



**Implementação de um algoritmo de análise nodal em Python para
otimização de poços de petróleo e gás**
*Implementation of a Python-based nodal analysis algorithm for optimization
of oil and gas wells*

Arilson Sena Barbosa Júnior^{1,*}, Daniel da Cunha Ribeiro²

¹ Aluno de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo - Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

² Professor da Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: arilson.sbjunior@gmail.com

Received: 17 June 2028 | Accepted: 31 August 2026 | Published online: 02 September 2026

Resumo: Apresenta-se o desenvolvimento e a análise de consistência de um sistema computacional modular em Python para Análise Nodal aplicada a poços de petróleo e gás. O sistema (mp-pipe-flow-python) contém quatro módulos principais: IPR (Inflow Performance Relationship), TPR (Tubing Performance Relationship), COMBINED (que integra as curvas de afluência e elevação para estimar o ponto de operação) e DYNAMIC (camada dedicada à exploração interativa de cenários paramétricos). Foram implementados modelos clássicos para IPR (linear e Vogel, 1968) e correlações consagradas de TPR, adotando o modelo de Hagedorn e Brown (1965) como núcleo para o escoamento vertical, além das formulações de Beggs e Brill (1973) e Mukherjee e Brill (1979) como alternativas metodológicas. A validação do framework foi conduzida por meio de análises qualitativas e verificação de tendências estruturais frente à literatura clássica do setor. Os resultados numéricos indicam curvas de IPR e TPR fisicamente coerentes, com a correta localização do ponto de equilíbrio estável do sistema. Limitações inerentes às transições de padrões de escoamento em subintervalos de baixa vazão na TPR e a calibração do modelo de Vogel em cenários de alta taxa de afluxo foram mapeadas como oportunidades para refinamentos futuros da ferramenta. Conclui-se que a ferramenta é didática, aberta e extensível, útil ao ensino e à pesquisa de otimização de produção, especialmente onde licenças proprietárias são restritas.

Palavras-chave: análise nodal; *Inflow Performance Relationship*; *Tubing Performance Relationship*; otimização de poços; escoamento multifásico; Python.

Abstract: The development and consistency analysis of a modular computational system in Python for Nodal Analysis applied to oil and gas wells are presented. The system (mp-pipe-flow-python) contains four main modules: IPR (Inflow Performance Relationship), TPR (Tubing Performance Relationship), COMBINED (which integrates the inflow and outflow curves to estimate the operating point), and DYNAMIC (a layer dedicated to the interactive exploration of parametric scenarios). Classical models for IPR (linear and Vogel, 1968) and renowned TPR correlations were implemented, adopting the Hagedorn and Brown (1965) model as the core for vertical flow, in addition to the formulations of Beggs and Brill (1973) and Mukherjee and Brill (1979) as methodological alternatives. The validation of the framework was conducted through qualitative analyses and verification of structural trends against classic literature in the sector. The numerical results indicate physically coherent IPR and TPR curves, with the correct location of the system's stable equilibrium point. Inherent limitations regarding flow pattern transitions in low-flow sub-intervals within the TPR and the calibration of the Vogel model in high-inflow rate scenarios were mapped as opportunities for future refinements of the tool. It is concluded that the tool is didactic, open, and extensible, making it useful for teaching and research in production optimization, especially where proprietary licenses are restricted.

Keywords: nodal analysis; *Inflow Performance Relationship*; *Tubing Performance Relationship*; well optimization; multiphase Flow; Python.

1 Introdução

A Análise Nodal é um enquadramento de sistemas para avaliar e otimizar o desempenho de poços, integrando a relação de desempenho de afluxo do reservatório, em inglês, *Inflow Performance Relationship*, que expressa a relação entre a pressão disponibilizada pelo reservatório no ponto nodal e a vazão produzida, com a relação de desempenho da coluna de produção, em inglês *Tubing Performance Relationship*, que vincula a pressão no fundo *fluyente* à vazão ao longo da coluna em um cenário de escoamento definido.

Historicamente, a Análise Nodal evoluiu a partir de práticas de engenharia de produção de meados do século vinte e consolidou-se como um método que considera o sistema completo, do reservatório ao separador, escolhendo um ponto nodal onde se equilibram a oferta de energia do reservatório e a demanda de pressão do sistema de elevação, sustentando decisões de projeto e de operação (Brown e Lea, 1985; Economides, Hill e Economides, 1994). Nessa perspectiva, a Análise Nodal conecta modelagem física, dados de campo e critérios de otimização, sendo adotada tanto no ensino quanto na prática industrial (Brill e Mukherjee, 1999; Guo, Lyons e Ghalambor, 2007).

No domínio da relação de desempenho de afluxo do reservatório, busca-se caracterizar como a pressão no ponto nodal, tipicamente no fundo *fluyente*, varia com a vazão produzida. Essa relação abrange desde comportamentos aproximadamente lineares até respostas não lineares associadas à liberação de gás em reservatórios com mecanismo de *solution-gas drive* (Economides, Hill e Economides, 1994; Craft e Hawkins, 1991). O trabalho clássico de Vogel apresenta uma curva empírica que descreve a curvatura típica após o cruzamento da pressão de bolha, substituindo o uso isolado do índice de produtividade em condições bifásicas e tornando-se referência em estudos de produção e em *softwares* comerciais (Vogel, 1968; Brown e Lea, 1985). Formulações alternativas e extensões, como as propostas por Fetkovich e por Jones, ampliam o repertório para diferentes regimes e níveis de disponibilidade de dados, reforçando o papel central dessa relação na predição de desempenho e na calibração com testes de poço (Fetkovich, 1973; Jones, Blount e Glaze, 1976).

A relação de desempenho da coluna de produção representa o comportamento de pressão e vazão ao longo da coluna, incorporando de forma integrada os efeitos gravitacionais, friccionais e de aceleração por meio de correlações de gradiente para escoamento multifásico. Sua determinação operacional apoia-se em correlações empíricas com domínios de validade estabelecidos, como Hagedorn e Brown para colunas essencialmente verticais de pequeno diâmetro; Beggs e Brill para trechos inclinados e horizontais com previsão de retenção de líquido; e os desenvolvimentos que originaram a família Mukherjee-Brill para tubos inclinados. Referências históricas adicionais, como Duns e Ros e Orkiszewski, oferecem bases complementares para diferentes regimes e geometrias (Hagedorn e Brown, 1965; Beggs e Brill, 1973; Mukherjee e Brill, 1979; Duns e Ros, 1963; Orkiszewski, 1967). A escolha cuidadosa da correlação, respeitando geometria, ângulo de instalação, regime de escoamento e faixas de vazão e pressão esperadas, reduz vieses na previsão de gradientes e na identificação de condições de surgência (Beggs e Brill, 1973; Brill e Mukherjee, 1999).

Do ponto de vista decisório, a condição operacional resulta da interseção entre a curva que representa a oferta do reservatório, dada pela relação de desempenho de afluxo, e a curva que representa a demanda do sistema de elevação, dada pela relação de desempenho da coluna. Esse ponto resume a capacidade de produção estável para o conjunto de hipóteses e parâmetros adotados e é fundamental para estimar limites de produção e riscos de surgência, comparar alternativas de engenharia como diâmetros e trajetórias de coluna, ajustes de estranguladores e estratégias de elevação artificial, priorizar intervenções de poço e avaliar a sensibilidade do desempenho à seleção de correlações e aos parâmetros de fluido e escoamento (Brown e Lea, 1985; Economides, Hill e Economides, 1994; Brill e Mukherjee, 1999; Guo, Lyons e Ghalambor, 2007). Por integrar modelagem, dados e decisão em um fluxo coerente e reproduzível, a Análise Nodal permanece um pilar metodológico no ensino e na prática profissional, servindo como base para comparar cenários e para estudos de triagem e otimização de sistemas produtores (Economides, Hill e Economides, 1994; Craft e Hawkins, 1991).

2 Objetivos

Desenvolver, em Python, um sistema modular e transparente de análise nodal que integre a relação de desempenho de escoamento do reservatório (*Inflow Performance Relationship*, IPR), entendida como a relação entre a pressão disponível no reservatório no ponto nodal e a vazão produzida, e a relação de desempenho da coluna de produção (*Tubing Performance Relationship*, TPR), definida como a relação

entre a pressão no fundo *fluyente* e a vazão na coluna, para estimar de forma automática e reprodutível o ponto operacional de poços de petróleo e gás.

3 Materiais e métodos

3.1 Escopo, hipóteses e variáveis do caso-base

Este estudo restringe-se a poços produtores em regime permanente, sem efeitos marcantes de conificação. Adotam-se fluido efetivo com propriedades PVT médias por trecho, trajetória conhecida da coluna de produção e limites operacionais definidos. Estão fora do escopo o escoamento transiente (hidrodinâmico e térmico), o *slugging* severo e a elevação artificial ativa. A Tabela 1 resume as variáveis e as respectivas unidades.

Tabela 1. Grandezas, símbolos, unidades, valores adotados na implementação.

Grandeza	Símbolo	Unidade	Valor adotado
Pressão estática do reservatório	Pr	bar / MPa	300/30
Pressão-alvo na cabeça do poço	P_{wh}	bar	40
Temperatura no fundo do poço	T_{in}	°C	60.0
Temperatura na cabeça do poço	T_{out}	°C	60.0
Comprimento do <i>tubing</i>	L	m	2000
Ângulo de inclinação	α	graus (°)	90.0
Passo de integração numérica	dz	m	2.0
Rugosidade absoluta do tubo	ϵ	mm / m	$0.045/4.5 \cdot 10^{-5}$
Diâmetro interno do <i>tubing</i>	d	mm	60,73,89
Vazão máxima teórica (Vogel)	q_{max}	m ³ /d	120
Índice de produtividade	J	m ³ /d/bar	2.5
Razão gás-óleo em solução	R_s	m ³ /m ³	200
Fração de gás livre na mistura	X_g	adim.	0.05
<i>Water cut</i>	WC	%	20
Densidade do óleo	ρ_o	kg/m ³	850
Densidade da água	ρ_w	kg/m ³	1000
Densidade do gás	ρ_g	kg/m ³	0.95
Viscosidade do óleo	μ_o	mPa·s	10
Viscosidade da água	μ_w	mPa·s	0.6
Viscosidade do gás	μ_g	mPa·s	0.02

Os parâmetros apresentados na Tabela 1 alimentam diretamente os módulos centrais do sistema proposto. Inicialmente, esses dados são empregados na construção da curva de *inflow performance relationship* (IPR), responsável por representar a capacidade de entrega do reservatório. Em seguida, os parâmetros geométricos, operacionais e de fluido são utilizados na construção da *tubing performance relationship* (TPR), que representa a contrapressão requerida pelo sistema de elevação. Por fim, a análise nodal é realizada pela integração entre as curvas IPR e TPR, permitindo a identificação do ponto de operação do poço a partir do equilíbrio entre a oferta de energia do reservatório e a demanda de pressão da coluna de produção (Mach et al., 1979; Brown, 1984; Economides et al., 1994).

3.2 Modelos de IPR (*Inflow Performance Relationship*)

A relação de afluxo foi modelada em duas formas: linear, baseada no índice de produtividade, e empírica, proposta por Vogel para reservatórios com liberação de gás em solução. Na forma linear, a vazão é proporcional à diferença entre a pressão do reservatório e a pressão medida no fundo do poço. O fator de proporcionalidade é o índice de produtividade, estimado por testes, que expressa a vazão obtida por unidade de diferença de pressão e é usualmente expresso em metros cúbicos por dia por mega pascal ou em barris por dia por psi. Essa relação, apresentada na Eq. 1, é adequada para reservatórios produzindo óleo monofásico, quando a pressão no fundo permanece acima da pressão de bolha.

$$q = J(Pr - P_{wf}), \quad (1)$$

onde: q é a vazão de líquido produzida pelo poço; J é o índice de produtividade do poço, estimado a partir de teste de produção; P_r é a pressão estática do reservatório [Pa]; e P_{wf} é a pressão de fundo fluir (pressão no fundo do poço durante a produção) [Pa].

A Eq. 1 assume escoamento monofásico com óleo acima da pressão de bolha, de modo que a relação entre vazão e depressão ($P_r - P_{wf}$) é linear.

Na formulação de Vogel, utiliza-se a relação adimensional Eq. 2 e sua inversão Eq. 3 para obter a pressão no fundo em função da vazão. Esse modelo aplica-se a reservatórios com mecanismo de liberação de gás em solução, nos quais o escoamento é bifásico, reproduzindo a curvatura típica da relação pressão–vazão após o início da liberação de gás. O parâmetro de vazão máxima é obtido por calibração a partir de dados de poço.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2x - 0,8x^2, \quad x = \frac{P_{wf}}{P_r} \in [0,1], \quad (2)$$

Rearranjando a Eq. 2, obtém-se uma expressão explícita para a vazão máxima teórica q_{max} em função da vazão observada q , da pressão de fundo fluir (P_{wf}) e da pressão do reservatório (P_r):

$$q_{max} = \frac{q}{1 - 2,0 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}, \quad (3)$$

A IPR linear e a de Vogel coincidem apenas no limite de vazão nula, quando a pressão no fundo se iguala à pressão do reservatório. Fora desse ponto, especialmente na região bifásica, a extrapolação linear tende a superestimar as vazões em relação à curva de Vogel. Por isso, a calibração e a verificação de consistência entre os modelos devem ser feitas na faixa operacional observada, usando pares medidos de pressão e vazão representativos do regime de produção.

3.3 Modelo TPR (*Tubing Performance Relationship*)

A contrapressão do sistema de elevação é obtida pela integração da Eq. 4 ao longo da trajetória do *tubing*, de modo a determinar a variação total de pressão entre o fundo e a cabeça do poço para uma vazão candidata. Essa integração é realizada numericamente, segmento a segmento, assumindo comprimento e inclinação constantes em cada trecho. Para cada valor de vazão, calcula-se a pressão de fundo correspondente, gerando assim a relação entre pressão de fundo e vazão, denominada curva de desempenho da coluna (*Tubing Performance Relationship*, TPR).

A correlação empregada em cada trecho é escolhida conforme o domínio de validade: Hagedorn e Brown (1965) para colunas verticais de pequeno diâmetro, Beggs e Brill (1973) para seções inclinadas ou horizontais com previsão de *holdup*, e Mukherjee e Brill (1979) para ampla faixa de inclinações e regimes de escoamento. Os parâmetros geométricos e operacionais utilizados (por exemplo, diâmetro, comprimento, inclinação, rugosidade, pressão e temperatura de cabeça, e propriedades PVT) encontram-se na Tabela 1. Casos de não-monotonicidade ou múltiplas interseções com a IPR são tratados posteriormente por critérios físico-operacionais.

$$\frac{DP}{dz} = \rho_m g \sin \theta + \frac{2f_F v_m^2}{D} + p_m v_m \frac{dv_m}{dz} + v_m^2 \frac{d\rho_m}{dz}, \quad (4)$$

Em que z é a coordenada ao longo do duto (positiva para cima), θ a inclinação, D o diâmetro interno, $v_m = j_l + j_g$ a velocidade média da mistura, f_F o fator de atrito (via *Ree*), e $\rho_m = H_L \rho_l + (1 - H_L) \rho_g$ a densidade da mistura definida pelo *holdup* líquido H_L . As correlações (HB, BeB, MeB) fornecem padrão de escoamento, H_L , propriedades de mistura (p.ex., μ_m) e a regra para f_F ; os termos de aceleração são mantidos quando a fração de gás livre é relevante e podem ser desprezados em baixos cortes de gás sem perda material. A integração é feita trecho a trecho (comprimento e θ constantes por segmento) para obter $P_{TPR}(q)$ na vazão candidata. Os parâmetros geométricos e operacionais utilizados (p.ex., $D, L, \theta, \varepsilon, P_{wh}, T$, PVT) encontram-se na Tabela 1; casos de não-monotonicidade e eventuais múltiplas interseções com a IPR são sinalizados para tratamento posterior por critério físico-operacional. As curvas de TPR para diferentes são mostradas na Figura 2, Seção 3.

3.4 Análise nodal (módulo *COMBINED*)

Para determinar o ponto operacional, acopla-se a oferta de pressão do reservatório (IPR) à demanda do sistema de elevação (TPR) por meio de um problema escalar de raiz em função da vazão. Define-se o resíduo nodal, definida pela Eq. 5

$$F(q) \equiv P_{ipr}(q) - P_{tpr}(q), \quad (5)$$

onde $P_{IPR}(q)$ é obtida do modelo selecionado (linear ou Vogel) e $P_{TPR}(q)$ resulta da integração do gradiente total ao longo da trajetória (seção TPR). O ponto de operação é a raiz q^* tal que $F(q^*) = 0$; a pressão correspondente é $P^* = P_{IPR}(q^*)$. O intervalo viável $q \in [q_{\min}, q_{\max}]$ é definido pelos limites geométricos e operacionais da Tabela 1. O *bracketing* inicial é feito por varredura de $F(q)$ para localizar subintervalos com mudança de sinal; a solução numérica utiliza bisseção (robustez) e/ou secante (celeridade local), com tolerâncias relativas de 10^{-4} em vazão e no resíduo, e limite de 100 iterações. Em cenários com TPR não-monótona, a varredura é segmentada para isolar múltiplas interseções e aplica-se critério físico-operacional (estabilidade/operabilidade, coerência com P_{wh} e faixa de controle) para selecionar a solução.

3.5 Validação

A validação deste trabalho foi conduzida de modo qualitativo e comparativo, com foco em coerência física e consistência com tendências descritas na literatura. Diante de limitações de acesso a softwares comerciais e de dados completos para casos clássicos, verificou-se se as curvas IPR e TPR apresentavam o comportamento esperado (monotonia adequada, faixas de pressão e vazão plausíveis) e se a interseção gerava um ponto operacional compatível com as condições de cabeça e de reservatório.

Também se avaliou se variações simples de parâmetros, como diâmetro do *tubing*, pressão de reservatório, *watercut* e presença de gás livre, deslocavam o ponto de operação na mesma direção relatada por referências consagradas (por exemplo, maior diâmetro reduz a contrapressão e eleva a vazão; maior P_r desloca o ponto para vazões maiores). Por fim, foi verificada a reprodutibilidade básica: com as mesmas entradas, o código retorna o mesmo par (q, P) e as mesmas curvas IPR/TPR, salvando figuras e tabelas de saída. Assim, neste estágio, não se reivindica equivalência numérica com pacotes comerciais, busca-se demonstrar o funcionamento do *framework* e obter respostas fisicamente coerentes, deixando documentado o caminho para, em trabalhos futuros, comparar casos padronizados em software.

3.5.1 IPR - comparação da literatura × implementação própria (linear × vogel)

As Eqs. 1 e 3 geram as curvas de afluência do caso-base. O parâmetro de vazão máxima é calibrado por ajuste aos pares de vazão e pressão do fundo de poço do caso (mínimos quadrados), de modo que se observe coincidência entre os modelos na vizinhança de $P_{wf} \approx P_r$ e curvatura mais acentuada em baixa pressão de fundo, conforme a formulação original de Vogel para *solution-gas drive* (Vogel, 1968). A Figura 1 resume: (a) a curva adimensional de referência e (b) a comparação entre IPR linear e IPR de Vogel geradas pelo módulo PIPEFLOW_ARI_IPR para o caso-base.

Os resultados mostram consistência qualitativa com a literatura: para razões elevadas (faixa quase monofásica) as curvas praticamente coincidem; à medida que diminui, a IPR linear tende a superestimar a produtividade, enquanto Vogel reproduz a curvatura não linear típica da liberação de gás. Essa leitura é compatível com o comportamento reportado em textos clássicos e será adotada como referência para o acoplamento com a TPR na subseção seguinte.

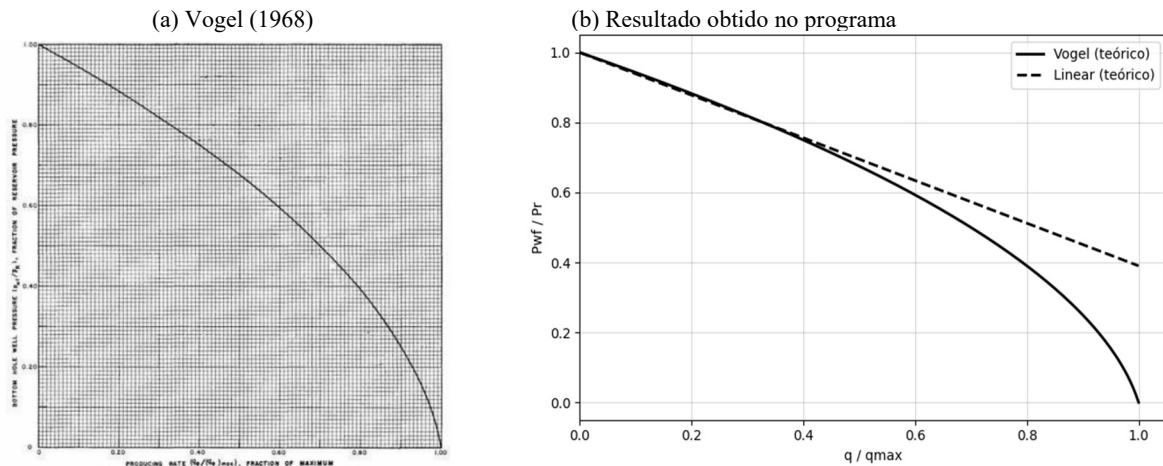


Figura 1. (a) Curva adimensional de Vogel para reservatórios saturados, relacionando a ; (b) Curvas de produtividade (IPR) obtida pelo módulo PIPEFLOW_ARI_IPR, comparando os modelos linear e Vogel para o caso-base, com P_{wf} (MPa) no eixo y e vazão de óleo no eixo x.

3.5.2 TPR - literatura × implementação própria

A TPR do caso-base foi integrada pela Equação (TPR), com correlação por domínio (HB para vertical, BeB para inclinado/horizontal e MeB para ampla inclinação). As sensibilidades seguiram a Tabela 1, variando D e WC. Observa-se que reduzir D desloca a curva para pressões mais altas na mesma vazão (efeito friccional), enquanto elevar o WC aumenta o gradiente por maior *holdup* líquido e viscosidade/densidade de mistura. Em inclinações intermediárias, surgiram trechos localmente não-monótonos, compatíveis com transições de padrão; mantendo cada correlação no seu domínio, a tendência global permanece. Observe na Figura 2:

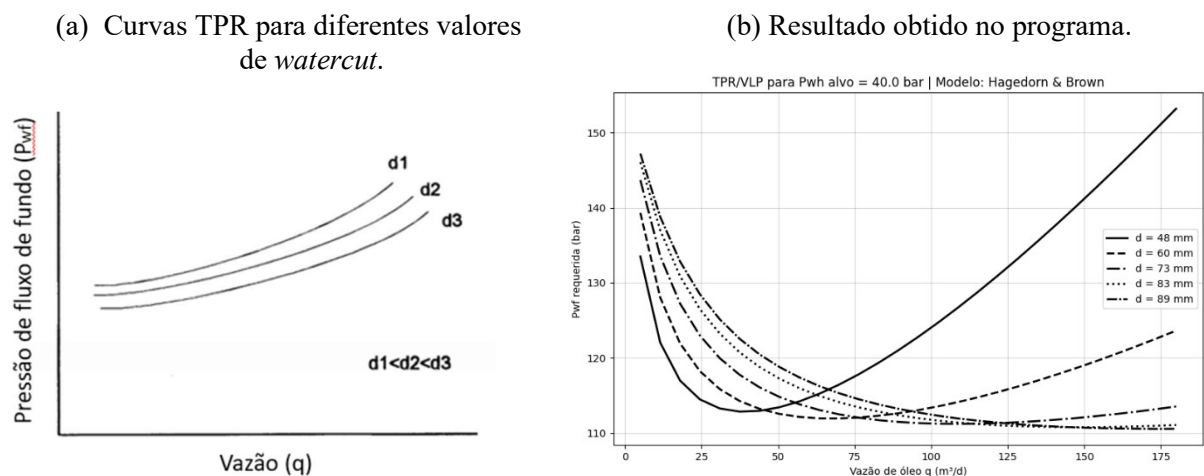


Figura 2. (a) Curvas TPR de referência para distintos watercuts, ilustrando variação de pressão com a distância. (b) TPR do caso-base calculada pela implementação própria com variação do diâmetro interno do tubing, evidenciando o incremento da perda friccional para diâmetros menores. (Fonte: (a) Curva TPR para diferentes diâmetros. Adaptado, LOYNS (1996).

As curvas confirmam essas tendências e apresentam consistência visual com o comportamento descrito na literatura, dentro das faixas de operação da Tabela 1. Pequenas variações de inclinação entre correlações são esperadas (tratamento de propriedades de mistura, termo de aceleração e mudanças de padrão), mas não alteram a leitura física do caso-base. Com isso, as TPRs obtidas serão tomadas como base de acoplamento com as IPRs na próxima seção, permitindo determinar o ponto operacional (q^*, P_{wf}^*) e discutir, de forma objetiva, quais parâmetros deslocam mais o equilíbrio.

3.5.3 Análise nodal (IPR × TPR): literatura × implementação própria

As curvas combinadas foram geradas pelo módulo PIPEFLOW_ARI_COMBINED, que avalia, para cada vazão candidata q , a pressão prevista pela IPR (Vogel) e pela TPR integrada ao longo da trajetória, reportando o ponto de operação como a solução de $F(q) = P_{IPR}(q) - P_{TPR}(q) = 0$. Para referência visual,

utiliza-se a composição típica apresentada na literatura (por exemplo, Shalabi et al., 2022), na qual a TPR apresenta inclinação crescente com q , refletindo o aumento de perdas friccionais/gravidade e, portanto, maior P_{wf} requerido em vazões mais altas. Observe a figura 3:

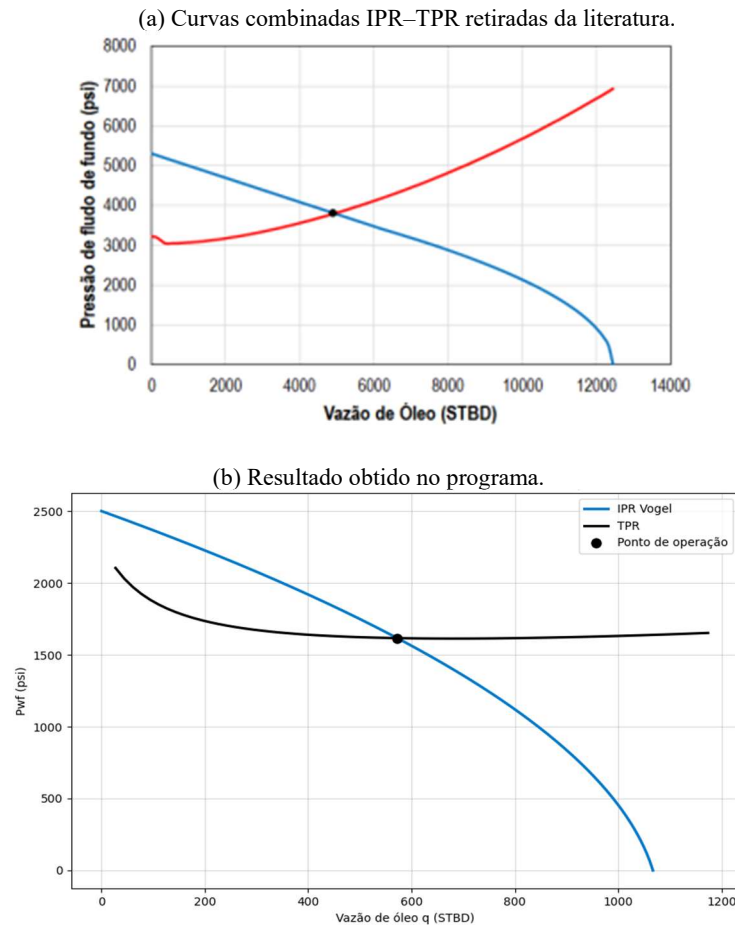


Figura 3. Curvas combinadas IPR–TPR: (a) referência da literatura ilustrando TPR crescente com a vazão; (b) resultados da implementação própria com múltiplos diâmetros de *tubing* e identificação do ponto de operação. Fontes: (a) Shalabi et al. (2022).

Observa-se que a implementação identifica corretamente o ponto de interseção entre as curvas IPR e TPR, isto é, o ponto de operação do poço. A TPR gerada pelo módulo numérico apresenta comportamento fisicamente consistente: a pressão de fundo fluída aumenta com o acréscimo de vazão, refletindo maior queda de pressão ao longo da coluna e, portanto, maior exigência de *drawdown* do reservatório para sustentar a produção. Além disso, as curvas mantêm a tendência esperada em função do diâmetro da coluna de produção, isto é, diâmetros maiores resultam em menor contrapressão para uma mesma vazão, evidenciando menor perda de carga ao escoamento. Essa coerência qualitativa entre as curvas simuladas e o comportamento descrito na literatura reforça que o acoplamento entre o módulo de IPR (reservatório) e o módulo de TPR (escoamento no *tubing*) está adequado para representar o balanço pressão-vazão do sistema. Trabalhos futuros devem refinar a discretização e o esquema numérico de integração do gradiente ao longo da coluna, visando melhorar a precisão quantitativa dos valores absolutos de pressão e comparar diretamente com casos de referência publicados.

4 Resultados e discussões

4.1 Protótipo demo

Para oferecer uma visualização clara do fluxo de trabalho e do resultado da análise, foi desenvolvido um protótipo demonstrativo (DEMO) no módulo PIPEFLOW_ARI_DYNAMIC. O painel reúne, em um único gráfico, as curvas IPR (linear e Vogel), a curva TPR selecionada por domínio e o ponto de operação obtido pela solução de $F(q) = 0$. O objetivo do DEMO é didático: permitir a leitura imediata da coerência entre

as curvas, a identificação visual do ponto (q^*, P_{wf}^*) e o uso de legendas/caixas informativas para orientar a interpretação durante apresentações e defesas, observado na Figura 4.

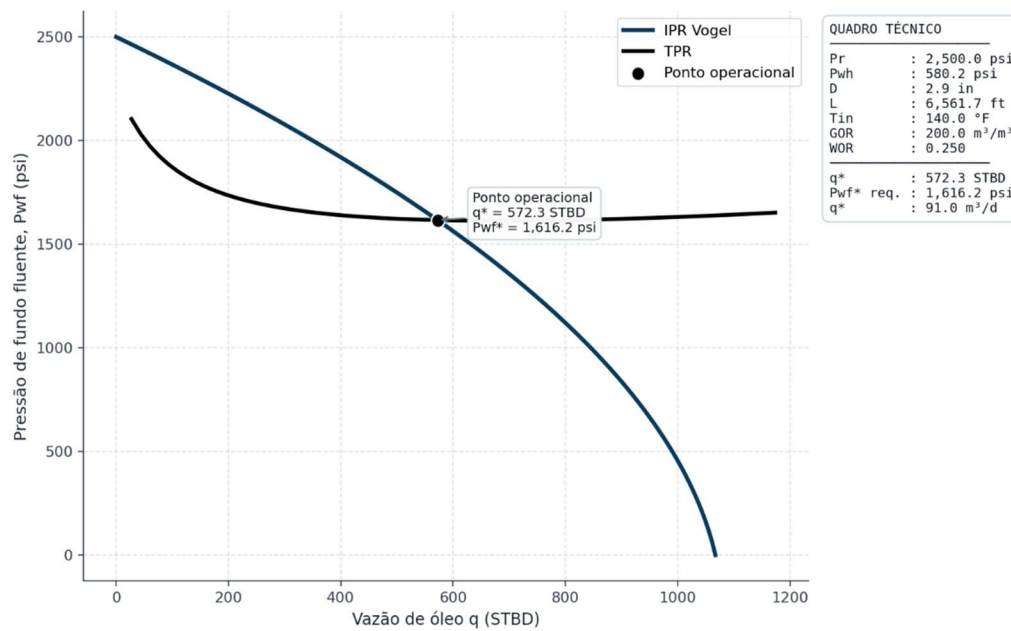


Figura 4. Protótipo DEMO do módulo PIPEFLOW_ARI_DYNAMIC com curvas IPR (linear e Vogel), TPR e ponto de operação.

No acoplamento, o algoritmo identificou o ponto de operação em $q^* = 572.3$ STBD e $P_{wf}^* = 1.616,2$ psi, equivalente a $91.03 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$. O DEMO cumpre função didática, permitindo verificar a coerência entre a IPR, TPR e localizar visualmente (q^*, P_{wf}^*) .

4.2 Interface dinâmica interativa

O módulo PIPEFLOW_ARI_DYNAMIC foi desenvolvido como a camada interativa do sistema, destinada à análise paramétrica rápida e à visualização dinâmica dos resultados da Análise Nodal. Diferentemente dos módulos IPR, TPR e COMBINED, que concentram o núcleo matemático do problema, o módulo dinâmico atua como interface de interação com o usuário, reunindo em um mesmo ambiente os principais parâmetros de reservatório, coluna de produção, fluido e condição operacional. Dessa forma, o usuário pode modificar, de maneira intuitiva, variáveis como pressão do reservatório, pressão de cabeça, diâmetro interno da coluna, profundidade, razões entre fases e resolução numérica, observando imediatamente o efeito dessas alterações sobre as curvas de desempenho e sobre o ponto operacional do poço, em consonância com a lógica clássica da análise nodal descrita por Economides, Hill e Economides (1994) e em fluxos de trabalho modernos de *well performance analysis*.

Na versão atual do sistema, essa interação é realizada por meio de uma interface local interativa executada em navegador, com atualização automática dos resultados a cada ajuste dos parâmetros de entrada. Essa arquitetura permite separar de forma mais clara a interface gráfica do núcleo físico-numérico do problema, preservando a consistência entre formulação matemática e visualização computacional. À medida que o usuário altera os controles disponíveis, o programa recalcula as curvas de IPR e TPR, recompõe a análise combinada e atualiza automaticamente a estimativa do ponto de operação, permitindo exploração rápida de sensibilidade e comparação entre cenários de produção sem modificar a formulação fundamental do modelo.

Além do caráter demonstrativo, essa camada dinâmica amplia o valor didático e analítico da ferramenta, pois transforma o problema nodal em um ambiente de experimentação controlada, no qual se pode visualizar, em tempo quase imediato, como alterações geométricas, operacionais e de escoamento deslocam o equilíbrio entre a oferta do reservatório e a demanda imposta pelo sistema de elevação. Assim, o módulo dinâmico não substitui os módulos matemáticos do sistema, mas os integra em uma interface de uso mais acessível, adequada tanto para fins de ensino quanto para testes preliminares de sensibilidade e validação qualitativa. Observe na Figura 5.

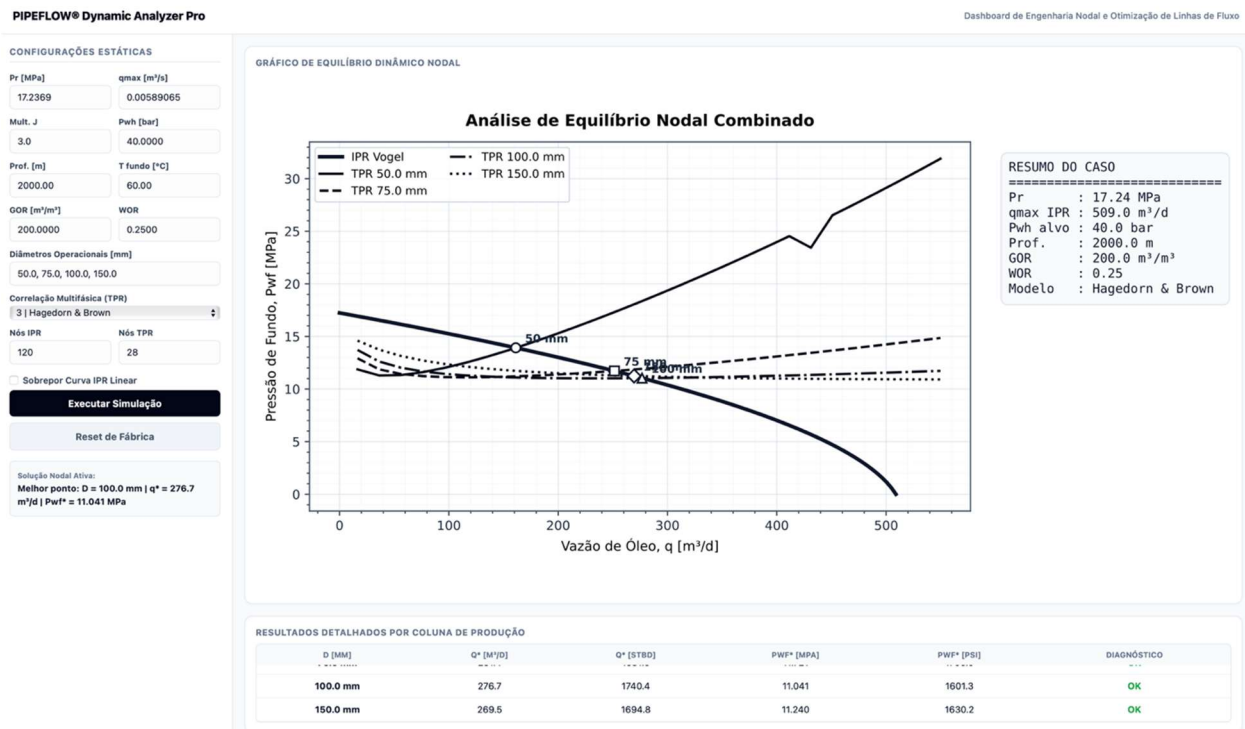


Figura 5. Interface interativa do módulo PIPEFLOW_ARI_DYNAMIC, executada em ambiente local no navegador, para análise nodal paramétrica. A interface reúne controles de entrada dos principais parâmetros do poço e exibe, com atualização automática, as curvas de IPR, TPR e a análise combinada, incluindo a identificação do ponto de operação.

5 Conclusões

A análise nodal permanece como uma ferramenta central da engenharia de produção por integrar, em um mesmo problema, a capacidade de entrega do reservatório e a demanda imposta pelo sistema de elevação. Neste trabalho, essa lógica foi implementada em um sistema aberto e modular em Python, organizado nos módulos IPR, TPR, COMBINED e DYNAMIC, de modo a separar o núcleo matemático da camada interativa e garantir maior rastreabilidade entre formulação física, implementação numérica e interpretação dos resultados.

Do ponto de vista metodológico, o sistema mostrou coerência com a literatura ao empregar os modelos linear e de Vogel para a IPR, conforme Vogel (1968), e ao construir a TPR por integração numérica do gradiente total de pressão ao longo da coluna, adotando Hagedorn e Brown (1965) como referência principal para o caso-base vertical e mantendo Beggs e Brill (1973) e Mukherjee e Brill (1979) como alternativas metodológicas. O módulo COMBINED permitiu determinar o ponto operacional pelo acoplamento entre as curvas de afluxo e elevação, enquanto o módulo DYNAMIC passou a oferecer uma interface interativa local para análise paramétrica rápida, sem alterar o núcleo físico-numérico do problema.

Os resultados obtidos apresentaram coerência qualitativa com o comportamento esperado na literatura. As curvas de IPR reproduziram a curvatura típica de reservatórios com mecanismo de solution-gas drive, enquanto as curvas de TPR refletiram, de forma fisicamente consistente, o efeito de parâmetros como diâmetro interno da coluna e composição da mistura sobre a contrapressão do sistema.

Assim, conclui-se que o sistema desenvolvido constitui uma base aberta, modular e reproduzível para ensino, análise de sensibilidade e estudos preliminares de desempenho de poços. Como etapas futuras, destacam-se a ampliação da validação quantitativa com casos de referência, o refinamento das correlações para condições específicas de fluido e completação e a expansão das análises comparativas com soluções industriais, de modo a aumentar a robustez e a abrangência da ferramenta.

Agradecimentos

Agradeço profundamente ao meu orientador, Daniel da Cunha Ribeiro, pela orientação dedicada e pela oportunidade de aprendizado que tornou possível esta pesquisa. Sua competência e apoio foram essenciais para o desenvolvimento do trabalho. Estendo também meu reconhecimento à bolsa de pesquisa do PIIC/UFES, que viabilizou esta experiência acadêmica.

Referências bibliográficas

- Ahmed, T (2011) *Reservoir Engineering Handbook*, 4th edn. Boston, MA: Gulf Professional Publishing.
- Beggs, HD and Brill, JP (1973) 'A study of two-phase flow in inclined pipes', *Journal of Petroleum Technology*, v. 25, n. 6, p. 607-617.
- Brill, JP and Beggs, HD (1991) *Two-Phase Flow in Pipes*, 6th edn. Tulsa, OK: University of Tulsa.
- Brill, JP and Mukherjee, H (1999) *Multiphase Flow in Wells*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Craft, BC and Hawkins, MF (1991) *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 2nd edn. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Fetkovich, MJ (1973) 'The isochronal testing of oil wells', *SPE Journal*, v. 13, n. 5, p. 305-322.
- Gilbert, WE (1954) 'Flowing and gas-lift well performance', *Drilling and Production Practice*, v. 1954, n. 1, p. 126-149.
- Hagedorn, AR and Brown, KE (1965) 'Experimental study of pressure gradients in flowing gas-liquid mixtures in vertical tubes', *Journal of Petroleum Technology*, v. 17, n. 4, p. 475-484. <https://doi.org/10.2118/940-PA>
- Jones, LG, Blount, EM and Glaze, OH (1976) 'Use of inflow performance relationships for predicting oil well performance', *Journal of Petroleum Technology*, v. 28, n. 3, p. 345-353.
- Mukherjee, H and Brill, JP (1979) 'Liquid hold-up correlations for inclined two-phase flow', *Journal of Petroleum Technology*, v. 31, n. 2, p. 238-246.
- Orkiszewski, J (1967) 'Predicting two-phase pressure drop in vertical pipe', *Journal of Petroleum Technology*, v. 19, n. 6, p. 829-838.
- Penn State University (s.d.) 'Multi-Phase Flow Calculations', [online]. www.e-education.psu.edu (accessed 15 October 2024).
- Vogel, JV (1968) 'Inflow performance relationships for solution-gas drive wells', *SPE Journal*, v. 8, n. 1, p. 83-92. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>