

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

Tiago C. A. Amorim<sup>2</sup>

<sup>a</sup>Petrobras, 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*:

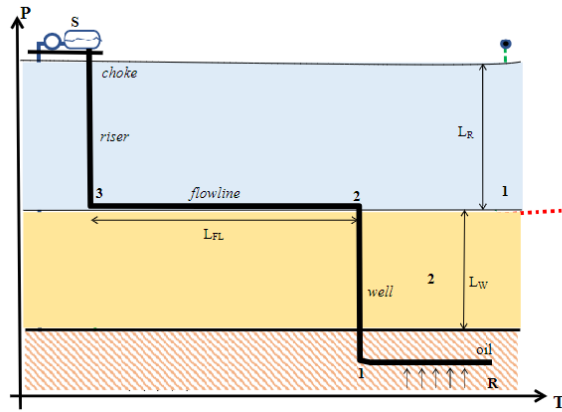
- Pressão de bolha, fator volume de formação do óleo na pressão de bolha e viscosidade por Standing [1].
- Compressibilidade do óleo na pressão de bolha por Vasquez e Beggs [2].

---

\*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](mailto: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 m<sup>3</sup>/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 boha 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) 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 diferenciando não desprezível no  $Bo$  em função da formulação utilizada (figura 3). Optou-se por utilizar a forma *exponencial* por padrão em todos os cálculos.

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

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

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

Para este problema o modelo de reservatório será substituído por um índice de produtividade (40 m<sup>3</sup>/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 (2.3) e fluxo permanente (2.4).

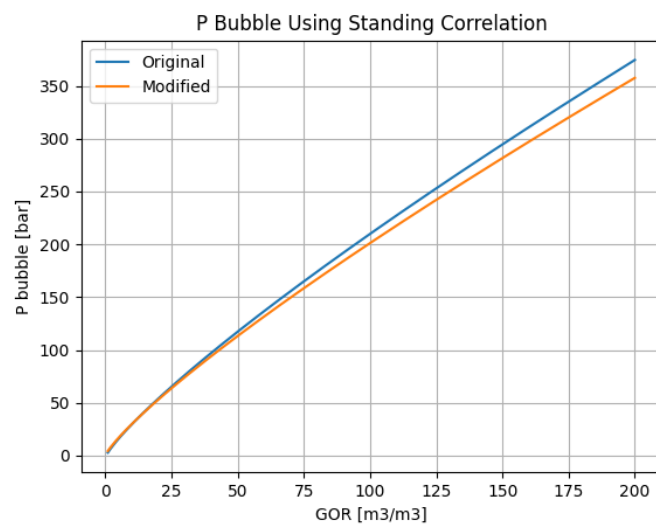


Figura 2: Pressão de bolha pela correlação de Standing (*Original*) e invertendo a correlação de razão de solubilidade de Standing (*Modified*).

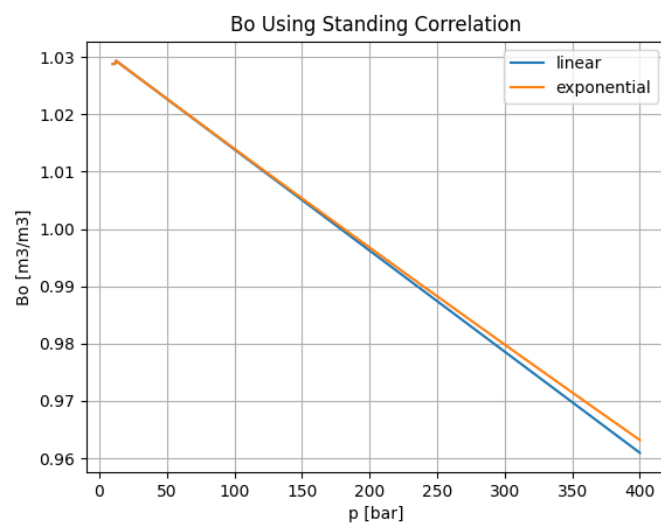


Figura 3: Estimativa de fator volume de formação para o fluido do problema proposto.

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

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

#### 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  $(p, T)$  na saída do elemento em função de  $(p, T)$  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 com os **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**. 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 (2.5) e do balanço de energia mecânica (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 é calculada com a fórmula da Hall (2.8). O termo  $V$  de 2.9 é avaliado na pressão *média* do elemento.

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

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

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

### 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  $(p, T)$  e vazão de entrada e calculando os valores de saída e o inverso. Desta forma foi possível avaliar a estabilidade das rotinas.

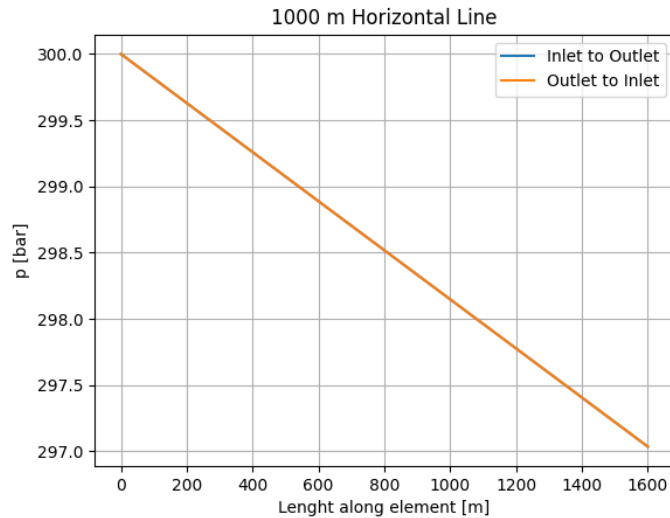


Figura 4: Estimativa de fator volume de formação para o fluido do problema proposto.

- 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).

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 indica que a área aberta ao fluxo tem relação 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.

#### 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.

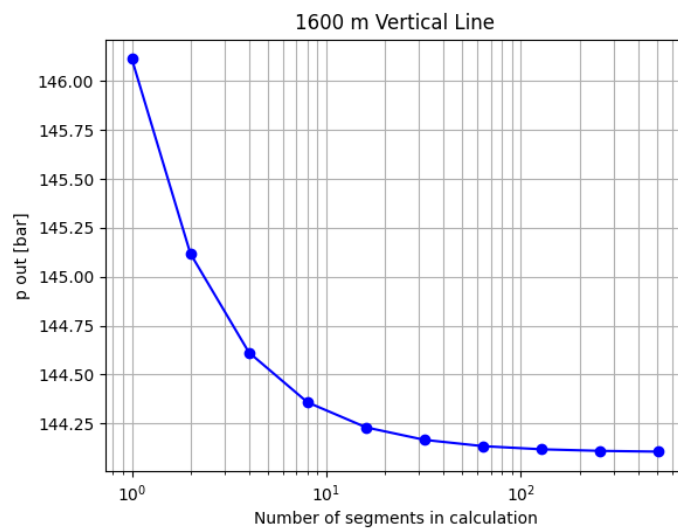


Figura 5: Estimativa de fator volume de formação para o fluido do problema proposto.

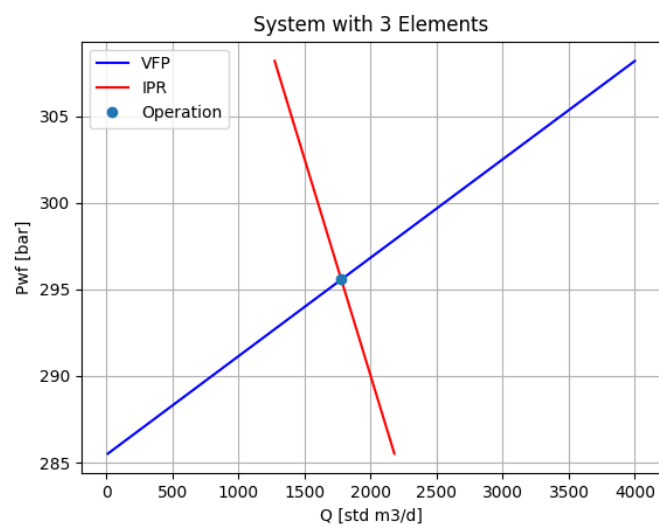


Figura 6: Ponto de operação do problema proposto.

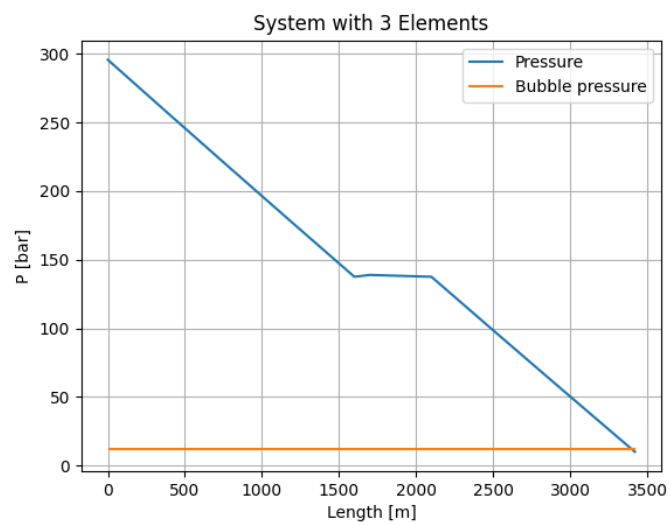
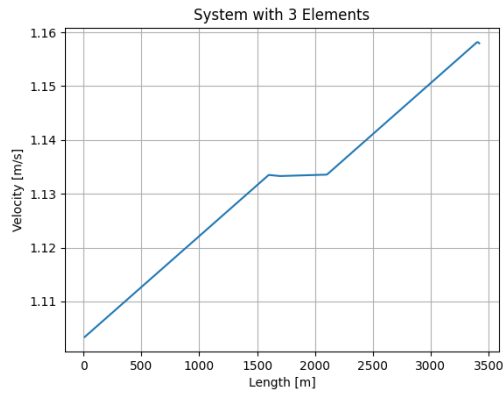
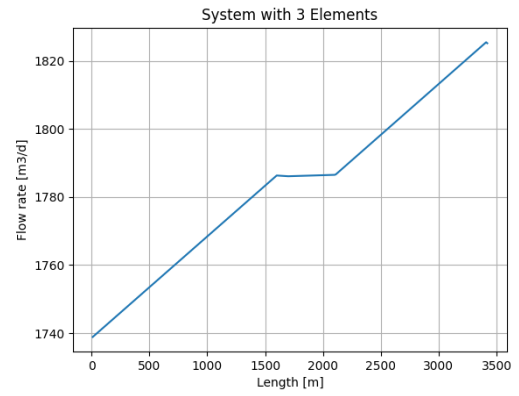


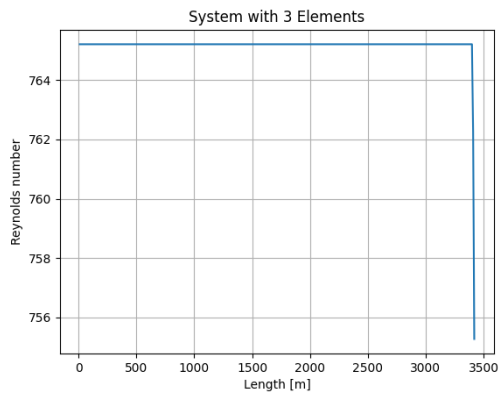
Figura 7: Pressão ao longo dos elementos do problema proposto.



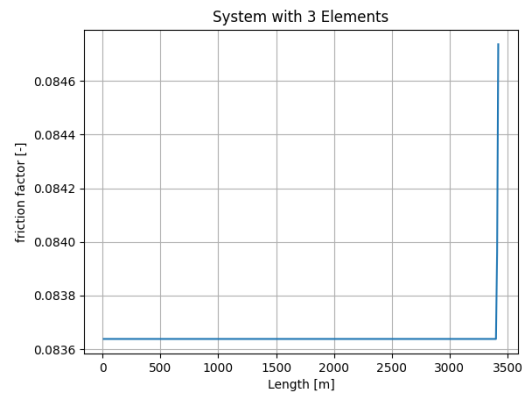
(a) Velocidade



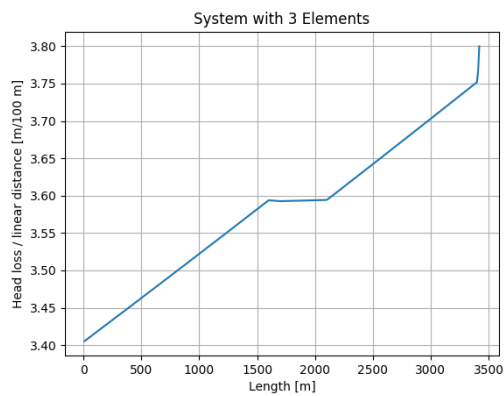
(b) Vazão



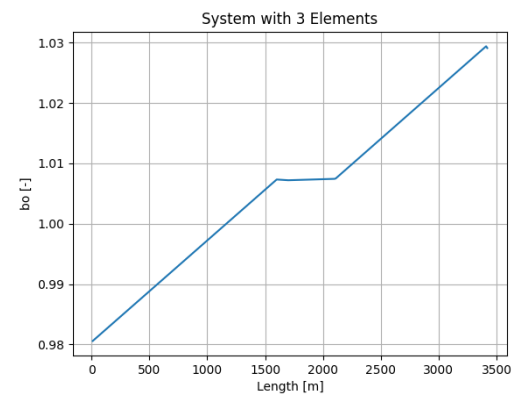
(c) Número de Reynolds



(d) Fator de fricção



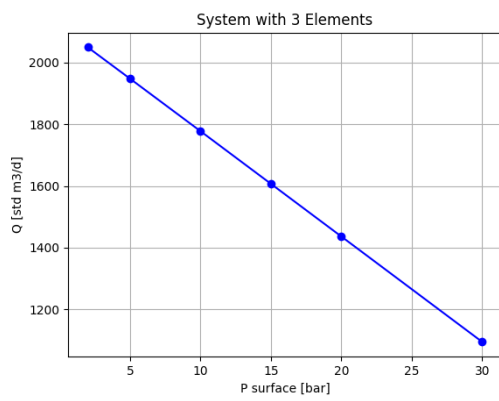
(e) Perda de carga por comprimento linear



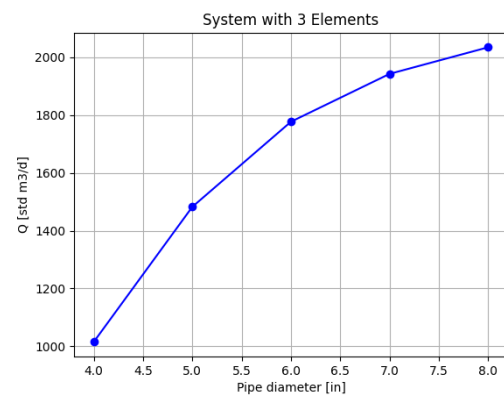
(f) Fator volume de formação

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.