

Estimativa do Ponto de Operação de um Sistema de Produção Simples*

Tiago C. A. Amorim²

^aPetrobras, Av. Henrique Valadares, 28, Rio de Janeiro, 20231-030, RJ, Brasil

Abstract

Foi desenvolvido em Python um sistema para realizar a estimativa da perda de carga ao longo de um poço produtor satélite. Os testes realizados mostraram que, para as condições avaliadas, é possível conseguir bons resultados com poucas subdivisões dos elementos descritos.

Keywords: Modelo integrado, Correlações Black-Oil

1. Introdução

Este relatório descreve os principais elementos desenvolvidos para resolver o exercício número 1 proposto na 1ª aula de Tópicos em Geoengenharia de Reservatórios.

2. Metodologia

2.1. Problema Proposto

Foi proposto encontrar o ponto de operação de um poço produtor de óleo conectado diretamente a uma unidade de produção (configuração *satélite*). Pela descrição na figura 1 observa-se que:

- O problema é isotérmico: serão ignoradas as trocas térmicas na formulação.
- O óleo é muito subsaturado: todas as equações desenvolvidas irão considerar que não existe gás livre ao longo da tubulação.

Toda a resolução do problema foi feita em **Python**. Foram criados módulos específicos para cada elemento integrante do problema proposto. Dentro de cada módulo um ou mais objetos foram construídos. O código mais atual pode ser encontrado em <https://github.com/TiagoCAAmorim/IntegratedModel>.

2.2. Correlações Black-Oil (Módulo `pvt.py`)

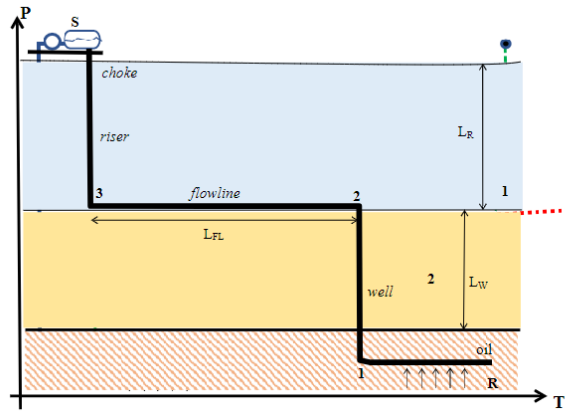
Para este problema todas as propriedades de óleo foram estimadas a partir de correlações *clássicas*:

- Pressão de bolha, fator volume de formação do óleo na pressão de bolha e viscosidade por Standing [1].
- Compressibilidade do óleo na pressão de bolha por Vasquez e Beggs [2].

*Relatório número 1 como parte dos requisitos da disciplina PP590: Tópicos em Geoengenharia de Reservatórios.

**Atualmente cursando doutorado no Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP (Campinas/SP, Brasil).

Email address: t100675@dac.unicamp.br (Tiago C. A. Amorim)



Fluid = heavy oil
 API = 15
 GOR = 2
 T = 50 °C (assume constant)
 $L_R = 1320$ m
 $L_{FL} = 500$ m (horizontal)
 $L_W = 1600$ m
 Tubing size = 6"
 Pipe wall rugosity = 0.6 mm
 $P_R = 340$ bar (abs)
 $P_S = 10$ bar (abs)
 IP = 40 m³/dia/bar.
 Find the production flowrate.
 Discuss ways to increase it.

Figura 1: Problema proposto número 1.

Não foram necessárias para resolver o problema proposto, mas também foram implementadas correlações para cálculo de propriedades de gás com correlações de Standing (z e Bg).

Dentro do módulo `pvt.py` existe a descrição de uma classe: **PVT**. O usuário precisa informar algumas informações básicas (api, pressão, temperatura, dg etc.) e pode usar as rotinas desenvolvidas para calcular outras propriedades com as correlações. Observou-se que existe um desvio entre a correlação de Standing para pressão de bolha e a inversão da correlação de razão de solubilidade (figura 2). Para manter coerência entre as diferentes estimativas, optou-se por utilizar no cálculo da pressão de bolha a fórmula invertida a partir da correlação de razão de solubilidade. O usuário ainda tem acesso à correlação original de Standing.

Para o problema proposto é informado um fluido de baixa razão gás-óleo. Como a pressão de bolha deste fluido (11.83 bar a 50°C) é muito próxima da menor pressão do sistema a ser modelado (10 bar), será possível ter uma boa estimativa considerando apenas óleo no sistema. Um problema que aparece é o do comportamento do fator volume de formação (Bo), pois o fluido estará submetido a uma pressão muito maior que a sua pressão de bolha. Usualmente é suficiente usar a aproximação linear para calcular o Bo de um óleo subsaturado (equação 2.1). Foi avaliado o efeito de considerar a forma *exponencial* no cálculo do Bo (equação 2.2). Observa-se que para o fluido do problema proposto existe uma diferença não desprezível no Bo em função da formulação utilizada (figura 3). Optou-se por utilizar a forma *exponencial* por padrão em todos os cálculos.

$$B_o = B_{ob}[1 + c_{ob}(p_b - p)] \quad (2.1)$$

$$B_o = B_{ob}e^{c_{ob}(p_b - p)} \quad (2.2)$$

Todos os testes realizados com as funcionalidades implementadas estão no arquivo `pvt_tests.py`.

2.3. Índice de Produtividade (Módulo `ipr.py`)

Para este problema o modelo de reservatório será substituído por um índice de produtividade (40 m³/d/bar). Assumiu-se que esta medida segue a prática mais usual de que a vazão de óleo está em condições padrão.

Neste módulo está descrito apenas uma classe: **IPR**. O usuário precisa fornecer a pressão média do reservatório e o valor do índice de produtividade. Uma função retorna a vazão, em condições padrão, em função da pressão de fundo (p_{wf}).

Foi implementada uma função para estimativa do índice de produtividade a partir de parâmetros de reservatório. Foram implementadas duas variações do cálculo do índice de produtividade [3]: fluxo pseudo-permanente (equação 2.3) e fluxo permanente (equação 2.4).

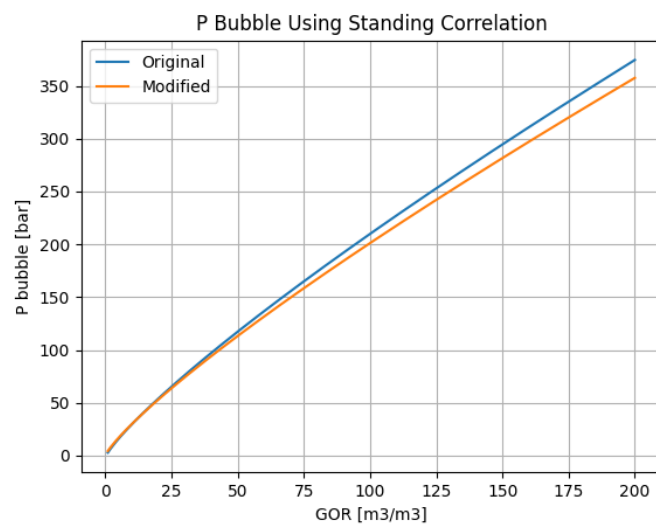


Figura 2: Pressão de bolha pela correlação de Standing (*Original*) e invertendo a correlação de razão de solubilidade de Standing (*Modified*).

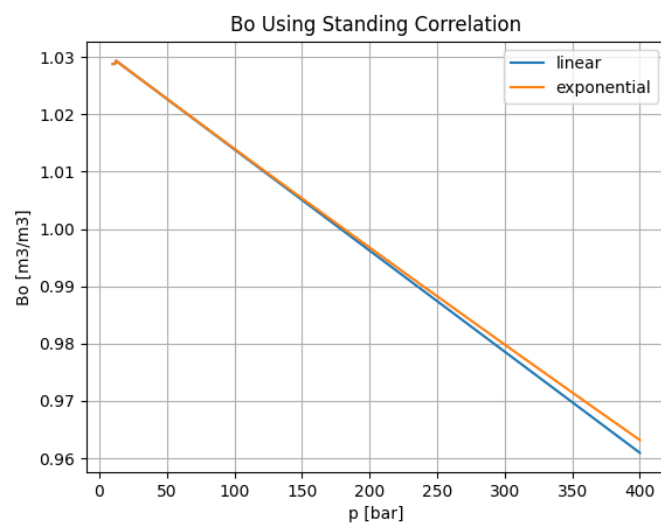


Figura 3: Estimativa de fator volume de formação para o fluido do problema proposto.

$$IP_{pseudoperm}[m^3/d/bar] = \frac{k[mD] h[m]}{18.662 B_o \mu[cP]} \frac{1}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]} \quad (2.3)$$

$$IP_{permanente}[m^3/d/bar] = \frac{k[mD] h[m]}{18.662 B_o \mu[cP]} \frac{1}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + S \right]} \quad (2.4)$$

2.4. Equações de Balanço (Módulo `flow.py`)

Neste módulo foram definidas três classes de objetos:

- **SubFlowElement**: Classe onde são feitos os cálculos de balanço. Tem rotinas para cálculo de (p, T, Q) na saída do elemento em função de (p, T, Q) na entrada. E vice-versa.
- **FlowElement**: Classe que tem uma coleção de **SubFlowElement**. O usuário define um elemento linear (riser, flow etc.), suas propriedades (diâmetro, rugosidade, PVT etc.) e a sua discretização. Uma rotina de cálculo faz os cálculos de balanço dividindo o elemento em vários **SubFlowElement**.
- **CompositeFlowElement**: Classe que contém uma coleção de **FlowElement**. Nesta classe o usuário define vários elementos lineares conectados entre si, com todas as suas propriedades. A rotina realiza os cálculos de balanço utilizando os **FlowElement**. A ordem dos elementos segue a direção do fluxo. Também é possível definir uma IPR e fazer os cálculos do ponto de operação com o método da secante [4].

Para resolver o problema proposto foram implementadas rotinas de cálculo do balanço de massa (equação 2.5) e do balanço de energia mecânica (equação 2.6). O termo de ganho associado a turbomáquinas não foi implementado (H_{tm}). Como o problema proposto é isotérmico, o balanço de energia térmica não foi implementado.

Todos os cálculos são feitos por elemento linear, avaliando os termos das equações na entrada (*in*) e na saída (*out*). Apenas o termo \bar{p} é avaliado na pressão *média* do elemento ($\frac{p_{in}+p_{out}}{2}$). Como a pressão *média* depende de ambas pressões de entrada e saída, é feito um processo iterativo para chegar ao resultado.

$$\frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho_{in} V_{in} A_{in} = \rho_{out} V_{out} A_{out} \quad (2.5)$$

$$p_{in} - p_{out} = \bar{\rho} g \left[(z_{out} - z_{in}) + H_L - H_{tm} + \frac{V_{out}^2 - V_{in}^2}{2g} \right] \quad (2.6)$$

A perda de carga devido à fricção (equação 2.9) é calculada com o fator de fricção da fórmula da Hall (equação 2.8). O termo V da equação 2.9 é avaliado na pressão *média* do elemento.

$$Re = \frac{4 \dot{m}}{\pi \mu D} \quad (2.7)$$

$$f = \begin{cases} \frac{64}{Re} & \text{se } Re < 2300 \\ 0.0055 \left[1 + \sqrt[3]{2 \cdot 10^4 \frac{\epsilon}{D} + \frac{10^6}{Re}} \right] & \text{se } Re \geq 2300 \end{cases} \quad (2.8)$$

$$H_L = f \frac{L V^2}{D 2g} \quad (2.9)$$

Todos os testes realizados com as funcionalidades implementadas estão no arquivo `flow_tests.py`.

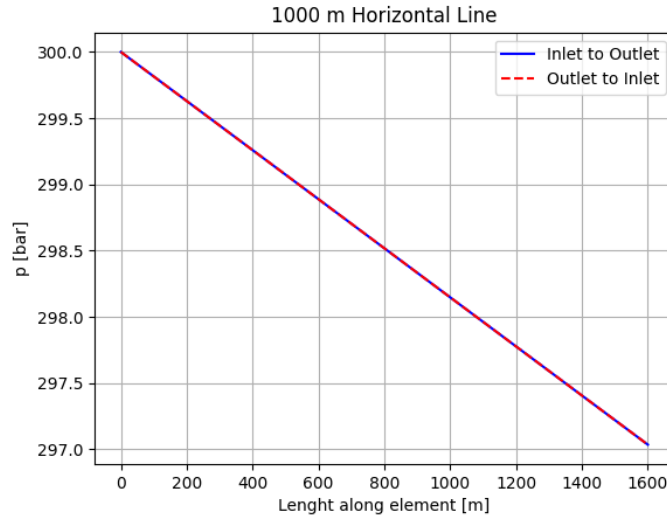


Figura 4: Estimativa de fator volume de formação para o fluido do problema proposto.

3. Resultados

Foram criados diferentes testes para avaliar a qualidade dos resultados das rotinas implementadas:

- Em geral os testes foram feitos nas *duas direções*, isto é, informando (p, T, Q) na entrada e calculando os valores de saída, e também o inverso. Desta forma foi possível avaliar a estabilidade das rotinas. Em todos os testes os valores mantiveram concordância.
- Para o fluido do problema proposto a queda de pressão no trecho horizontal se mostrou bem pequena (figura 4).
- O cálculo da pressão de saída de uma linha vertical se mostrou pouco sensível ao número de subdivisões do elemento (figura 5). Menos de 100 elementos foram suficientes para estimar a pressão de saída.

Para o cálculo do problema proposto os elementos foram subdivididos de forma a terem *subelementos* de 10 m de comprimento nos trechos verticais e de 100 m no trecho horizontal. O ponto de operação encontrado foi em $p_{wf} = 295.565 \text{ bar}$ e $q = 1777.4 \text{ m}^3 \text{ std/d}$ (figura 6). Como antecipado, o trecho em que o sistema pode ter gás livre é muito curto, de forma que a implementação proposta em que se considera apenas óleo é suficiente (figura 7). Diversos resultados são mostrados nas figuras 8.

Foram feitas algumas sensibilidades do ponto de operação com variáveis do problema: pressão de chegada e diâmetro da tubulação (figuras 9). A pressão de chegada apresentou uma correlação linear com a vazão do ponto de operação do sistema. A sensibilidade do diâmetro mostrou uma relação menos que linear com a vazão.

4. Conclusão

O problema proposto mostrou um comportamento aparentemente linear com os dados de entrada. Como trata-se da simulação do fluxo de um fluido monofásico, isotérmico e em regime laminar, este comportamento já era esperado. O sistema desenvolvido mostrou que para o problema proposto não há necessidade de fazer muitas subdivisões nos elementos lineares.

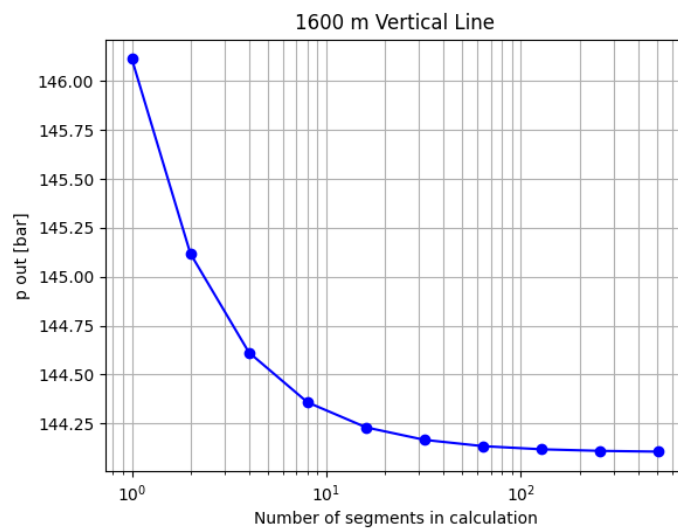


Figura 5: Estimativa de fator volume de formação para o fluido do problema proposto.

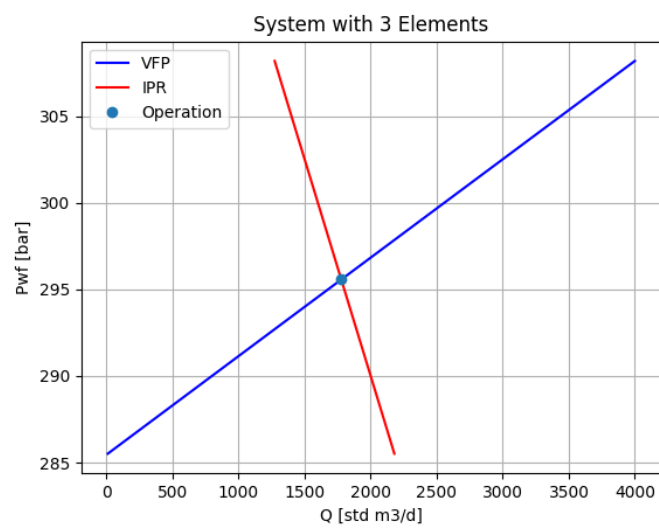


Figura 6: Ponto de operação do problema proposto.

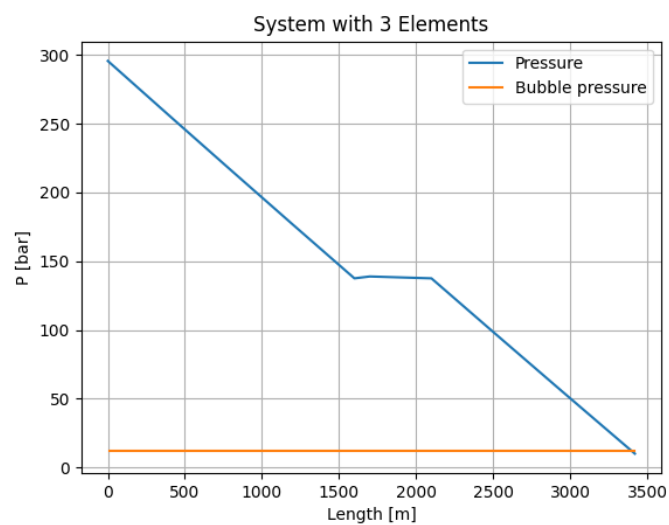
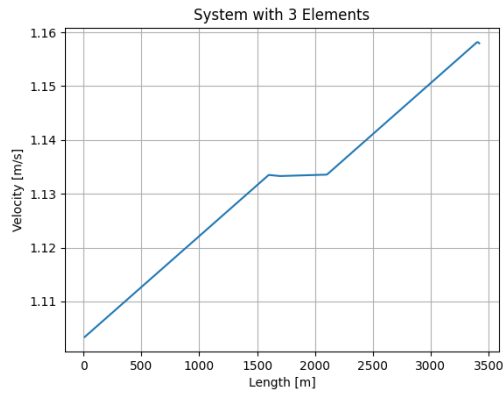


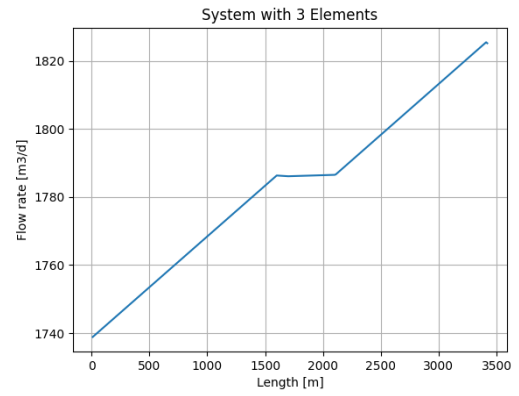
Figura 7: Pressão ao longo dos elementos do problema proposto.

Referências

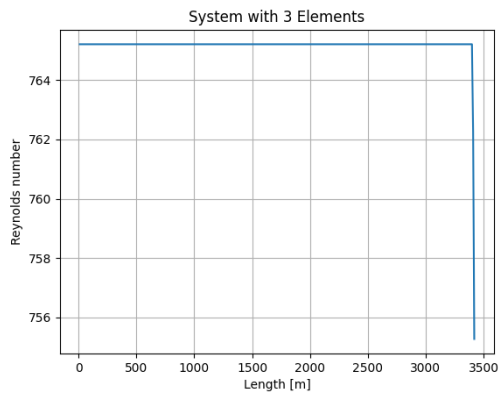
- [1] M. B. Standing, Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems, Society of petroleum engineers of AIME, 1952.
- [2] M. Vasquez, H. Beggs, Correlations for Fluid Physical Property Prediction, Journal of Petroleum Technology 32 (06) (1980) 968–970. [arXiv:https://onepetro.org/JPT/article-pdf/32/06/968/2226793/spe-6719-pa.pdf](https://onepetro.org/JPT/article-pdf/32/06/968/2226793/spe-6719-pa.pdf), doi:10.2118/6719-PA. URL <https://doi.org/10.2118/6719-PA>
- [3] A. J. Rosa, R. de Souza Carvalho, J. A. D. Xavier, Engenharia de reservatórios de petróleo, Interciência, 2006.
- [4] R. L. Burden, J. D. Faires, A. M. Burden, Análise numérica, Cengage Learning, 2016.



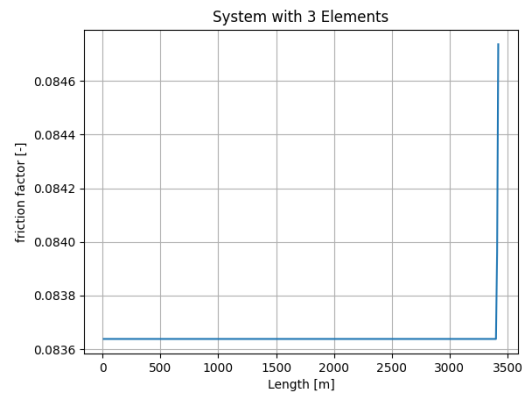
(a) Velocidade



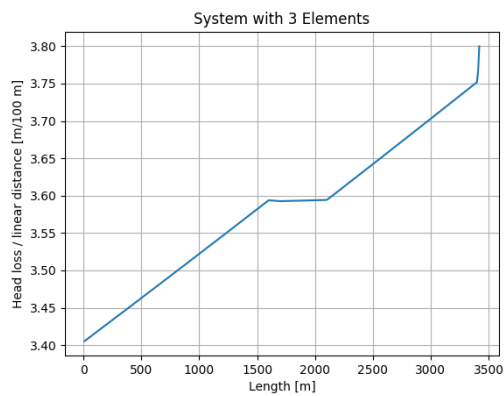
(b) Vazão



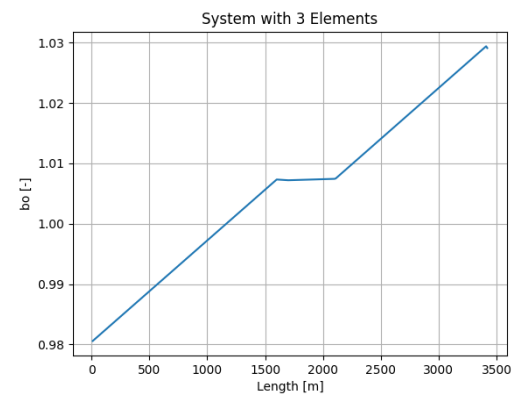
(c) Número de Reynolds



(d) Fator de fricção

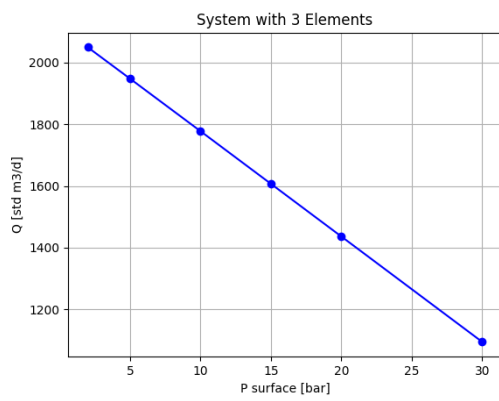


(e) Perda de carga por comprimento linear

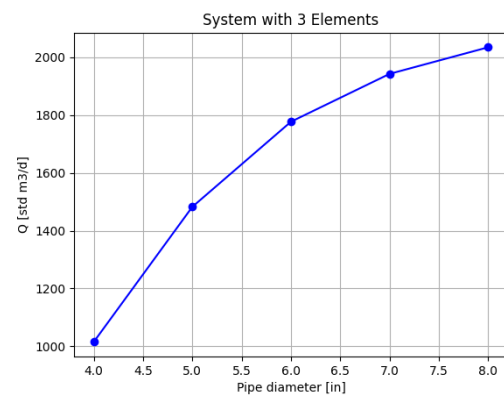


(f) Fator volume de formação

Figura 8: Principais resultados ao longo dos elementos do problema proposto.



(a) Pressão de chegada



(b) Diâmetro da tubulação

Figura 9: Sensibilidade do problema proposto.