – Esboço das Curvas a IPR e TPR.

Quando não há registradores de pressão, é necessário o uso de técnicas indiretas para inferir a pressão de fluxo. Uma das técnicas é baseada no uso do gradiente de pressão da coluna de produção, em outras palavras as perdas de carga. Por ser função da massa específica, viscosidade, diâmetro e inclinação do duto, fator de atrito e velocidade do fluido, como pode ser visto na equação (1), o gradiente de pressão exige o conhecimento das propriedades do fluido e da tubulação durante todo o percurso.

$$\frac{dP}{dL} = -\frac{f \rho v^2}{2d} - \rho g \sin(\theta) - \rho v \frac{dv}{dL} \quad (1)$$

A equação (1) representa o gradiente de pressão para o escoamento monofásico, onde f é o fator de atrito de Fanning, ρ é a massa específica do fluido, d o diâmetro da tubulação, g a gravidade, v a velocidade do fluido e θ a inclinação.

Contudo, na indústria do petróleo o mais comum é o escoamento multifásico, cuja modelagem analítica é altamente complexa, muitas vezes possuindo apenas soluções numéricas que requerem grande esforço computacional.

O desenvolvimento de métodos eficazes para determinar as perdas de pressão para escoamentos multifásico é extremamente importante. Diversos pesquisadores propuseram correlações empíricas para o gradiente multifásico de pressão, sendo os mais conhecidos os modelos de Poettmann e Carpenter (1952), Mukherjee-Brill (1961), Hagedorn e Brown (1964), Orkiszewski (1967), Beggs e Brill (1973), que podem ser encontrados em Brill e Mukherjee (1999) e Guo e Ghalambor (2007).

O objetivo deste trabalho é utilizar a correlação de Beggs e Brill para prever a pressão de fluxo no fundo do poço, e assim, utilizar o conceito de curvas de desempenho para analisar a perda de fluxo natural do poço.

Metodologia

O poço perde o fluxo natural quando as curvas de desempenho não se interceptam, ou quando o poço deixa de produzir dentro dos limites do potencial de produção estipulado pela engenharia de reservatório. Desse modo, conhecendo a vazão correspondente ao potencial de produção e a pressão na cabeça do poço, determina-se a pressão de fundo requerida pela coluna de produção para que o fluido chegue até a superfície, através da correlação de Beggs e Brill, utilizando o software comercial PIPESIMTM.

De posse da pressão de fundo requerida, calcula-se a pressão estática do reservatório, através curva de desempenho futura (IPR Futura) de Fetkovich, equação (2).

$$q = J' \frac{P_e}{P_{e_i}} (P_e^2 - P_{wf}^2) \quad (2)$$

onde q é a vazão do reservatório, P_e é a pressão estática no tempo t , P_{e_i} é a pressão estática inicial, $J' = IP/2P_{e_i}$ sendo IP o Índice de Produtividade e P_{wf} é a pressão de fluxo no fundo do poço.

A equação (2) resulta em uma função do terceiro grau em termos da pressão estática do reservatório e pode ser resolvida iterativamente pelo Método de Newton-Raphson.

A Tabela 1 apresenta os dados de dois poços, ambos verticais e *onshore*, cujo mecanismo de produção do reservatório é gás em solução, em regime pseudo-permanente, o que resulta em uma queda linear de pressão ao longo do tempo, conforme a equação (3).

$$P_e(t) = P_{e_i} - \left(\frac{q}{A h c_f \phi} \right) t \quad (3)$$

onde a expressão entre parêntese é o coeficiente angular da reta, que depende da vazão no canhoneados, q , da porosidade, ϕ , da compressibilidade da formação, c_f , da espessura do reservatório, h , e da área do reservatório, A , vista em planta. Contudo, não possuindo essas propriedades, pode-se estimá-lo através do ajuste de curva pelo Método dos Mínimos Quadrados, utilizando o histórico de pressão estática do reservatório.

P1 é um poço produto situado em um campo maduro, sendo que atualmente produz através de Bombeio Mecânico com Hastes (BM), logo ele será utilizado para validação do procedimento. Já o poço P2, é um poço mais recente e o objetivo para ele é prever a sua perda de fluxo natural.

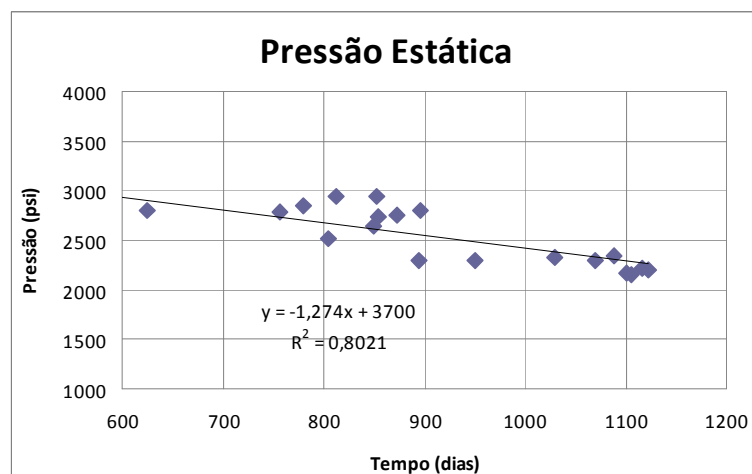


Figura 2 – Perfil de Pressão Estática ao longo do tempo para o poço P1.

Não possuindo as dimensões do reservatório para o poço P1, a taxa de declínio é obtida através do gráfico da Figura 2, sendo que os dados de pressão foram obtidos através do software TWM (*Total Well Management*), que é especializado no monitoramento de poços equipados com BM, através de dados acústicos.

O perfil de pressão para o poço P2 é considerado análogo ao poço P1, visto que ambos estão situados no mesmo campo produtor.

Teoricamente, o potencial de um poço é definido como sendo a vazão máxima do reservatório, ou seja, a vazão para a qual a pressão de fundo é zero. No entanto, essa situação é praticamente impossível de se alcançar, além disso, produzir com vazões elevadas pode implicar em problemas como a produção de areia, ou até mesmo o esgotamento prematuro da energia natural do reservatório. Por isso, é conveniente estabelecer uma pressão de fundo mínima, que atenda tanto as necessidades da elevação, quanto as do reservatório. Defini-se, assim, um potencial bruto para o sistema, cuja vazão corresponde àquela na qual a pressão de fundo é mínima.

O procedimento para a previsão do momento em que o poço perde o fluxo natural pode ser resumido da seguinte forma:

1. Forneça a pressão na cabeça do poço e a vazão do potencial bruto;
2. Calcule a pressão de fundo do poço através da correlação de Beggs e Brill
3. Calcule a pressão estática através da IPR Futura de Fetkovich, equação (2);
4. Calcule o tempo através do perfil de pressão.

Tabela 1 – Dados dos Poços.

	Poço P1	Poço P2
γ_g	0,66	0,89
API	24,34°	30,14°
BSW	42%	0,4%
d	2 7/8 in	2 7/8 in
H	6.631 ft	6.631 ft
P_{ei}	3.700 psi	3.700 psi
Q_{PB}	70,45 stb/d	142,78 stb/d
RGO	400,32 scf/stb	4.267,10 scf/stb
J'	$3,36 \cdot 10^{-5}$ stb/d.psi ²	$2,57 \cdot 10^{-5}$ stb/d.psi ²
T_{wb}	70°C	70°C
T_{wh}	30°C	25°C
Início da Produção	25/06/2001	11/07/2010
Fim da Surgência	15/10/2002	-

Na Tabela 1, γ_g é a densidade relativa do gás, API é o grau API óleo, BSW (*Basic Sediment and Water*) representa a porcentagem de água da fase líquida, d o diâmetro da tubulação, H a profundidade dos canhoneados, P_{ei} a pressão estática inicial, Q_{PB} a vazão correspondente ao potencial bruto, RGO a razão gás/óleo, J' o Índice de Produtividade da IPR Futura, T_{wb} a temperatura no fundo do poço e T_{wh} a temperatura na cabeça do poço.

Resultados e Discussão

O ideal é que o poço produza o maior tempo possível de forma natural no potencial de produção. Para que isso aconteça é necessário que as curvas de desempenho do reservatório e da coluna de produção se cruzem próximo à vazão do potencial de produção.

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

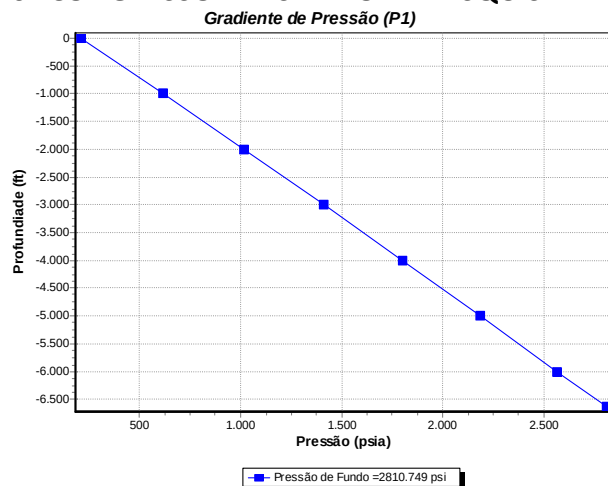


Figura 3 – Gradiente de Pressão do poço P1.

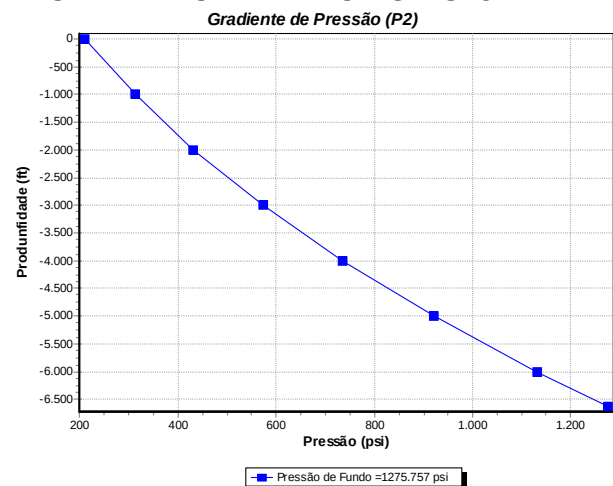


Figura 4 – Gradiente de Pressão do poço P2.

As Figuras 3 e 4 ilustram o gradiente dinâmico de pressão para cada poço, obtidos através da correlação de Beggs e Brill via software PIPESIM™. Observando as pressões na profundidade dos canhoneados encontramos os valores correspondentes às pressões de fundo, para o poço P1 e P2, como sendo de 2.810,75 psi e 1.275,76 psi, respectivamente, sendo que para ambos os poços a pressão na cabeça do poço foi considerada como 210 psi.

Nas Figuras 5 e 6 observam-se as IPR's Futuras do reservatório e a TPR de poço. Como uma primeira estimativa, podemos prever a pressão estática analisando a interseção das curvas para a vazão correspondente ao potencial bruto do poço. Desse modo, para o poço P1, cujo potencial é 70,45 stb/d, a TPR intercepta a IPR a qual a pressão estática é de 3.200 psi, como visto na Figura 5. Já para o poço P2, cujo potencial é 142,78 stb/d, curva que toca a TPR é a correspondente à pressão de 2.900 psi (Figura 6).

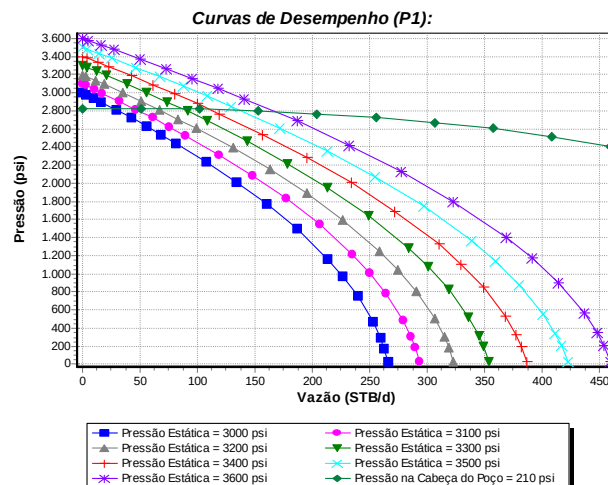


Figura 5 – Curvas de Desempenho de P1

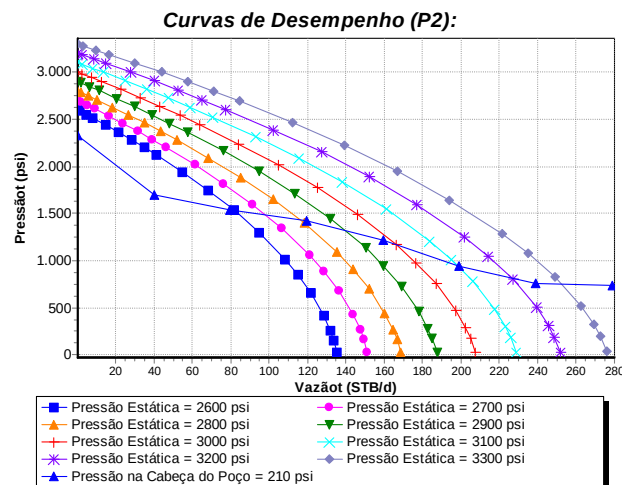


Figura 6 – Curvas de Desempenho de P2.

Para obter valores mais precisos, deve-se realizar o procedimento descrito anteriormente. Então, de posse das pressões de fundo e utilizando a equação (2), encontra-se os valores para as pressões estáticas, descritas na Tabela 2. Introduzindo estes valores na equação de regressão dada pela Figura 2, e isolando a variável tempo, encontra-se o valor de 383 dias para o poço P1, e 599 dias para o poço P2.

Tabela 2 – Resultados obtidos para os poços P1 e P2.

	Pressão de fundo	Pressão Estática	Intervalo de tempo	Data Prevista
P1	2.810,75 psi	3.211,85 psi	383,16 dias	13/07/2002
P2	1.275,76 psi	2.936,89 psi	598,98 dias	01/03/2012

Comparando o resultado do poço P1, com a data da Tabela 1, observa-se um erro que antecipa a perda de fluxo natural em 92 dias em relação da data real, relevando a necessidade de melhorar os dados referentes ao perfil de pressão estática.

Vale ressaltar que, para os casos em estudo, a pressão na cabeça do poço foi considerada invariante. Sendo que alterações feitas neste valor, através da válvula de restrição, podem descolar a curva TPR, fazendo com que o poço volte a produzir dentro do potencial de produção. De acordo com a Figura 7, em que se observam diferentes valores de pressão na cabeça do poço, a redução da pressão desloca a curva TPR para baixo, fazendo com que uma pressão estática menor seja necessária para manter o poço produzindo na mesma vazão do potencial bruto.

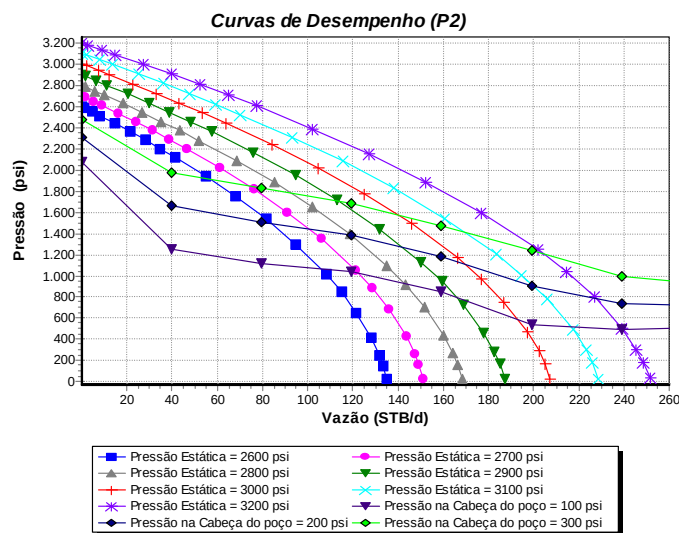


Figura 7 – Efeito da variação da pressão na cabeça do poço na TPR.

Conclusões

A previsão do momento em que o poço perde o fluxo natural é de suma importância para o planejamento da vida produtiva do poço. O fenômeno é relacionado tanto com a engenharia de reservatório quanto com a engenharia de elevação, podendo ser analisado através das curvas de desempenho do poço e do reservatório. Para o caso em estudo, foi possível obter a pressão para a qual as curvas de desempenho se interceptam dadas as vazões do potencial bruto. Com isso, pode-se determinar o intervalo de tempo para que o reservatório deplete até a pressão em questão. Contudo, deve-se frisar que a pressão na superfície foi mantida constante, e que a redução da mesma permite uma condição de vazão idêntica para pressões estáticas menores. Os resultados para o poço de teste, P1, foram satisfatórios, embora, uma melhor análise do comportamento da pressão ao longo do tempo é necessária para melhorar a precisão dos valores obtidos.

Agradecimentos

Agradecemos à Petrobras UO-ES/ATP-NC/GP pelo fornecimento dos dados e liberação dos softwares necessários para desenvolvimento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

1. BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. SPE-AIME. Tulsa: University of Tulsa. 1973. p. 607-617.
2. BRILL, J. P.; MUKHERJEE, H. Multiphase Flow in The Well. Richardson: SPE-AIME, 1999. 19-45 p.
3. FETKOVICH, M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells. SPE Annual Meeting. Las Vegas: SPE. 1973.
4. GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, A. Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach. [S.l.]: Elsevier Science e Technology Book, 2007.
5. HAGEDORN, A. R.; BROWN, K. E. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits. SPE 39th Annual Meeting. Houston: SPE. 1964. p. 475-484.
6. TAKÁCS, G. Gas-Lift Manual. Tulsa: PennWell, 2005.
7. VOGEL, J. V. Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells. Journal of Petroleum Technology, Janeiro 1968. 83-92.