

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE CURVAS DE IPR UTILIZANDO O MODELO DE VOGEL GENERALIZADO

Francine Biranoski Coelho ¹
Claudir Andre Peres Pepinelli ²
Roberto Ribeiro de Araújo Júnior ³
Thalía Soares Fragoso ⁴
Antonio Marinho Barbosa Neto ⁵

RESUMO

A curva de IPR é uma importante ferramenta para compreender a produtividade de um poço de petróleo. Na literatura, existem modelos tanto analítico como empírico para simular esta curva. O Modelo de Vogel Generalizado (MVG), o qual combina os modelos linear e de Vogel, abrangendo os trechos linear e curvo da curva de IPR. Ou seja, aplica-se para poços em reservatórios subsaturados, assim como saturados. Neste sentido, o presente trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para simular a curva de IPR de poços de petróleo usando o MVG. Um algoritmo foi construído em *software* Matlab através da implementação numérica do MVG de modo a contemplar cenários distintos de produção. O algoritmo foi validado usando dados de campo, que resultaram em um AARE de 3,97% e, em seguida, foi utilizado em um estudo de caso aplicado de modo a simular a curva de IPR para cinco cenários distintos, além de avaliar o IP e vazão máxima em cada cenário. Portanto, este estudo mostra a robustez e simplicidade do MVG para simulação de curvas de IPR.

Palavras-chave: MVG, IP, Curva de IPR, Simulação.

1. INTRODUÇÃO

A curva de IPR (do inglês, *Inflow Performance Relationships*) descreve a entregabilidade do reservatório em termos de vazão de fluidos produzidos e a pressão de fluxo (ANDREOLLI, 2016), o que a torna uma importante ferramenta para compreender a produtividade do poço e assim, equipar e operá-lo de forma a obter seu potencial máximo em qualquer estágio da sua vida produtiva. As curvas de IPR são construídas com base nas pressões de fluxo e vazões aferidas durante testes de produção. Essas são exclusivas para cada poço de

¹ Graduanda do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC, francinebcoelho@gmail.com;

² Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC, claudirandre@live.com;

³ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC, roberto.397@hotmail.com;

⁴ Graduanda do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade do Estado de Santa Catarina - UDESC, thalia_outlook.com;

⁵ Professor orientador: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, antonio.marinho@udesc.br.

petróleo e gás natural, visto que dependem da heterogeneidade da formação e suas propriedades petrofísicas, bem como das propriedades termofísicas do fluido (ARAGÓN et al, 2008).

A curva de IPR é uma relevante ferramenta para compreender o comportamento de fluxo na região de acoplamento poço-reservatório. Além disso, esta é importante para o desenvolvimento de projetos para completação do poço, otimização da produção, elevação artificial e estudos de análise nodal. Dentre as vantagens em estudar as curvas de IPR, tem-se a possibilidade de maximizar o retorno financeiro do projeto, estimar o dimensionamento ideal dos equipamentos que serão utilizados na produção e identificar o melhor período para operar o poço com elevação artificial (ELIAS et al, 2009; KLINS; CLARK III, 1993).

Existem diferentes modelos propostos na literatura (ANDREOLLI, 2016; GUO et al, 2007) para simular a curva de IPR que podem ser classificados em modelos empíricos e analíticos. Os modelos empíricos são derivados a partir de dados de campo ou experimentais. Por exemplo, o Modelo de Vogel é o modelo empírico mais utilizado na indústria de óleo e gás. Por outro lado, os modelos analíticos são obtidos a partir de equações de conservação e relações de fechamento que descreve o fluxo no meio poroso (DAOUD et al, 2017; ELIAS et al, 2009).

Para o fluxo monofásico no meio poroso é utilizado o modelo linear para obter a curva de IPR, a qual aplica-se para reservatórios subsaturados. No entanto, abaixo da pressão do ponto de bolha, o gás forma uma fase livre e passa a ocupar o meio poroso, reduzindo o fluxo de óleo. Nesse cenário, o modelo de Vogel pode ser utilizado e a curva de IPR assume um comportamento curvo conforme se reduz a pressão no ponto de análise, que mais comumente é considerado no fundo poço (GUO et al, 2007; BELLARBY, 2009).

Segundo AL-RBEAWI (2019) um dos grandes desafios associado à simulação das curvas de IPR e a previsão de desempenho de um poço, é a descrição do fluxo multifásico, devido ao fato das propriedades físicas dos fluidos do reservatório mudarem constantemente com a diminuição da pressão, ocasionada pelo processo de depleção natural do reservatório com o tempo. Neste sentido, os modelos linear e de Vogel contemplam os cenários de reservatório subsaturado e saturado, respectivamente, somente se aplicados individualmente. De maneira a contemplar ambos os cenários de saturação no meio poroso, o Modelo de Vogel Generalizado (MVG) foi proposto para a construção da curva de IPR (ANDREOLLI, 2016; GUO et al, 2007).

Diante deste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar uma ferramenta computacional capaz de simular a curva de IPR de um poço de petróleo usando o MVG.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE (IP)

A capacidade de produção dos poços de petróleo é calculada pelo Índice de Produtividade do poço $\left(IP - \frac{sm^3}{bar} \right)$. A definição geral para o IP é dada como a relação entre a vazão de líquido produzida nas condições de superfície $\left(Q_{sc} - \frac{sm^3}{d} \right)$ e o diferencial de pressão $(\Delta P - bar)$ entre a pressão estática do reservatório e a pressão no fundo do poço $(P_{wf} - bar)$, conforme mostra a Eq. (1) (ROSA et al, 2006).

$$IP = \frac{Q_{sc}}{(P_e - P_{wf})} = \frac{Q_{sc}}{\Delta P} \quad (1)$$

Na Eq. (1), P_e é a pressão estática do reservatório, em bar e P_{wf} é a pressão no fundo do poço, em bar .

2.2. CURVA DE IPR

As curvas de IPR podem ser caracterizadas por dois trechos: linear e curvo. Quando a pressão estática é maior que a pressão de saturação, o reservatório encontra-se subsaturado. Este cenário corresponde ao trecho linear na curva de IPR, dado pela Eq. (1), cujo índice de produtividade é constante para qualquer pressão P_{wf} acima da pressão de saturação do fluido. Já para a pressão estática abaixo da pressão de saturação, caracteriza-se um reservatório saturado com fluxo bifásico (líquido-gás) representado por um trecho curvo na curva de IPR. Neste caso, alguns modelos podem ser utilizados para estimar a curva de IPR, tais como: Wiggins, Vogel, Klins e Fetkovich (ANDREOLLI, 2016). Este trabalho buscar-se-á utilizar um modelo capaz de simular tanto o trecho linear como o trecho curvo, tal como o Modelo de Vogel Generalizado (MVG), descrito a seguir.

2.3. MODELO DE VOGEL GENERALIZADO

O modelo de Vogel Generalizado compreende cenários que satisfazem diferentes condições de fluxo presente no reservatório ao longo da produção. O MVG é utilizado em sistemas de reservatórios de óleo produzindo acima da pressão de saturação, bem como reservatório de óleo com gás em solução produzindo abaixo do ponto de saturação e, também, para reservatórios que produzem uma fração de água de até 50% (ANDREOLLI, 2016).

O MVG é capaz de descrever cinco cenários que são definidos a depender da quantidade

de testes de produção, pressão estática do reservatório e pressão de saturação do fluido. Na construção da curva de cada cenário o trecho linear é representado pela Eq. (1), considerando fluxo monofásico incompressível e que a viscosidade e fator volume formação do fluido não se alteram com a pressão e temperatura. Isso se deve ao fato que neste modelo o IP é considerado constante (ANDREOLLI, 2016).

O trecho curvo é descrito analiticamente pela Eq. (2), que corresponde ao modelo de Vogel, com base no mesmo sistema de coordenadas com origem em (0, 0) da Eq. (1) (ANDREOLLI, 2016):

$$\frac{Q_{sc} - Q_b}{Q_{m\acute{a}x} - Q_b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 \quad (2)$$

em que Q_{max} é a vazão máxima $\left(\frac{sm^3}{d}\right)$, Q_b é a vazão, em $\left(\frac{sm^3}{d}\right)$, na pressão de saturação ($P_b - bar$). A Eq. (2) pode ser modificada considerando a Eq. (3) para buscar mais expressões que permitam plotar as curvas que satisfaçam todas as especificidades do sistema (ANDREOLLI, 2016).

$$Q_x = Q_{max} - Q_b \quad (3)$$

Na Eq. (3), Q_x , corresponde a diferença entre a vazão máxima e vazão no ponto da pressão de saturação, em $\left(\frac{sm^3}{d}\right)$. Então, substituindo a Eq. (3) na (2), obtêm-se a Eq. (4), (ANDREOLLI, 2016).

$$\frac{Q_{sc} - Q_b}{Q_x} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 \quad (4)$$

Considerando que não existe descontinuidade nas funções de $Q = f(P)$ em relação a P_b e que a inclinação da reta e da curva em P_b são iguais, então as derivadas das Eqs (1) e (4) em relação a P_{wf} são idênticas. Portanto, a derivada da Eq. (1) em relação à pressão de fluxo do poço resulta em:

$$\frac{dQ_{sc}}{dP_{wf}} = -IP = -\frac{Q_b}{P_e - P_b} \quad (5)$$

em que dQ_{sc}/dP_{wf} é a taxa de variação da vazão de líquido na superfície em relação a pressão de fluxo no fundo do poço. Por outro lado, derivando Q_{sc} em relação a pressão de fluxo no fundo do poço, dada pela Eq. (4), e fazendo $P_{wf} = P_b$, obtêm-se a Eq. (6):

$$\frac{dQ_{sc}}{dP_{wf}} = Q_x \cdot \left(-\frac{1,8}{P_b}\right) \quad (6)$$

Sabendo que as derivadas das Eqs. (5) e (6) são idênticas quando $P_{wf} = P_b$, obtém-se uma expressão para a vazão na condição da pressão de bolha, dada pela Eq. (7).

$$Q_b = \frac{1,8 \cdot Q_x \cdot (P_e - P_b)}{P_b} \quad (7)$$

Portanto, substituindo a Eq. (7) na Eq. (3) e rearranjando os termos de maneira a explicitar a vazão em função das pressões, obtêm-se a expressão final do MVG:

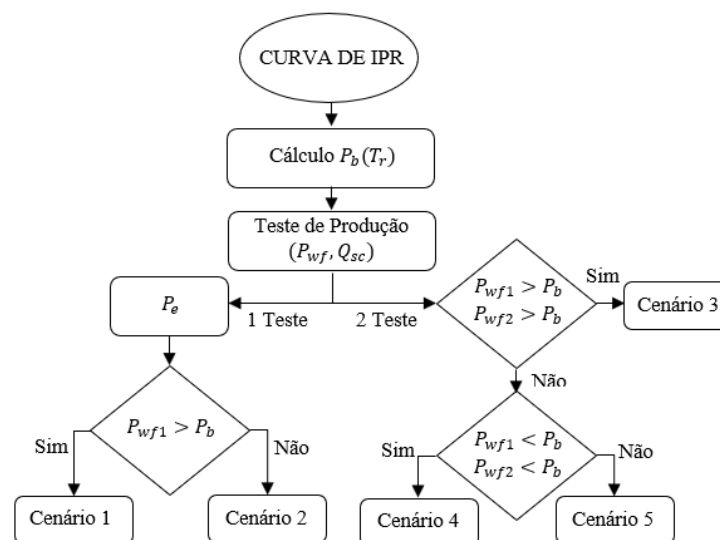
$$Q_{sc} = Q_x \cdot \left[1,8 \cdot \left(\frac{P_e}{P_b} \right) - 0,8 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (8)$$

Em síntese, para a construção da curva de IPR a partir do MVG são utilizadas duas equações: para o trecho linear a Eq. (1). Já o trecho curvo é esboçado usando a Eq. (8). O referido modelo será utilizado neste trabalho, sendo aplicado no poço-reservatório escolhido para o estudo de caso, que abrange os dois trechos da curva de IPR. Para tal, foi desenvolvida uma ferramenta computacional utilizando a metodologia abordada na próxima seção.

3. METODOLOGIA

Para alcançar o objetivo deste trabalho, foi desenvolvido uma ferramenta computacional utilizando o *software* Matlab. O algoritmo foi construído a partir da implementação numérica do MVG, de forma que contemple diferentes cenários de produção e construa a curva de IPR. Para tanto, a modelagem dos cinco cenários do MVG foi realizada e as equações explícitas finais foram implementadas para a construção do algoritmo. A Figura 1 apresenta a estrutura lógica computacional da sequência de cálculo realizada pelo algoritmo.

Figura 1: Algoritmo de cálculo da curva de IPR usando o MVG.



O usuário alimenta os dados de entrada no algoritmo que são: teste(s) de produção, pressão e temperatura do reservatório (P_e , T_r), razão gás-líquido e grau API do fluido. A partir dos dados do fluido, calcula-se a pressão de saturação do fluido (P_b) em T_r usando a correlação *black-oil* de AL-MARHOUN (2015). A depender do número de testes de produção, o algoritmo percorre dois caminhos distintos. Para um teste de produção e conhecida a P_e , tem-se as opções dos Cenários 1 e 2. Por outro lado, no caso de dois testes têm-se as opções dos Cenários 3, 4 e 5. Em seguida, o programa faz um comparativo entre os cenários considerando a pressão de fluxo abaixo ou acima da pressão de saturação, o que define, portanto, qual cenário será utilizado para a construção da curva de IPR.

O Cenário 1 corresponde a um teste de produção onde a pressão de fluxo é maior que a pressão de saturação e a P_e é conhecida. As etapas de construção da curva de IPR, deste cenário, consiste em esboçar o trecho linear com base no valor de P_e e no teste de produção (P_{wf} , Q_{sc}). O valor da vazão na pressão de saturação é obtida pela Eq. (1) e a vazão Q_x é encontrada a partir da Eq. (7). Por fim, o trecho curvo é construído adotando-se os valores de P_{wf} na Eq. (8), resultando nos valores de vazão (ANDREOLLI, 2016).

O Cenário 2 consiste em um teste de produção com pressão de fluxo menor que P_b e P_e é conhecida. Os valores de Q_x são encontrados a partir da Eq. (8) substituindo o teste de produção (P_{wf} , Q_{sc}). O trecho curvo é construído adotando-se os valores de P_{wf} na Eq. (8) e o valor de Q_b é obtido pela Eq. (7). O esboço do trecho linear é realizado com base na Eq. (1) utilizando os valores de P_e e Q_b obtidos anteriormente (ANDREOLLI, 2016).

O Cenário 3 é composto por dois testes de produção com pressão de fluxo maior que P_b . Neste cenário, o esboço do trecho linear e o cálculo de P_e é realizado com base na Eq. (1). Por fim, adota-se o mesmo procedimento aplicado no Cenário 1 (ANDREOLLI, 2016).

O Cenário 4 tem dois testes de produção com pressão de fluxo menor que P_b . Neste cenário, os dois testes são substituídos na Eq. (8) e compõem um sistema de equações que resulta na Eq. (9), permitindo determinar P_e e, conseqüentemente Q_x . Os valores de Q_b são calculados a partir da Eq. (7) e o esboço da curva dos trechos linear e curvo é realizado com base nas Eqs. (1) e (8), respectivamente (ANDREOLLI, 2016).

$$P_e = \frac{Q_{sc1} \cdot (-1,8 \cdot P_{wf2}) + Q_{sc2} \cdot \left[0,8 \cdot P_b + 0,2 \cdot P_{wf1} + 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf1}^2}{P_b} \right) \right]}{1,8 \cdot (Q_{sc2} - Q_{sc1})} \quad (9)$$

O Cenário 5 é composto por dois testes de produção: um teste com pressão de fluxo maior que P_b e outro menor. Para determinar P_e e Q_x , realiza-se uma substituição do teste acima

da pressão de bolha na Eq. (1) e do teste abaixo da P_b na Eq. (8). Então, ao resolver o sistema obtém-se P_e e Q_x . Em seguida, com base na Eq. (7) é possível definir Q_b e assim, plotar o trecho curvo com base na Eq. (8). Enquanto para o trecho linear utiliza-se a Eq. (1) (ANDREOLLI, 2016).

Por fim, criou-se uma interface de comunicação com o usuário denominada *Menu*, onde é possível inserir os dados de entrada pela *Command Window*, de maneira a facilitar o uso do algoritmo. Na próxima seção, apresenta-se a validação da ferramenta computacional em um comparativo com dados de campo e, em seguida, um estudo de caso aplicado.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. VALIDAÇÃO

Para validar o MVG implementado na ferramenta computacional desenvolvida neste trabalho, utilizou-se os dados de testes de produção apresentados por Daound et al. (2017). Esses dados são característicos de um reservatório carbonático saturado com mecanismo de produção de gás em solução. No estudo, os autores informam que a saturação média de gás no momento dos testes era entre 10 e 12 %.

A pressão estática do reservatório (P_e), a pressão de saturação do fluido (P_b) e o teste de produção (P_{wf} , Q_{sc}) selecionados para alimentar o algoritmo neste estudo são apresentados na Tabela 1. Visto que P_e é menor que P_b , sabe-se que apenas o modelo empírico de Vogel que compõe o MVG é investigado nesta etapa.

Tabela 1 – Dados de campo A no caso 1.

P_e (bar)	P_b (bar)	P_{wf} (bar)	Q_{sc} (m^3/d)
92,73	139,27	63,49	36,41

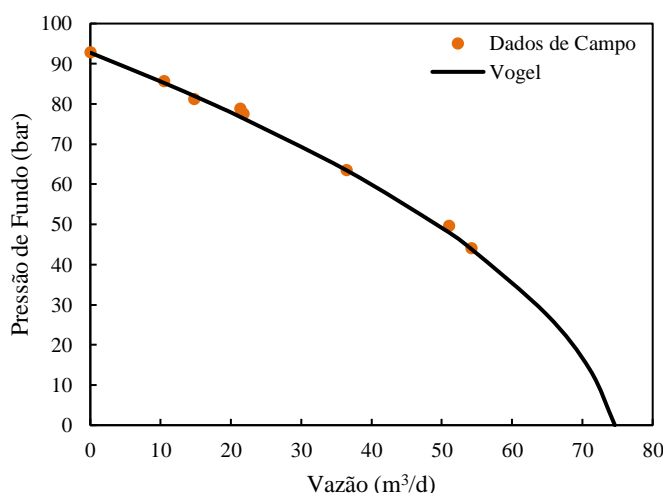
Fonte: Adaptado de Daound et al (2017).

A curva de IPR simulada a partir dos dados da Tabela 1 foi comparada com os dados de campo (DAOOUND et al, 2017), conforme mostra a Figura 2.

Para avaliar a precisão do MVG implementado no algoritmo frente a dados de campo saturados, foi utilizado os parâmetros estatísticos: Erro Relativo Absoluto Médio (AARE) e Coeficiente de Determinação (R^2) (RODRIGUES, 2018). Ao analisar os resultados gerados pelo MVG em relação aos dados de campo, obteve-se um AARE igual a 3,97% e R^2 igual a 0,9958 %, em ordem com o erro médio absoluto apresentado por Daound et al. (2017), que foi de 5% para o modelo de Vogel. Portanto, conclui-se que a ferramenta computacional deste

trabalho mostrou-se capaz de simular a curva de IPR aplicando o MVG, dentro de uma margem de erro aceitável na literatura. Analisando a curva de IPR, verifica-se, também, que a vazão máxima é de 75 m³/d, indicando a capacidade máxima teórica de produção do poço.

Figura 2 – Validação da Curva de IPR usando o MVG e dados de campo.



Fonte: Autores (2021).

Uma vez validada a implementação do MVG, buscou-se aplicar a ferramenta desenvolvida em um estudo de caso capaz de demonstrar as suas funcionalidades, conforme apresentado na seção a seguir.

4.2. ESTUDO DE CASO APLICADO

Com o intuito de apresentar a aplicação do procedimento de obtenção da curva de IPR utilizando o MVG para cinco cenários distintos, considerou-se o poço descrito por JAHANBANI e SHADIZADEH (2009), acrescido de dados de testes de produção para satisfazer as condições de existência dos cenários. Trata-se do poço n° 20 no sudoeste do campo de Parsi que está localizado ao norte do campo de Agha-Jari, na região de Embayment Dezful.

O poço possui reservatório naturalmente fraturado com capa de gás, pressão estática de 247,380 bar e pressão de saturação de 163,365 bar. O fluido do reservatório saturado é caracterizado pela viscosidade constante de 0,9344 cP, razão gás-óleo de 0,7 Mscf/STB e fator volume formação de 1,33913 bbl/STB.

De acordo com JAHANBANI e SHADIZADEH (2009), em 25 de julho de 2007, foi realizado um teste de acúmulo no poço que resultou em medições de pressão e vazão presentes na Tabela 2 e, posteriormente, os autores utilizaram os dados para obtenção das curvas de IPR.

Tabela 2 – Resultados das medições com diferentes tamanhos de estrangulamento na válvula *choke*.

Testes	P_{wf} (bar)	Q_{sc} (m ³ /d)
T ₁	160,956	397,5
T ₂	160,576	462,69
T ₃	160	556,5

Fonte: Adaptado de Jahanbani e Shadizadeh (2009).

No presente estudo, o Teste 3 (T₃) será utilizado para o Cenário 2 do MVG, enquanto o Teste 2 (T₂) e o Teste 1 (T₁) serão utilizados para compor os Cenários 4 e 5, respectivamente. Para os demais cenários, foram utilizados dados empíricos criados pelos autores deste trabalho de modo a contemplar as condições requeridas para ilustrar a aplicabilidade do MVG nos Cenários 1 e 3. A Tabela 3 apresenta os cinco cenários e seus respectivos testes de produção.

Tabela 3 – Dados utilizados para obtenção da curva IPR.

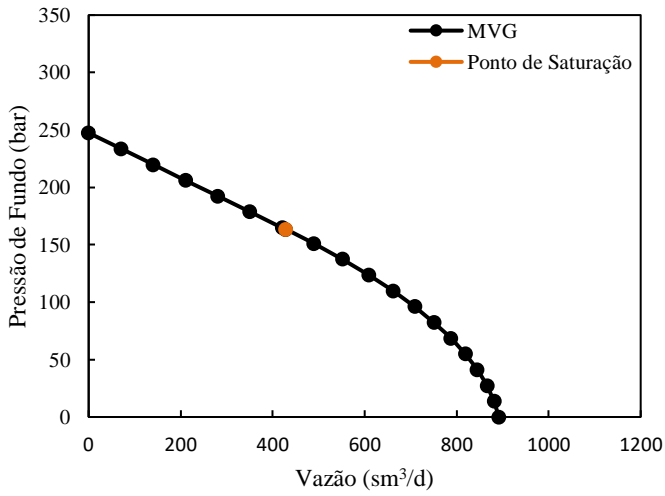
Cenários	P_{wf} (bar)	Q_{sc} (m ³ /d)
Cenário 1	176,500	361,725
Cenário 2	160,000	556,500
Cenário 3	184,000	344,235
	206,839	291,765
Cenário 4	160,576	462,690
	137,893	410,379
Cenário 5	160,956	397,50
	176,500	361,725

Fonte: Autores (2021).

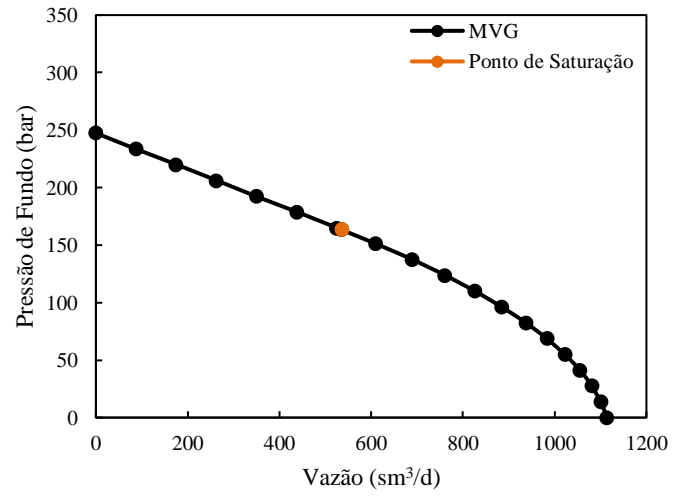
A Figura 3 ilustra as curvas de IPR correspondente aos cinco cenários investigados neste trabalho utilizando o MVG. Ao analisar as curvas de IPR, é possível observar a presença dos trechos linear e curvo, tornando uma curva híbrida. Ressalta-se os comportamentos distintos nas inclinações das curvas de cada cenário, principalmente após o ponto de saturação, visto que nesse trecho o IP não é mais constante, em razão da presença do fluxo bifásico no meio poroso, conforme esperado. No trecho linear, no qual ocorre o fluxo monofásico, o IP possui um valor constante. Além disso, verifica-se um aumento da vazão de líquido a medida que a pressão de fluxo do poço diminui. Logo, quanto maior for a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço, maior será a vazão entregue pela formação ao poço (GUO et al., 2007).

Figura 3 – Curvas de IPR para os cinco cenários do MVG.

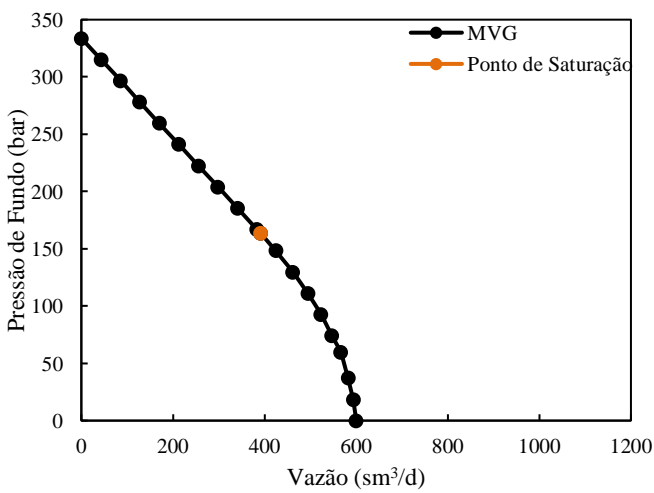
a) Cenário 1.



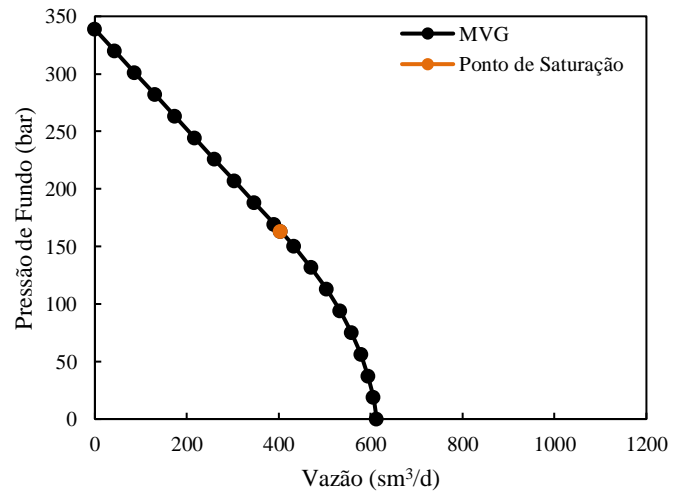
b) Cenário 2.



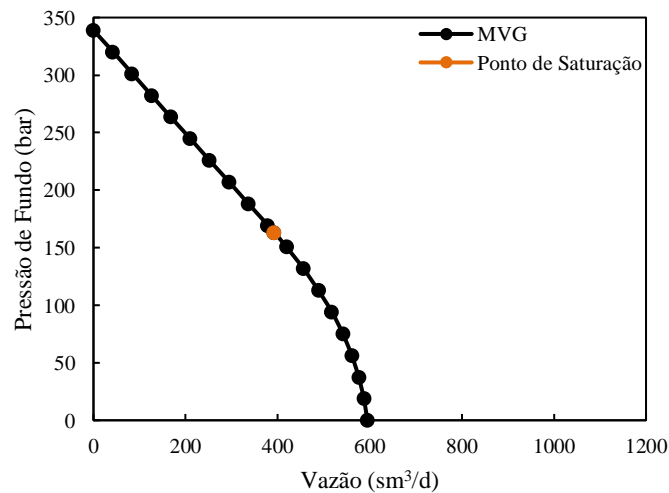
c) Cenário 3.



d) Cenário 4.



e) Cenário 5.



Na Tabela 4 são apresentados os valores do IP encontrados para o trecho linear em cada cenário, como também a vazão máxima ($Q_{m\acute{a}x}$). Observa-se que o Cenário 2 apresentou valores maiores, pois a diferença de pressão aplicada ($P_e - P_{wf}$) é menor, caracterizando uma menor resistência ao escoamento no meio poroso até o fluido alcançar o poço. Já o Cenário 5 apresentou valores menores, visto que a diferença de pressão é maior, ocasionando uma maior perda de energia no escoamento do fluido, resultando em uma menor pressão disponível.

Tabela 4: Valores de IP para cada cenário.

Cenários	IP ($m^3/d/bar$)	$Q_{m\acute{a}x}$ (m^3/d)
Cenário 1	5,1033	891,93
Cenário 2	6,3710	1113,50
Cenário 3	2,2974	600,15
Cenário 4	2,3040	613,12
Cenário 5	2,2343	594,93

Fonte: Autores (2021).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O algoritmo computacional desenvolvido mostrou-se capaz de simular a curva de IPR de um poço de petróleo a partir do Modelo de Vogel Generalizado. Neste sentido, o MVG para condição de reservatório saturado, descreveu o comportamento dos dados de campo, apresentando AARE de 3,97%. Além disso, no estudo de caso aplicado, o algoritmo foi capaz de simular a curva de IPR para os cinco cenários distintos contemplados pelo MVG. Portanto, o presente trabalho apresenta um algoritmo simples e robusto utilizando o MVG, o qual requer um pequeno número de variáveis para modelar e simular a curva de IPR, determinar o IP e a vazão máxima para um poço de petróleo tanto para um reservatório saturado como subsaturado.

REFERÊNCIAS

- AL-MARHOUN, Muhammad Ali. **BLACK OIL PROPERTY CORRELATIONS-STATE OF THE ART**. Conference paper. Dhahran, p. 1-11. mar. 2015
- AL-RBEAWI, S. **New Integrated Analytical Approach for Multiphase Inflow Performance Relationship**. In: ABU DHABI INTERNATIONAL PRETROLEUM EXHIBITION & CONFERENCE, 2019, Abu Dhabi, EAU.

ANDREOLLI, I. **Introdução à Elevação e Escoamento Monofásico e Multifásico de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2016.

ARAGÓN, A.; MOYA, S. L.; GARCÍA-GUTIÉRREZ, A. **Inflow performance relationships in geothermal and petroleum reservoir engineering: A review of the state of the art**. *Geothermics*, v. 37, p. 635-650, 2008.

BELLARBY, J. **Well Completion Design**. Oxford: Elsevier, 2009.

DAOUND, A. M. et al. **Inflow performance relationship correlation for solution gas-drive reservoirs using non-parametric regression technique**. *Open Petroleum Engineering Journal*, v. 10, p. 152–176, 2017.

ELIAS, M. et al. **New Inflow Performance Relationship for Solution Gas-Drive Oil Reservoirs**. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 2009, Nova Orleans, Louisiana.

GUO, B. et al. **Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach**. Burlington: Gulf Professional Pub, 2007.

JAHANBANI, A.; SHADIZADEH, S. R. **Determination of Inflow Performance Relationship (IPR) by Well Testing**. *In: CANADIAN INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE*, 2009, Calgary, Alberta.

KLINS, M. A.; CLARK III, J. W. **An Improved Method to Predict Future IPR Curves**, *SPE Reservoir Engineering*, v. 8, p. 243-248, 1993.

MARTINS, Brenda Cunha. **IPR Equivalente de Múltiplos Reservatórios**. 2015. 63 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

RODRIGUES, I. A. DE C. **Implementação de modelos para o cálculo do ponto de operação de poços de petróleo e seleção do melhor método de elevação artificial**. 122, 2018.

ROSA, A. J. et al. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.