

# Implementação de Modelo de Reservatório Bidimensional Incompressível Integrado com Facilidades de Produção<sup>★</sup>

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

<sup>a</sup>Petrobras, Av. Henrique Valadares, 28, Rio de Janeiro, 20231-030, RJ, Brasil

## Abstract

A modelagem integrada aumenta o custo computacional de simulações de fluxo, mas o seu uso enriquece a gama de análises que podem ser realizadas. Este trabalho mostra que ao integrar um simples modelo de fluxo em meio poroso incompressível com um sistema de produção, foi possível realizar análises de emissão de  $CO_2$ .

**Keywords:** Fluxo em Meio Poroso, Modelagem Integrada

## 1. Introdução

Ao longo da disciplina de Modelagem Integrada foram abordados diferentes tópicos associados à modelagem de reservatórios e o sistema de produção: descrição de fluidos *Black-oil*, fluxo em meios porosos, fluxo vertical multifásico, sistema de *boosting*, problemas de garantia de escoamento, equipamentos de superfície e emissão de  $CO_2$ . Foram desenvolvidos diversos módulos em Python para modelar numericamente o comportamento de alguns dos mecanismos abordados. Este relatório descreve as funcionalidades implementadas e como foi realizada a integração destes módulos para chegar ao modelo integrado proposto.

## 2. Implementação

Diversos módulos de cálculo foram criados. Cada um com foco em um dos assuntos abordados nas aulas. Buscou-se deixar os módulos como objetos independentes, e assim facilitar o desenvolvimento de novas funcionalidades.

### 2.1. Propriedades de Fluido

A descrição do fluido foi implementada como um objeto no módulo *pvt.py*. Foram utilizadas as correlações de Standing[1] para estimativa de parâmetros de óleo e gás<sup>1</sup>:

- Fator volume de formação ( $B_g$  e  $B_o$ ).
- Razão de solubilidade do óleo ( $R_s$ ).

- Viscosidade ( $\mu_g$  e  $\mu_o$ ).

As propriedades são basicamente função da densidade do óleo ( $^\circ API$ ), densidade do gás ( $dg$ ), razão gás-óleo ( $RGO$ ), pressão e temperatura. Outras grandezas auxiliares, necessárias nas estimativas das grandezas de interesse, são calculadas com correlações de Standing (eg.: compressibilidade do óleo).

As propriedades da água são assumidas constantes e são diretamente fornecidas pelo usuário.

Este módulo permite ao usuário fornecer um valor de fração de água ( $wcut$ ) e pedir valores de densidade média ( $\rho$ ) e viscosidade média ( $\mu$ ). Os valores são médias ponderadas pela fração de água.

Também existe a possibilidade de solicitar o uso da correlação de Rønningsen para estimar a viscosidade da mistura água-óleo considerando a formação de emulsões[3]:

$$\ln \eta_r = k_1 + k_2 T + k_3 wcut + k_4 T wcut \quad (2.1)$$

Onde  $\eta_r$  é a razão entre a viscosidade da emulsão e a viscosidade do óleo,  $wcut$  é a fração de água e  $T$  é a temperatura (em  $^\circ C$ ). Os valores de  $k_i$  são função da taxa de cisalhamento do fluido (Tabela 1):

$$\dot{\gamma} = \frac{32Q}{\pi d^3} \quad (2.2)$$

$\dot{\gamma} [s^{-1}]$	30	100	500
$k_1$	0.01334	0.0412	-0.06671
$k_2$	-0.003801	-0.002605	-0.000775
$k_3$	4.338	3.841	3.484
$k_4$	0.02698	0.02497	0.005

Tabela 1: Coeficientes da correlação de Rønningsen.

Para taxas de cisalhamento diferentes das tabeladas, foi utilizada uma interpolação linear.

<sup>★</sup>Relatório final da disciplina PP590A: Tópicos em Geoengenharia de Reservatórios.

<sup>\*\*</sup>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)

<sup>1</sup>As correlações utilizadas foram suprimidas deste relatório para não sobrecarregá-lo de informações, e podem ser encontradas em [2].

Um pequeno ajuste foi realizado na formulação de Rønningesen. Para manter coerência com o cenário em que existe 100% de óleo ( $wcut = 0$ ), o valor de  $\eta_r$  é limitado à unidade (ver trecho reto para valores baixos de  $wcut$  nas curvas da Figura 1).

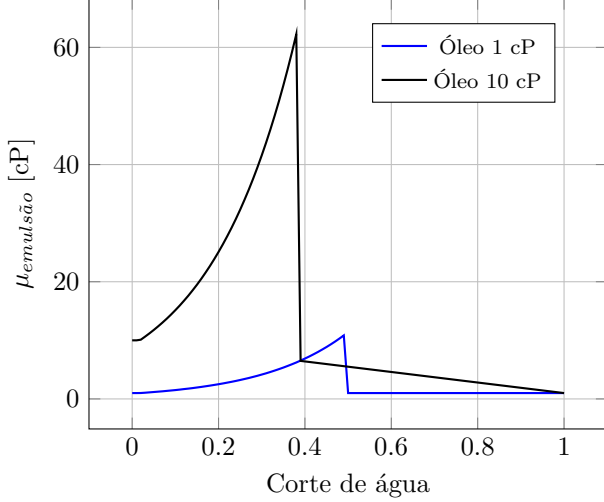


Figura 1: Estimativa de viscosidade de emulsão a 50 °C e  $\dot{\gamma} = 100 \text{ s}^{-1}$ .

A inversão de fases é estimada com a correlação de Arirachakaran[4]:

$$\varepsilon_w = \max \left( 0.15; 0.5 - 0.1108 \log_{10} \frac{\mu_o}{\mu_{w,ref}} \right) \quad (2.3)$$

Onde  $\varepsilon_w$  é o valor de fração de água a partir da qual há inversão de fase e  $\mu_{w,ref}$  é uma viscosidade de água de referência, igual a 1 cP. Para valores de fração de água maiores que  $\varepsilon_w$  a viscosidade da mistura água-óleo é a média ponderada pela fração de água dos respectivos valores.

## 2.2. Fluxo em Meio Poroso

As equações que regem o problema de fluxo em meio poroso derivam fundamentalmente da equação de conservação de massa 2.4 e da equação de fluxo em meio poroso 2.5, a lei de Darcy [5].

$$\sum_p \nabla \cdot (y_{cp} \rho_p v_p) + \sum_p (y_{cp} \rho_p q_p) + \sum_p \frac{\partial}{\partial t} (\phi y_{cp} \rho_p S_p) = 0 \quad (2.4)$$

$$v_p = -\frac{kk_{rp}}{\mu_p} \left( \frac{\partial p_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) = -\frac{kk_{rp}}{\mu_p} \left( \frac{\partial \Phi_p}{\partial x} \right) \quad (2.5)$$

A maioria dos simuladores de fluxo comerciais utilizam diferenças finitas [6][7]. Podemos acoplar as equações 2.4 e 2.5, e aplicar uma discretização no tempo ( $\Delta t$ ) e no espaço ( $\Delta x$ ) para um volume de controle ( $V = \Delta x \Delta y \Delta z$ )<sup>2</sup>.

A forma unidimensional desta equação discretizada é apresentada em 2.6.

$$\begin{aligned} & \sum_p \left( \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} y_{cp} \rho_p \frac{kk_{rp}}{\mu_p} \right)_{i+\frac{1}{2}} (\Phi_{p,i+1} - \Phi_{p,i}) \\ & + \left( \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} y_{cp} \rho_p \frac{kk_{rp}}{\mu_p} \right)_{i-\frac{1}{2}} (\Phi_{p,i-1} - \Phi_{p,i}) \\ & + q_{cp}^w = \frac{1}{\Delta t} \sum_p (V \phi y_{cp} \rho_p S_p)_i^{t_i+\Delta t} - (V \phi y_{cp} \rho_p S_p)_i^{t_i} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Na sua forma mais geral o problema de fluxo em meio poroso precisa ser resolvido para cada um dos componentes que constituem as fases envolvidas. É comum utilizar uma abordagem simplificada, em que poucos componentes são utilizados para representar os fluidos envolvidos. Esta simplificação é usualmente aplicada quando as trocas de fase são *bem comportadas* e passíveis de serem representadas por um conjunto de tabelas, em substituição às equações de estado. Esta abordagem é conhecida como *Black-Oil*.

As equações também se simplificam ao substituir as densidades ( $\rho_p$ ) e concentrações de componentes ( $y_{cp}$ ) pelo fator volume de formação da fase ( $B$ ) e as relações volumétricas entre as fases e os componentes ( $R$ )<sup>3</sup>.

Quando apenas água e óleo estão envolvidos na simulação, duas equações de conservação de massa são necessárias. Como a soma das saturações é igual à unidade ( $S_w + S_o = 1$ ) e negligenciando a tensão interfacial entre a água e o óleo ( $p_o = p_w = p$ ), para cada célula é preciso resolver apenas as variáveis  $p$  e  $S_w$ :

$$\begin{aligned} & \left( \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} \lambda_w \right)_{i+\frac{1}{2}} (p_{i+1} - p_i - \gamma_w \Delta D_{i+\frac{1}{2}}) \\ & + \left( \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} \lambda_w \right)_{i-\frac{1}{2}} (p_{i-1} - p_i - \gamma_w \Delta D_{i-\frac{1}{2}}) \\ & = \frac{1}{\Delta t} \left( \frac{V \phi S_w}{B_w} \right)_i^{t_i+\Delta t} - \left( \frac{V \phi S_w}{B_w} \right)_i^{t_i} + q_w^{std} \quad (2.7) \\ & \left( \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} \lambda_o \right)_{i+\frac{1}{2}} (p_{i+1} - p_i - \gamma_o \Delta D_{i+\frac{1}{2}}) \\ & + \left( \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} \lambda_o \right)_{i-\frac{1}{2}} (p_{i-1} - p_i - \gamma_o \Delta D_{i-\frac{1}{2}}) \\ & = \frac{1}{\Delta t} \left( \frac{V \phi (1 - S_w)}{B_o} \right)_i^{t_i+\Delta t} - \left( \frac{V \phi (1 - S_w)}{B_o} \right)_i^{t_i} + q_o^{std} \quad (2.8) \end{aligned}$$

com:

$$\lambda_p = \frac{kk_{rp}}{B_p \mu_p}$$

<sup>2</sup>Usualmente chamado de célula.

<sup>3</sup>Maiores detalhes em [5].

Observa-se que a pressão ( $p$ ) e a saturação de água ( $S_w$ ) da  $i$ -ésima célula tem influência apenas na própria célula e nas células vizinhas. Desta forma, a matriz dos coeficientes deste problema tem termos não nulos em três *bandas* ao redor da diagonal principal. Para modelos bi e tridimensionais são adicionados novos termos fora da diagonal principal.

No módulo *reservoir.py* foi implementado o problema de fluxo em meio poroso bidimensional, incompressível e plano. Existem poços apenas em duas posições: injetor de água controlado por vazão especificada na célula  $[1,1]$  e produtor controlado por pressão de fundo na célula  $[n_i, n_j]$ .

As propriedades de fluido ( $Bo$ ,  $Bw$ ,  $\mu_o$  e  $\mu_w$ ) são constantes. O meio poroso também é incompressível, mas é possível definir valores de propriedade de rocha ( $\phi$  e  $k$ ) por célula.

Foram implementadas funções de permeabilidade relativa com as correlações de Corey[8]. As permeabilidades relativas foram implementadas como um objeto à parte no módulo *relative\_permeability.py*.

Em uma simulação *Black-Oil* com água e óleo, a simulação de fluxo parte de um conjunto de valores de  $p$  e  $S_w$  no tempo inicial, para cada uma das células, e uma série de controles de produção ( $q_p^{std}$ ). O simulador precisa resolver o conjunto de equações não lineares 2.7 e 2.8 a cada passo de tempo.

Foi implementada a formulação implícita para resolver o problema de fluxo em meio poroso. A implementação mais conhecida para resolver este conjunto de equações não lineares é o Método de Newton-Raphson. Para sistemas incompressíveis (onde  $\phi$ ,  $B$  e  $\mu$  são constantes) este conjunto de equações é *fracamente* não linear, e apenas os valores de  $k_{ro}$  e  $k_{rw}$  são função das variáveis de estado. O conjunto de equações resultantes pode ser resolvido adequadamente com o Método do Ponto Fixo[9]. As equações são resolvidas como um conjunto de equações lineares de modo iterativo, isto é, utilizando o resultado de uma iteração como dado de entrada para resolver os termos  $k_{ro}$  e  $k_{rw}$  da próxima iteração, até que a convergência é atingida.

O controle do tamanho do passo de tempo de cada iteração é feito de forma simplificada. O usuário precisa fornecer valores de máxima variação de saturação de água e de pressão entre os passos de tempo. Quando algum dos limites não é observado, o passo de tempo é reduzido à metade e a simulação do tempo *atual* é feita novamente. Caso as máximas variações sejam atendidas, o simulador irá incrementar o passo de tempo para a próxima iteração em 20%. O usuário também pode informar valores mínimo e máximo dos passos de tempo.

Foi observado que este sistema incompressível tem dificuldades de convergência no primeiro passo de tempo da simulação. O problema está associado ao fato de que a célula em que o injetor de água está conectado tem saturação igual à saturação de água conata. Nesta situação a permeabilidade relativa da água é nula. Como o meio poroso é incompressível, nos primeiros passos de tempo é comum

serem observados valores muito alto de pressão nesta célula e nas vizinhas. Este efeito é maior em modelos com células menores e altas vazões de injeção de água. Para evitar este efeito indesejado, foi implementada a opção de incrementar a saturação de água no tempo inicial desta célula. Esta alteração tem pouco impacto nos demais resultados, e evita valores de pressão anormais nos primeiros passos de tempo (Figura 2).

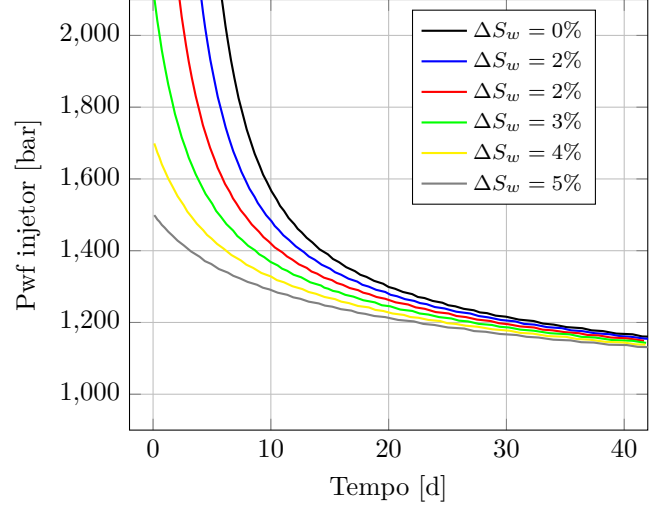


Figura 2: Efeito de modificar a saturação inicial de água da célula do injetor de água para um mesmo modelo.

### 2.3. Fluxo Vertical Multifásico

Forma implementados quatro objetos no módulo *flow.py*. Os cálculos de fluxo vertical multifásico são realizados no elemento mais básico, que representa um trecho de tubulação, com diâmetro e inclinação constante. Este elemento utiliza o módulo *pvt.py* para estimar as propriedades de fluido. Foram consideradas as formas de balanço de massa e energia de fluidos quasi-incompressíveis.

A perda de pressão no elemento pode ser calculada em ambas direções, i.e., alimentando as condições de entrada ( $p_a$ : pressão de entrada) e calculando as condições de saída ( $p_b$ : pressão de saída), ou o inverso:

$$p_a - p_b = \rho g \left( (z_a - z_b) + H_L + \frac{v_b^2 - v_a^2}{2g} \right) \quad (2.9)$$

O termo de perda de carga por fricção ( $H_L$ ) utiliza a formulação de Colebrook-White para o cálculo do fator de fricção ( $f$ ) quando o número de Reynolds ( $Re$ ) é maior que 4000. Para evitar descontinuidades, nos casos em que o número de Reynolds fica entre o fluxo laminar ( $Re \leq 2100$ ) e o fluxo turbulento ( $Re \geq 4000$ ), é aplicada uma correlação linear entre os valores de  $f$  calculados para fluxo laminar e turbulento (Figura 3).

Não foram implementadas correlações para troca de temperatura. Todo o cálculo é realizado assumindo temperatura constante por elemento. Também não foi imple-

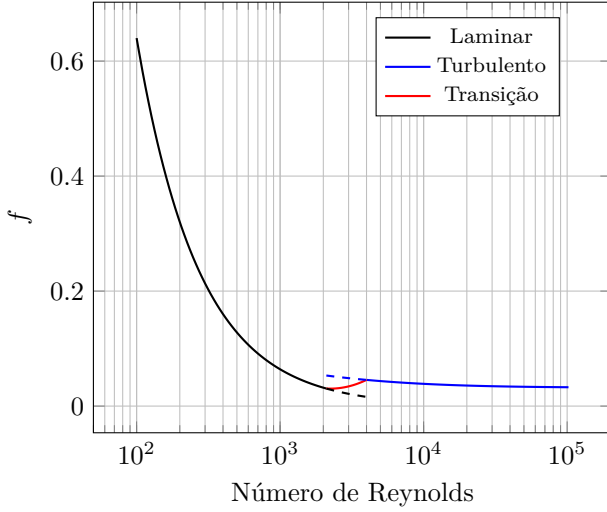


Figura 3: Proposta de cálculo do fator de fricção na região de transição.

mentado o cálculo de fluxo com gás livre, de modo que apenas água e óleo podem existir no sistema.

O termo de ganho de energia com turbomáquinas foi deliberadamente retirado porque foi criado um objeto específico para representar uma bomba elétrica submersível (*ESP*). Não foram implementadas tabelas de eficiências de bomba. O objeto *ESP* apenas recebe um valor de incremento de pressão e um valor de eficiência. O incremento de pressão é adicionado nos cálculos do fluxo vertical multifásico no ponto em que o usuário colocar a bomba. Um segundo comando realiza os cálculos da potência necessária para aplicar o incremento de pressão ao fluido em questão.

Para levar em conta a variação na viscosidade da mistura água+óleo na eficiência da bomba, foi assumida<sup>4</sup> uma correlação exponencial do tipo:

$$\eta_{ajustada} = \eta_{original} \exp \left[ \frac{1}{\beta} \left( 1 - \frac{\mu}{\mu_o} \right) \right] \quad (2.10)$$

O terceiro objeto implementado é uma coleção de trechos de tubulações. Desta forma é possível descrever uma tubulação e discretizá-la para fazer os cálculos de fluxo vertical multifásico.

O último objeto é uma coleção de tubulações e bombas. Neste objeto é possível descrever todo o conjunto de elementos que interligam o poço à unidade de produção: colunas, bombas, linhas, *risers* (exemplo na Figura 4). É também neste objeto que é possível fazer o cálculo do ponto de operação de um poço, seja com uma IPR analítica ou com um modelo de fluxo. É utilizado o Método da Secante para encontrar o ponto de operação.

<sup>4</sup>Esta correlação foi assumida sem nenhuma base científica. Foi utilizada apenas para que a viscosidade da mistura tenha algum impacto na demanda energética da *ESP*.

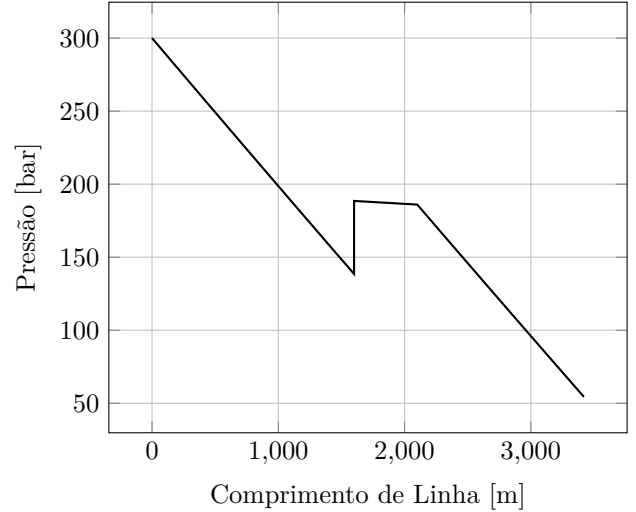


Figura 4: Exemplo de resultado de simulação de fluxo vertical multifásico do reservatório à unidade de produção, composto por coluna, *ESP*, linha horizontal e *riser*.

#### 2.4. Equipamentos de Superfície

Alguns dos equipamentos de superfície foram implementados no módulo *topside.py*:

**Separator** Faz o cálculo da máxima vazão de gás que um separador pode tratar. Também é feita uma estimativa da máxima vazão de óleo, mas sem considerações sobre o tempo de residência do líquido no separador.

**WaterPump** Implementa uma bomba de água de forma simplificada. Não foram implementadas tabelas de eficiência. O usuário precisa fornecer um valor de eficiência e o objeto retorna a demanda energética da bomba em função do incremento de pressão ou de *head* necessário.

**GasCompressor** A demanda energética do compressor de gás é estimada a partir das condições de fluxo requeridas (pressão e temperatura), eficiência politrópica (informada diretamente pelo usuário) e razão de capacidade térmica do fluido ( $\kappa$ ).

**GasTurbine** Implementa um interpolador. O usuário deve fornecer uma tabela de geração de energia (*MW*) em função da vazão de gás combustível ( $m^3/d$ ). Uma função retorna vazão de gás combustível em função da demanda energética, e outra retorna geração de energia em função da vazão de gás combustível.

Neste mesmo módulo foi implementado um objeto para fazer os cálculos de emissão de  $CO_2$ : **CO2\_Emission**. Neste objeto o usuário pode fornecer a composição do gás combustível e fazer o cálculo de emissão em função da demanda energética[10].

Para o cálculo da demanda energética este objeto contém um **GasTurbine**, com o qual é possível calcular a quantidade de gás combustível necessário para atender a

demanda. Nos casos em que não existe gás o suficiente para atender a demanda, é possível informar a quantidade de energia a ser atendida com geradores a diesel. A emissão de  $CO_2$  associada à queima de diesel será adicionada à de queima de gás combustível no cálculo das emissões.

### 2.5. Modelo Integrado

O módulo *integrated\_model.py* agrega todos os demais módulos descritos anteriormente. O usuário precisa definir:

**Modelo de fluido** Será copiado entre todos os elementos que utilizam dados de fluido. Desta forma existe uma melhor concordância entre os diferentes objetos utilizados.

**Modelo de reservatório** É inicializado com  $B_o$  e  $\mu_o$  na pressão e temperatura originais de reservatório. A evolução da simulação é controlada pelo modelo integrado.

**Linhas de produção** É preciso descrever todo o conjunto de tubulações que interligam o reservatório à unidade de produção no ponto de produção. O usuário deve fornecer uma pressão de chegada na unidade de produção e este objeto faz o cálculo do ponto de operação do produtor.

**Linhas de injeção** É preciso fornecer a descrição do conjunto de tubulações que interligam o reservatório à unidade de produção no ponto de injeção de água. O usuário deve fornecer uma vazão de injeção de água e a partir da pressão de fundo do simulador de fluxo é calculada a pressão necessária na superfície.

**Compressor de gás** A sua demanda energética será função da quantidade de gás disponível para ser exportado. Não há injeção de gás neste modelo.

**Bomba de água** A demanda energética da bomba de injeção de água será função da pressão de injeção necessária no ponto de interligação da linha de injeção com a unidade de produção.

**Turbina** É preciso informar a necessidade de gás combustível em função da demanda energética, para então poder fazer os cálculos de emissão de  $CO_2$ .

Como os elementos do sistema integrado foram implementados como objetos, o uso de uma formulação implícita para resolver todo o problema levaria a uma revisão do conceito de objetos. Desta forma, o acoplamento do reservatório com os equipamentos de produção foi feita de forma explícita. Dadas as limitações dos diferentes objetos implementados, o único cálculo que é feito iterativamente é o do ponto de operação do produtor. Todos os cálculos de balanço de gás e demanda energética são feitos após a definição do ponto de operação.

O balanço de gás assume três destinos para o gás produzido: perdas (*flare*), gás combustível e exportação. As perdas são estimadas como uma fração do gás produzido. A exportação de gás é o gás produzido menos perdas e gás combustível. O balanço é feito de forma incremental:

1. Assumir que todo o gás produzido, menos as perdas, é exportado (exportação majorada).
2. Calcular o consumo de gás combustível em função da demanda energética da bomba de injeção de água, da *ESP* (se tiver) e do compressor de exportação (consumo de gás majorado).
3. Recalcular exportação em função do valor de gás combustível calculado.
4. Se a vazão de exportação for positiva, recalcular demanda energética do compressor de exportação, gás combustível e exportação de gás (assume que segunda iteração é suficiente para *convergir*).
5. Se a vazão de exportação for negativa, assumir que não há exportação e recalcular demanda de gás combustível.
  - (a) Se o gás produzido, menos perdas, for suficiente para atender demanda de gás combustível, assumir que sobra de gás será queimada.
  - (b) Se o gás produzido, menos perdas, não for suficiente para atender demanda de gás combustível, assumir que será utilizado um gerador a diesel para suprir a demanda que o gás disponível não consegue.

## 3. Descrição do Problema

O problema proposto é baseado nos Desafios 1, 2 e 5, mas não é exatamente nenhum deles.

O fluido é um óleo de  $15^\circ API$ , razão gás-óleo de  $2 m^3/m^3$  e gás com densidade relativa de 0.6. É utilizado o modelo de emulsão para o cálculo de viscosidade nas tubulações de produção.

O modelo de reservatório é bidimensional, com  $600 m \times 600 m \times 80 m$ , discretizado em cinco células nas direções  $i$  e  $j$ . A permeabilidade é de  $1000 mD$ , e a porosidade é de 15%. A saturação inicial é de 20%. A temperatura de reservatório é de  $50^\circ C$ , e a pressão inicial de  $340 bar$ .

As curvas de permeabilidade relativa foram construídas com Corey (Figura 5).

Ambos poços tem diâmetro de  $4 pol$  e skin nulo. A vazão de injeção de água é de  $1000 m^3/d$ . A pressão de cabeça do produtor é de  $50 bar$ , e a temperatura de  $50^\circ C$ .

As linhas de produção e injeção tem a configuração da Figura 6, com  $L_R = 1320 m$ ,  $L_{FL} = 500 m$  e  $L_w = 1600 m$ . O tubos tem  $4 pol$  de diâmetro e  $0.6 mm$  de rugosidade. A temperatura é constante e igual a  $50^\circ C$ . A única diferença entre as linhas é que a linha de produção tem uma *ESP* no topo da coluna de produção (ponto 2 na Figura 6). Foi assumido um incremento de pressão de  $50 bar$  na *ESP*, uma eficiência de 60% e um coeficiente de ajuste da eficiência  $\beta = 200$ .

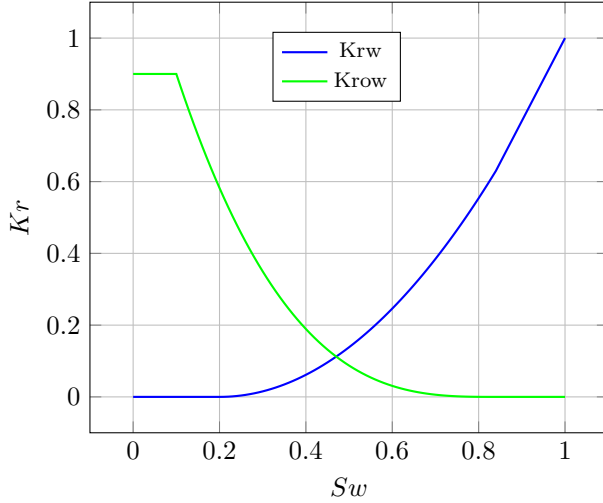


Figura 5: Curvas de permeabilidade relativa utilizadas.

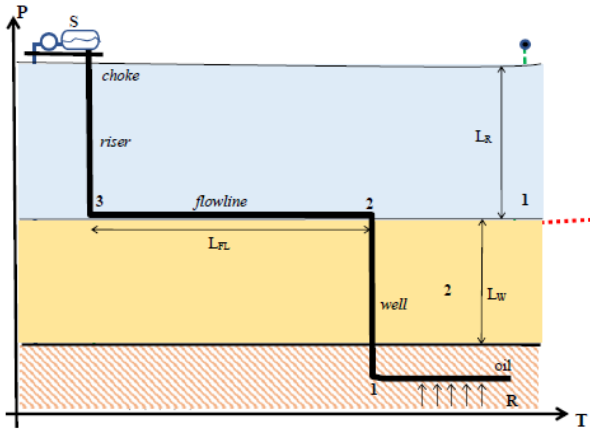


Figura 6: Esquemático das linhas de produção e injeção do problema proposto.

A bomba de injeção de água tem eficiência de 75%. O compressor de exportação de gás tem eficiência politrópica de 76%, razão de capacidade térmica do fluido de 1.4 e pressão de saída de 120 bar.

A perda de gás é de 2% do gás produzido.

A simulação tem cinco anos de duração. O passo de tempo mínimo é de 0.1 dia e o máximo de 10 dias. O controle de passos de tempo limita a máxima variação da pressão a 5 bar, e de saturação de água a 0.5%.

#### 4. Resultados

Para facilitar a leitura, os gráficos com os resultados do problema proposto foram concentrados no Apêndice B. Algumas conclusões podem ser tiradas do modelo integrado:

- As pressões de injeção de água estão muito altas. O modelo integrado precisa de controles adicionais para evitar este tipo de situação. Associado a isto é preciso implementar um modelo de reservatório compressível.

- A produção de gás é muito baixa, e insuficiente para atender a demanda energética. A exportação de gás é nula e é preciso usar diesel para suprir o excedente da demanda. Para este projeto pode ser importante a busca por fontes alternativas de fornecimento de energia.
- A maior demanda de energia vem da bomba de injeção de água. Um controle na potência da bomba de injeção de água ajudará a reduzir a demanda energética.
- A ESP tem impacto não desprezível na demanda energética. É preciso otimizar o seu uso e posição de instalação<sup>5</sup>.
- A curva de emissão de  $CO_2$  por boe produzido mostra primeiro uma redução, associada à entrada de água no reservatório, reduzindo a demanda das bombas de injeção de água. Depois se apresenta um significativo incremento, resultado da chegada de água no produtor. Uma recuperação mais eficiente do óleo se traduz também em menores emissões.

O código foi implementado em Python e pode ser encontrado em <https://github.com/TiagoCAAmorim/IntegratedModel/>.

#### 5. Conclusão

Foi implementado um conjunto de objetos que representam diferentes sistemas de um modelo integrado. O acoplamento realizado se mostrou suficiente para as análises pretendidas. Os resultados mostraram que é preciso avaliar as decisões de projeto com vista não somente na recuperação de óleo, mas também em termos de emissões.

#### Apêndice A. Lista de Variáveis

$^{\circ}API$ : Grau API do óleo.

$\beta$ : Constante de ajuste da eficiência energética.

$B_p$ : Fator volume de formação da fase  $p$  no reservatório ( $m^3/m^3$ ).

$c_o$ : Compressibilidade do óleo (1/bar).

$D$ : Profundidade.

$d$ : Diâmetro da tubulação (m).

$dp$ : Densidade relativa da fase  $p$ .

$\Delta x$ : Discretização espacial na direção  $i$ .

<sup>5</sup>Na verdade, neste modelo incompressível a ESP não tem impacto na produção de óleo. A produção é função unicamente da vazão de injeção de água. Por esta razão uma sensibilidade não foi apresentada.

$\Delta y$ : Discretização espacial na direção  $j$ .

$\Delta z$ : Discretização espacial na direção  $k$ .

$\Delta t$ : Discretização temporal.

$\eta$ : Eficiência energética.

$\gamma_p$ : Peso específico da fase  $p$  ( $\gamma_p = \rho_p g$ ).

$\dot{\gamma}$ : Taxa de cisalhamento ( $1/s$ ).

$k$ : Permeabilidade absoluta do meio poroso.

$k_{rp}$ : Permeabilidade relativa da fase  $p$ .

$\mu_p$ : Viscosidade da fase  $p$ .

$p_p$ : Pressão da fase  $p$ .

$\phi$ : Porosidade da rocha.

$q_p$ : Vazão volumétrica da fase  $p$ .

$q_{cp}^w$ : Vazão mássica do componente  $c$  na fase  $p$ .

$q_{cp}^{std}$ : Vazão volumétrica da fase  $p$  medida em condições padrão (*standard*).

$RGO$ : Razão gás-óleo em condições de superfície ( $m^3/m^3$ ).

$\rho_p$ : Densidade da fase  $p$ .

$S_p$ : Saturação da fase  $p$  no meio poroso.

$V$ : Volume total do volume de controle (célula).

$wcut$ : Corte de água ( $Qw/(Qw + Qo)$ ).

$v_p$ : Velocidade da fase  $p$ .

$y_{cp}$ : Concentração do componente  $c$  na fase  $p$ .

## Apêndice B. Figuras dos Resultados

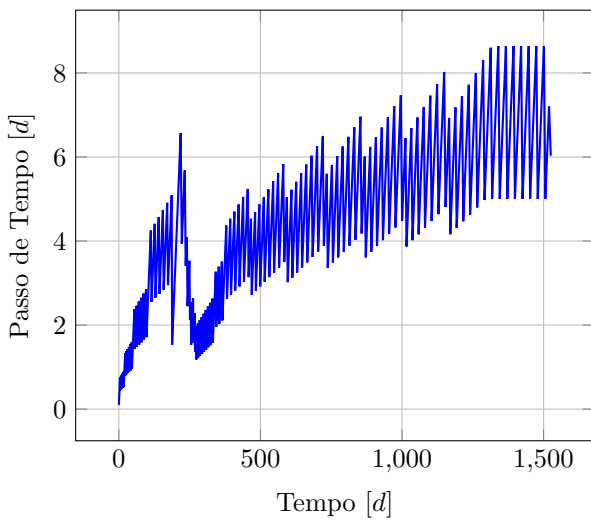


Figura B.7: Passos de tempo.

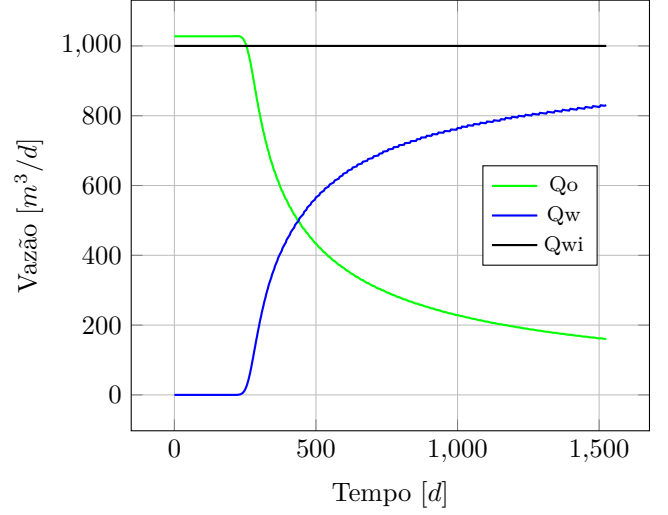


Figura B.8: Vazão de óleo e água.

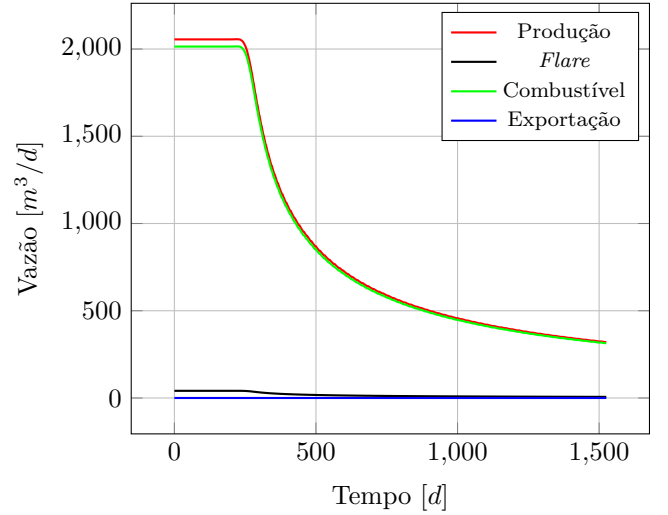


Figura B.9: Gerenciamento do gás.

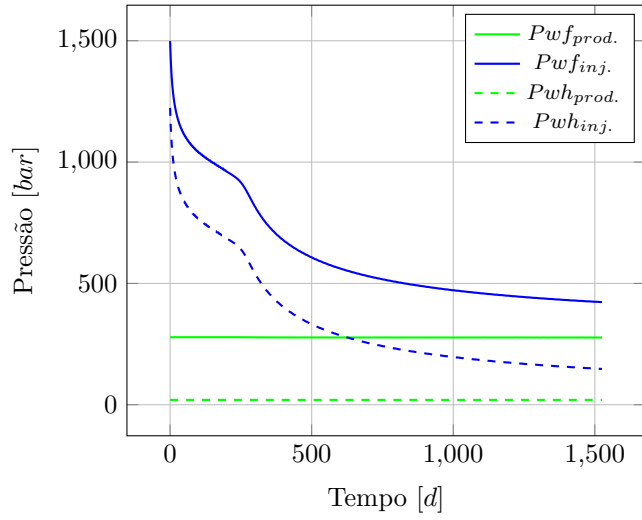


Figura B.10: Pressões de fundo e de cabeça dos poços.

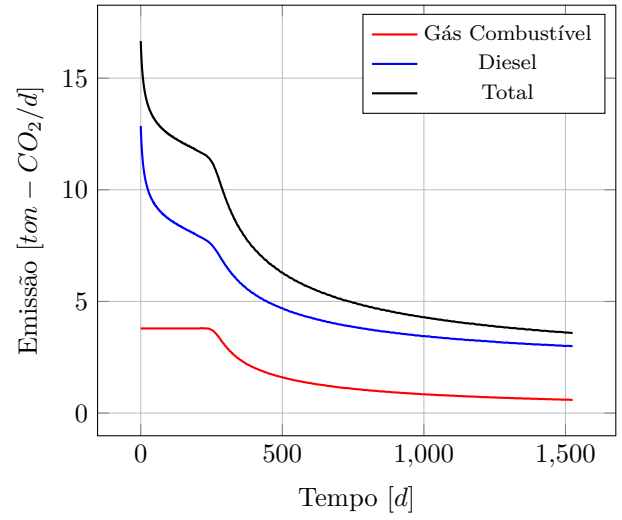


Figura B.12: Emissão de  $CO_2$ .

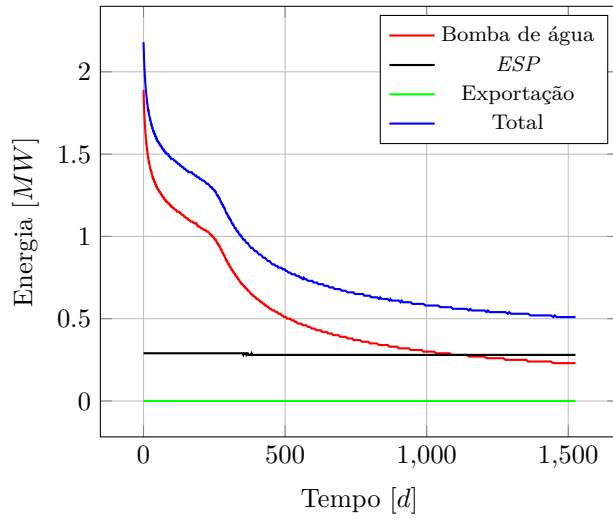


Figura B.11: Demanda energética.

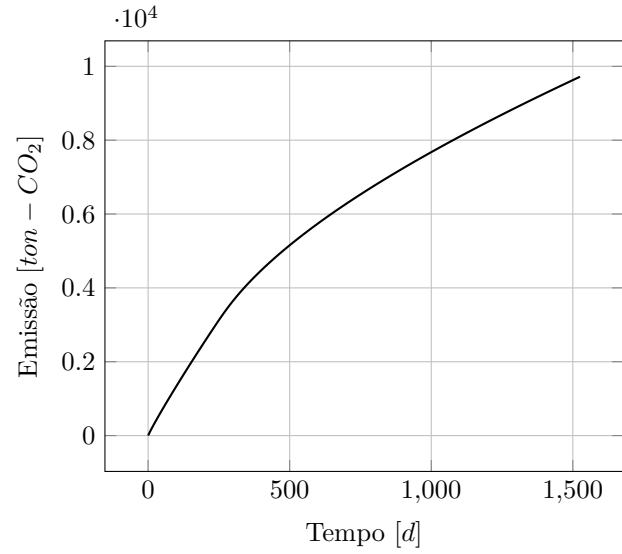


Figura B.13: Emissão de  $CO_2$  acumulada.



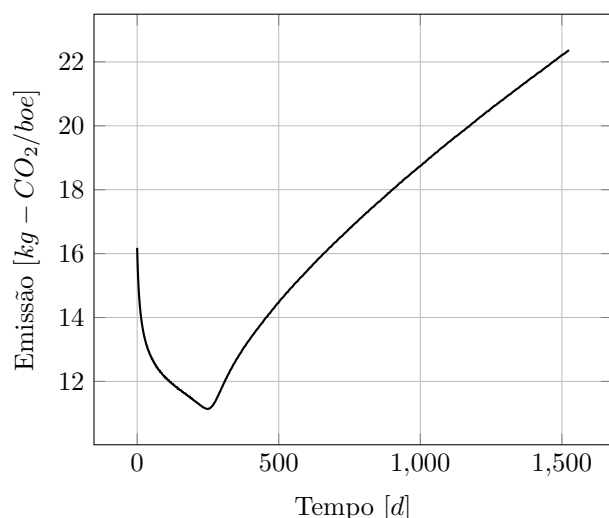


Figura B.14: Emissão de  $CO_2$  relativa.

## Referências

- [1] M. B. Standing, Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems, Society of petroleum engineers of AIME, 1952.
- [2] A. J. Rosa, R. de Souza Carvalho, J. A. D. Xavier, Engenharia de reservatórios de petróleo, Interciência, 2006.
- [3] H. P. Roenningsen, Prediction of viscosity and surface tension of north sea petroleum fluids by using the average molecular weight, Energy & Fuels 7 (5) (1993) 565–573. [arXiv:https://doi.org/10.1021/ef00041a001](https://doi.org/10.1021/ef00041a001), doi:10.1021/ef00041a001. URL <https://doi.org/10.1021/ef00041a001>
- [4] An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes, Vol. All Days of SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium / Production and Operations Symposium. [arXiv:https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-pdf/89POS/A11-89POS/SPE-18836-MS/3215475/spe-18836-ms.pdf](https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-pdf/89POS/A11-89POS/SPE-18836-MS/3215475/spe-18836-ms.pdf), doi:10.2118/18836-MS. URL <https://doi.org/10.2118/18836-MS>
- [5] L. P. Dake, Fundamentals of reservoir engineering, Elsevier, 1983.
- [6] C. M. G. L. (CMG), Cmg imex user's manual, CMG Calgary, Canada, 2022.
- [7] E. U. M. SCHLUMBERGER, Technical description, Schlumberger Ltd (2009) 519–538.
- [8] C. A. T., The interrelation between gas and oil relative permeabilities, Producers Monthly (1954) 38–41. URL <https://cir.nii.ac.jp/crid/1570009749409873792>
- [9] R. L. Burden, J. D. Faires, A. M. Burden, Análise numérica, Cengage Learning, 2016.
- [10] Revised Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions in the Oil and Gas Industry, Vol. All Days of CMTC Carbon Management Technology Conference. [arXiv:https://onepetro.org/CMTCCONF/proceedings-pdf/12CMTC/A11-12CMTC/CMTC-151333-MS/1597843/cmtc-151333-ms.pdf](https://onepetro.org/CMTCCONF/proceedings-pdf/12CMTC/A11-12CMTC/CMTC-151333-MS/1597843/cmtc-151333-ms.pdf), doi:10.7122/151333-MS. URL <https://doi.org/10.7122/151333-MS>