

Combinando Programação Linear com Modelo Analítico de Balanço de Materiais para Otimização do Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo

Marcelo Garret de Melo Filho

Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)
Av. Nossa Sra. da Penha, 1688, Barro Vermelho - Vitória, ES
marcelogarret@petrobras.com.br

Prof. Dr. Jefferson Oliveira Andrade

Instituto Federal do Espírito Santo (IFES)
Av. dos Sabiás, 330, Morada de Laranjeiras - Serra, ES
jefferson.andrade@ifes.edu.br

Prof. Dr. Leandro Colombi Resendo

Instituto Federal do Espírito Santo (IFES)
Av. dos Sabiás, 330, Morada de Laranjeiras - Serra, ES
leandro@ifes.edu.br

RESUMO

A indústria de Óleo e Gás é um dos setores mais relevantes na economia mundial. O gerenciamento de reservatórios de petróleo é responsável pela previsão da produção, monitoramento das variáveis do campo e controle operacional dos poços. Este artigo propõe a implementação de um modelo de programação linear para controle de poços de um modelo analítico de balanço de materiais de reservatórios. A abordagem escolhida visa maximizar a produção, controlando a pressão média do reservatório e respeitando as capacidades operacionais do sistema de produção. Além disso, é proposto um método iterativo de suavização das curvas dos poços e é apresentado um detalhamento dos resultados dos experimentos, destacando a capacidade do modelo de gerar soluções robustas para o gerenciamento de reservatórios.

PALAVRAS CHAVE. Otimização, Gerenciamento, Reservatório.

Tópicos: EN&PG – PO na Área de Energia, Petróleo e Gás; PM – Programação Matemática

ABSTRACT

The Oil and Gas industry is one of the most relevant sectors in the global economy. The reservoir management is responsible for forecasting production, monitoring field variables and operational control of wells. This article proposes the implementation of a linear programming model for well control within an analytical material balance reservoir model. The chosen approach aims to maximize production by controlling the average reservoir pressure while subject to the operational capacities of the production system. Additionally, an iterative method for smoothing the well curves is proposed and a detailed presentation of the experimental results is provided, highlighting the model's ability to generate robust solutions for reservoir management.

KEYWORDS. Optimization, Reservoir, Management.

Paper topics: EN&PG – OR in the Energy, Oil and Gas; PM – Mathematical Programming

1. Introdução

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos com incontáveis aplicações e é principal matéria-prima para uma grande diversidade de produtos de indústrias petroquímicas. De acordo com [IBISWORLD, 2022], a indústria de Petróleo e Gás é um dos setores mais relevantes na economia mundial, gerando mais de 2 trilhões de dólares em receita por ano, representando um total de 4,2 milhões de empregos em todo o mundo.

Os engenheiros, geólogos e geofísicos de petróleo utilizam informações sobre as propriedades e características das rochas e dos fluidos contidos nas formações portadoras de petróleo, bem como sobre seu comportamento passado, para inferir o comportamento futuro desses reservatórios. No gerenciamento de reservatórios, o monitoramento das variáveis do campo são feitas em tempo real e as previsões de produção são acompanhadas mensalmente. Para este fim, geralmente são usados modelos analíticos, como o modelo de balanço de materiais.

Existem diversos trabalhos que tratam do uso de técnicas de programação linear no gerenciamento de poços de petróleo. Por exemplo, [Lang e Horne, 1983] desenvolveu um procedimento de controle que utiliza como variáveis de decisão as taxas de injeção e a pressão de fundo do poço (BHP - *bottom-hole pressure*) para maximizar a produção de forma iterativa através de programação linear. Usando premissas análogas o estudo de [Van Leeuwen e Chow, 1989] apresentou um modelo de programação linear para maximizar o fluxo de caixa de um campo de gás.

No artigo de [Lo et al., 1995] foi apresentado um modelo de programação linear para maximizar a produção de óleo em um cenário de múltiplas correntes de produção competindo por uma única instalação de capacidade limitada. Já o trabalho de [Currie et al., 1997] aplicou uma combinação de simulação de reservatórios e programação linear inteira mista (MILP) para determinar o cenário ótimo de revitalização de um campo de petróleo, considerando restrições operacionais. Recentemente, o estudo de [Hannanu et al., 2023] apresentou um algoritmo, que oferece uma abordagem de otimização para modelagem de reservatórios que permite lidar com limitações operacionais independentemente do tipo simulador. Entretanto, não foram encontrados estudos específicos que combinam programação linear com o modelo analítico de balanço de materiais para gerenciamento de poços com controle da pressão média, sob restrições de capacidades e associado a um método iterativo de suavização do controle dos poços.

Este artigo propõe e implementa um modelo de programação linear (LP - *Linear Programming*) combinado com um modelo analítico de balanço de materiais para otimizar a produção e permitir simultaneamente o controle adequado das pressões do reservatório enquanto são respeitadas as restrições de capacidades do sistema de produção. Além disso, dado um estado do reservatório, o modelo de reservatórios alimentará o modelo LP, que definirá as pressões de fundo dos poços para a otimização da produção. Em seguida, os resultados do modelo LP serão usados como *input* para o próximo *timestep* do modelo de reservatórios, gerando novos dados que realimentarão o modelo LP. Esse processo é repetido até atingir uma quantidade máxima de *timesteps*. Adicionalmente, o artigo também propõe um método iterativo de suavização do controle dos poços, chamado de *Smooth*, que tem como objetivo evitar variações muito grandes de pressão de fundo (BHP) entre *timesteps* do modelo de reservatório [Siqueira et al., 2024]. Este método possui um *loop* interno para atualizar a cada iteração os limites de BHP dos poços caso a variação viole um determinado limite.

O restante deste artigo está estruturado da seguinte forma: Na Seção 2 é apresentada uma breve revisão de trabalhos relacionados; Na Seção 3 está descrito o modelo de reservatórios utilizado; Na Seção 4 está descrito o problema investigado e o modelo de programação linear proposto; A Seção 5 apresenta a descrição dos experimentos; A Seção 6 descreve e analisa os resultados dos experimentos realizados; Finalmente, a Seção 7 apresenta as conclusões finais e trabalhos futuros.

2. Revisão Bibliográfica

Modelos de programação linear têm sido usados há décadas com objetivo de maximizar produção de campos de petróleo. Por exemplo, o estudo apresentado por [Lang e Horne, 1983] desenvolveu um procedimento de controle automático para a determinação de cronogramas de produção ótimos, utilizando variáveis de decisão como taxas de injeção e pressão de fundo dos poços para maximizar a produção de forma iterativa através de programação linear. Usando premissas análogas o estudo apresentado por [Van Leeuwen e Chow, 1989] desenvolveu um modelo de programação linear para maximizar o fluxo de caixa de um campo de gás.

[Lo et al., 1995] desenvolveram um modelo de previsão de produção que utiliza conceitos de programação linear para gerar previsões compostas por múltiplas correntes produzidas através de uma instalação comum. O modelo aborda o processamento de petróleo como um problema de otimização linear para maximizar a produção de óleo, considerando um conjunto de restrições independentes, em que as correntes de produção competem por uma instalação de capacidade limitada. O modelo foi aplicado para prever a produção para três reservatórios do Alasca para avaliações de desenvolvimento e expansão de instalações.

No trabalho apresentado por [Currie et al., 1997] foi descrito a aplicação da combinação de simulação de reservatórios com programação linear inteira mista (MILP - *Mixed Integer Linear Programming*), para gerar o cenário ótimo de revitalização de um campo de exploração de petróleo. A solução ótima é baseada no valor presente líquido (NPV - *Net Present Value*) das previsões de produção estimadas para os poços selecionados.

[Dehdari et al., 2012] analisaram três algoritmos de otimização da produção para maximizar o NPV: ascensão mais íngreme (SA - *Steepest Ascent*), que tem baixo custo computacional, mas falhou em atingir altos NPVs devido à negligência de restrições no gradiente; programação quadrática sequencial (SQP - *Sequential Quadratic Programming*), que apesar de ser caro computacionalmente, frequentemente alcança altos NPVs; e o método de ponto interior (IP - *Interior Point*), que equilibra custo computacional e obtenção de NPV. No trabalho foi apresentado a aplicação desses métodos em um campo real, com 4560 restrições de taxa de fluido.

Adicionalmente, vale destacar o estudo de [Hannanu et al., 2023] onde é proposto um algoritmo chamado DFTR-FSQP, que permite uma rotina de otimização não intrusiva e que pode ser naturalmente adicionada a qualquer *framework* de modelagem de reservatórios. Essa estratégia pode ser usada para lidar com limitações operacionais práticas, típicas das operações de campo, como produção de água e capacidade de *topside*.

Apesar dos artigos citados usarem programação linear para tratar problemas similares de otimização da produção de reservatórios, não foram encontrados estudos específicos que combinem modelo LP com modelo de balanço de materiais para otimização da produção a partir do controle do poços e da pressão média do reservatório, enquanto as restrições de capacidades do sistema de produção são respeitadas e associado a um método iterativo de suavização do controle dos poços.

3. Modelo de Reservatório usado nesse trabalho

A construção do modelo de simulação de reservatórios usado nesse trabalho teve como base dados de histórico do modelo *benchmark* UNISIM-I, que foi originalmente apresentado por [Avansi e Schiozer, 2015] e [Gaspar et al., 2016].

O UNISIM-I-M é uma variante proposta para estudos de otimização em gerenciamento de reservatórios. Esse modelo considera uma estratégia de drenagem com 14 poços produtores (4 verticais e 10 horizontais), 11 poços injetores horizontais e um histórico de produção de 2618 dias.

A partir do histórico do UNISIM-I-M foi ajustado um modelo de reservatório analítico baseado em balanço de materiais, que nada mais é do que um balanço das massas dos fluidos existentes no interior dos poros da rocha-reservatório. Adicionalmente, o modelo foi implementado usando a linguagem de programação Python.

4. Descrição do Problema

O problema consiste em otimizar produção de óleo e gás em cada *timestep* de previsão do modelo de reservatórios (Res), usando o controle das vazões dos poços e a pressão média do reservatório, enquanto respeita as restrições de capacidades dos sistemas de tratamento da plataforma de óleo (Oil), gás (Gas) e água (Wat) [Lo et al., 1995].

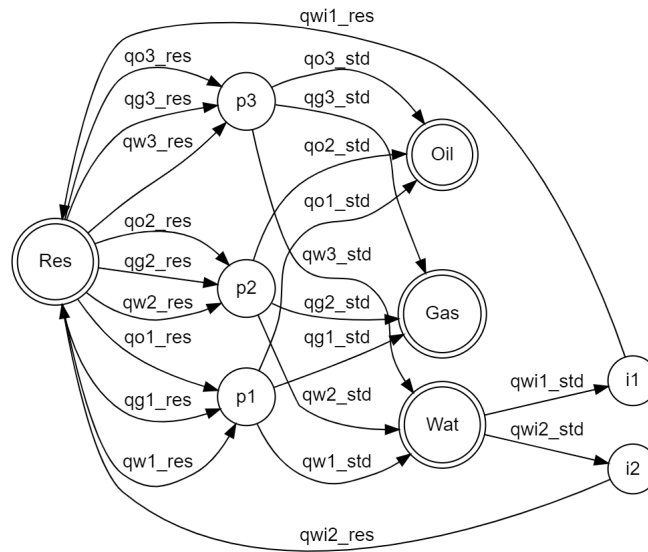


Figura 1: Representação simplificada do problema por um grafo

Na Figura 1 temos um esquema do problema, representado de forma simplificada por um grafo que considera apenas 3 poços produtores p e 2 poços injetores i . As variáveis de vazões de produção de óleo (qo), gás (qg) e água (qw), além da vazão injeção de água (qwi), usam a identificação 'res' para as condições de pressão e temperatura do reservatório e 'std' para as condições padrão de superfície.

4.1. Modelo de Programação Linear Proposto

A seguir apresentamos o modelo de programação linear (LP) proposto nesse trabalho. Por se tratar de um modelo que é executado para cada *timestep*, não há um índice associado ao *step*.

Conjuntos

M : conjunto de poços produtores, onde $m \in M$;

N : conjunto de poços injetores, onde $n \in N$;

Parâmetros

P : pressão média atual do reservatório em kgf/cm^2 ;

Pt : pressão média alvo do reservatório em kgf/cm^2 ;

Bo : volume de formação do óleo em m^3/m^3 ;

Bg : volume de formação do gás em m^3/m^3 ;

Bw : volume de formação da água em m^3/m^3 ;

IP_m : índice de produtividade do poço produtor m em $m^3/d/kgf/cm^2$;

II_n : índice de injetividade do poço injetor n em $m^3/d/kgf/cm^2$;

RAO_m : razão água-óleo do poço produtor m em m^3/m^3 ;
 RGO_m : razão gás-óleo do poço produtor m em m^3/m^3 ;
 $BHPP_{min_m}$: limite mínimo de pressão de fundo do poço produtor m em kgf/cm^2 ;
 $BHPP_{Imax_n}$: limite máximo de pressão de fundo do poço injetor n em kgf/cm^2 ;
 MAX_{qliq} : capacidade máxima do sistema de tratamento de líquido da plataforma em m^3/d ;
 MAX_{qgo} : capacidade máxima do sistema de tratamento de óleo da plataforma em m^3/d ;
 MAX_{qg} : capacidade máxima do sistema de tratamento de gás da plataforma em m^3/d ;
 MAX_{qw} : capacidade máxima do sistema de tratamento de água produzida em m^3/d ;
 MAX_{qwi} : capacidade máxima do sistema de injeção de água da plataforma em m^3/d ;
 MIN_{qwi} : capacidade mínima do sistema de injeção de água da plataforma em m^3/d .

Variáveis de Decisão

BHP_m^p : pressão de fundo (BHP) do poço produtor m em kgf/cm^2 ;
 BHP_n^i : pressão de fundo (BHP) do poço injetor n em kgf/cm^2 ;
 qo_m^{std} : vazão de produção de óleo do poço m em condições de superfície (std) m^3/d ;
 qg_m^{std} : vazão de produção de gás do poço m em condições de superfície (std) em m^3/d ;
 qw_m^{std} : vazão de produção de água do poço m em condições de superfície (std) em m^3/d ;
 qwi_n^{std} : vazão de injeção de água do poço n em condições de superfície (std) em m^3/d ;
 qo_m^{res} : vazão de produção de óleo do poço m em condições de reservatório (res) em m^3/d ;
 qg_m^{res} : vazão de produção de gás do poço m em condições de reservatório (res) em m^3/d ;
 qw_m^{res} : vazão de produção de água do poço m em condições de reservatório (res) em m^3/d ;
 qwi_n^{res} : vazão de injeção de água do poço m em condições de reservatório (res) em m^3/d .

O modelo 'Res' atualiza os parâmetros a cada *timestep* e as vazões dos poços são controladas pelas variáveis de decisão de pressão de fundo (BHP) da seguinte forma:

$$qo_m^{std} = IP_m * \frac{(P - BHP_m^p)}{1 + RAO_m}, \forall m \in M \quad (1)$$

$$qg_m^{std} = qo_m^{std} * RGO_m, \forall m \in M \quad (2)$$

$$qw_m^{std} = qo_m^{std} * RAO_m, \forall m \in M \quad (3)$$

$$qwi_n^{std} = II_n * (BHP_n^i - P), \forall n \in N \quad (4)$$

$$qo_m^{res} = qo_m^{std} * Bo, \forall m \in M \quad (5)$$

$$qg_m^{res} = qg_m^{std} * Bg, \forall m \in M \quad (6)$$

$$qw_m^{res} = qw_m^{std} * Bw, \forall m \in M \quad (7)$$

$$qwi_n^{res} = qwi_n^{std} * Bw, \forall n \in N \quad (8)$$

Função Objetivo A função objetivo desse trabalho será maximizar a produção de óleo e gás em cada *timestep*:

$$\max : \sum_m (qo_m^{std} + qg_m^{std}) \quad (9)$$

Sendo que, substituindo as Equações (1) e (2) na Expressão (9) obtém-se:

$$\max : \sum_m IP_m * \frac{(1 + RGO_m)}{(1 + RAO_m)} * P - \sum_m IP_m * \frac{(1 + RGO_m)}{(1 + RAO_m)} * BHP_m^p \quad (10)$$

Desconsiderando o primeiro termo, que é constante, temos a Expressão (11):

$$\min : \sum_m IP_m * \frac{(1 + RGO_m)}{(1 + RAO_m)} * BHP_m^p \quad (11)$$

Restrições:

Vazões máximas de líquido dos produtores: A vazão de cada poço produtor não deve exceder a vazão máxima de líquido $Qbmax_m$.

$$qo_m^{std} + qw_m^{std} \leq Qbmax_m, \forall m \in M \quad (12)$$

Substituindo as Equações (1) e (3) na Expressão (12), temos a Expressão (13) que simplifica a implementação do modelo.

$$BHP_m^p \geq P - \frac{Qbmax_m}{IP_m}, \forall m \in M \quad (13)$$

Pressão de fundo dos produtores

A pressão de fundo de cada poço produtor deve respeitar o limite máximo de pressão P e o limite mínimo de pressão $BHPPmin_m$:

$$P \geq BHP_m^p \geq BHPPmin_m, \forall m \in M \quad (14)$$

Pressão de fundo dos injetores

A pressão de fundo de cada poço injetor deve respeitar o limite máximo de pressão $BHPImax_n$ e o limite mínimo de pressão P :

$$P \leq BHP_n^i \leq BHPImax_n, \forall n \in N \quad (15)$$

Balanço de Materiais

Esta restrição é responsável pelo controle da pressão média, definido a partir do valor de pressão alvo Pt , que geralmente é a pressão original do reservatório. Por simplificação a contribuição do aquífero foi desprezada.

Se pressão média em determinado *timestep* for menor que o alvo ($P < Pt$), o modelo de programação linear atuará para no mínimo injetar o volume produzido em condições de reservatórios:

$$\sum_n qwi_n^{res} \geq \sum_m (qo_m^{res} + qw_m^{res}) \quad (16)$$

Substituindo as Equações (1), (3), (4), (5), (7) e (8) na Expressão (16), temos a Expressão (17):

$$\sum_n (Bw * II_n) * BHP_n^i + \sum_m (Bt_m * IP_m) * BHP_m^p \geq \left(\sum_n Bw * II_n + \sum_m Bt_m * IP_m \right) * P \quad (17)$$

onde,

$$Bt_m = \frac{(Bo + RAO_m * Bw)}{1 + RAO_m} \quad (18)$$

Por outro lado, se a pressão média for maior que o alvo ($P > Pt$), atuará para no máximo injetar o volume produzido em condições de reservatórios:

$$\sum_n (Bw * II_n) * BHP_n^i + \sum_m (Bt_m * IP_m) * BHP_m^p \leq \left(\sum_n Bw * II_n + \sum_m Bt_m * IP_m \right) * P \quad (19)$$

Caso a pressão alvo seja atingida ($P = Pt$), o modelo LP atuará para manter o balanço instantâneo equilibrado:

$$\sum_n (Bw * II_n) * BHP_n^i + \sum_m (Bt_m * IP_m) * BHP_m^p = \left(\sum_n Bw * II_n + \sum_m Bt_m * IP_m \right) * P \quad (20)$$

Reinjeção de toda a água produzida

Esta restrição ocorre em alguns campos por determinação do órgão ambiental para que a água produzida não seja descartada no mar, ou seja, deve ser reinjetada no próprio reservatório:

$$\sum_n qwi_n^{std} \geq \sum_m qw_m^{std} \quad (21)$$

Substituindo as Equações (1), (3) e (4) na Expressão (21), temos a Expressão (22):

$$\sum_n II_n * BHP_n^i + \sum_m \frac{RAO_m}{1 + RAO_m} * IP_m * BHP_m^p \geq \left(\sum_n II_n + \sum_m \frac{RAO_m}{1 + RAO_m} * IP_m \right) * P \quad (22)$$

Capacidade do sistema de tratamento de líquido

A produção total de líquido não pode exceder a capacidade máxima instalada na plataforma MAX_{qliq} :

$$\sum_m (qo_m^{std} + qw_m^{std}) \leq MAX_{qliq} \quad (23)$$

Substituindo as Equações (1) e (3) na Expressão (23), temos a Expressão (24):

$$- \sum_m IP_m * BHP_m^p \leq MAX_{qliq} - \sum_m IP_m * P \quad (24)$$

Capacidade do sistema de tratamento de óleo

A produção total de óleo não pode exceder a capacidade máxima instalada na plataforma MAX_{qo} :

$$\sum_m qo_m^{std} \leq MAX_{qo} \quad (25)$$

Substituindo a Equação (1) na Expressão (25), temos a Expressão (26):

$$-\sum_m \left(\frac{1}{1 + RAO_m} \right) * IP_m * BHP_m^p \leq MAX_{qo} - \sum_m \left(\frac{1}{1 + RAO_m} \right) * IP_m * P \quad (26)$$

Capacidade do sistema de tratamento de gás

A produção total de gás não pode exceder a capacidade máxima instalada na plataforma MAX_{qg} :

$$\sum_m qg_m^{std} \leq MAX_{qg} \quad (27)$$

Substituindo as Equações (1) e (2) na Expressão (27), temos a Expressão (28):

$$-\sum_m \left(\frac{RGO_m}{1 + RAO_m} \right) * IP_m * BHP_m^p \leq MAX_{qg} - \sum_m \left(\frac{RGO_m}{1 + RAO_m} \right) * IP_m * P \quad (28)$$

Capacidade do sistema de tratamento de água

A produção total de água não pode exceder a capacidade máxima instalada na plataforma MAX_{qw} :

$$\sum_m qw_m^{std} \leq MAX_{qw} \quad (29)$$

Substituindo as Equações (1) e (3) em (29), temos a Expressão (30):

$$-\sum_m \left(\frac{RAO_m}{1 + RAO_m} \right) * IP_m * BHP_m^p \leq MAX_{qw} - \sum_m \left(\frac{RAO_m}{1 + RAO_m} \right) * IP_m * P \quad (30)$$

Capacidade máxima da bomba de injeção

A injeção total de água não pode exceder a capacidade máxima das bombas de injeção instalada na plataforma MAX_{qwi} :

$$\sum_n qwi_n^{std} \leq MAX_{qwi} \quad (31)$$

Substituindo a Equação (4) na Expressão (31), temos a expressão (32):

$$\sum_n II_n * BHP_n^i \leq MAX_{qwi} + \sum_n II_n * P \quad (32)$$

Capacidade mínima da bomba de injeção

A injeção total de água não pode ser menor que a capacidade mínima das bombas de injeção instalada na plataforma MIN_{qwi} :

$$\sum_n qwi_n^{std} \geq MIN_{qwi} \quad (33)$$

Substituindo a Equação (4) na Expressão (33), temos a Expressão (34):

$$\sum_n II_n * BHP_n^i \geq MIN_{qwi} + \sum_n II_n * P \quad (34)$$

5. Descrição dos Experimentos

O modelo de programação linear pode ser executado por dois métodos diferentes. O primeiro é o chamado **Modelo LP não iterativo**, que é executado uma vez a cada *timestep* do modelo de reservatório. Já o segundo é o **Modelo LP iterativo**, ou método *Smooth*, que possui um *loop* interno para atualizar a cada iteração os limites máximos e mínimos do BHP dos poços por um fator *adj*, caso a variação de BHP entre *timesteps* viole um limite *lim*. O *loop* é encerrado quando a variação da soma dos valores absolutos dos BHPs entre as iterações é menor que 0,001 ou quando o número máximo de iterações *Max_iter* for alcançado. O objetivo do método *Smooth* é evitar variações muito grandes nos valores de BHP entre *timesteps* do modelo de reservatório.

Na Figura 2 é apresentado o fluxograma do funcionamento do acoplamento do modelo de programação linear com o modelo de reservatório em cada *timestep*. O modelo LP com o método escolhido é executado com objetivo de definir as pressões de fundo (BHPs) dos poços produtores e injetores de modo a otimizar a produção. Os BHPs escolhidos são passados para o modelo de reservatório executar o próximo *timestep* da previsão. Esse processo ocorre repetidamente, atualizando os dados de simulação de reservatório, em seguida gerando os novos parâmetros para o modelo LP, assim sucessivamente. A previsão do modelo de reservatórios é encerrada quando o número máximo de *timesteps* for atingido.

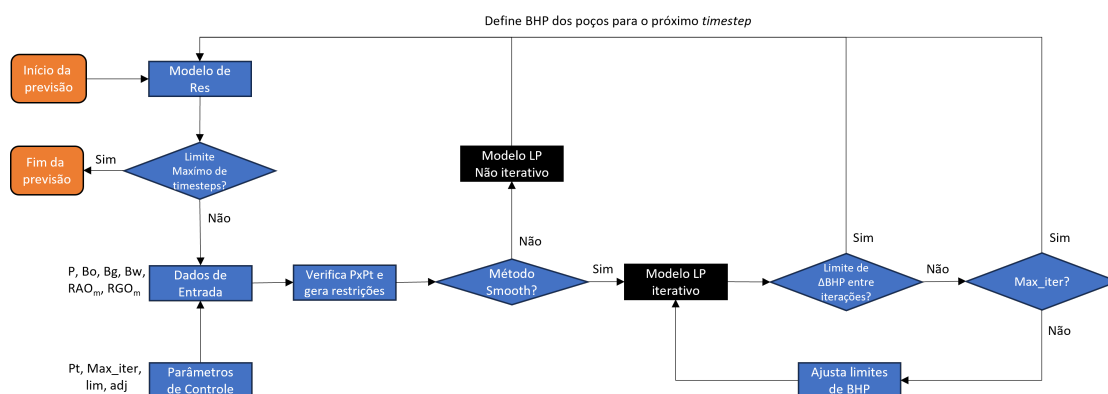


Figura 2: Fluxograma do processo de integração do modelo LP com o modelo do reservatório.

6. Resultados e Avaliação

Foram executados 200 simulações com 120 *timesteps* mensais para cada avaliação do modelo no ambiente virtual de *back-end do Google Compute Engine* em Python 3 CPU (Colab Pro), considerando diferentes valores dos parâmetros de controle do modelo LP.

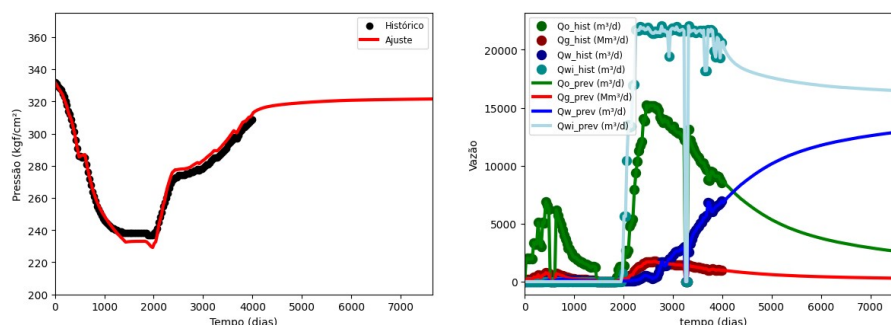


Figura 3: Ajuste e Previsão de Pressões e Vazões - Campo

O resultado da rodada inicial com execução do modelo LP sem o método *Smooth* é ilustrado na Figura 3. O gráfico da esquerda mostra a comparação dos dados reais de pressão observados (círculo em preto) com os dados previstos pelo modelo do reservatório (linha vermelha), indicando um bom ajuste aos dados de pressão. Já no gráfico da direita temos as vazões totais (campo) de produção de óleo (verde), de água (azul escuro) e de gás (vermelho), e vazão total de injeção de água (azul ciano). Similarmente, os círculos são os dados reais, enquanto as linhas são as previsões, que seguem coerentemente as tendências observadas no histórico.

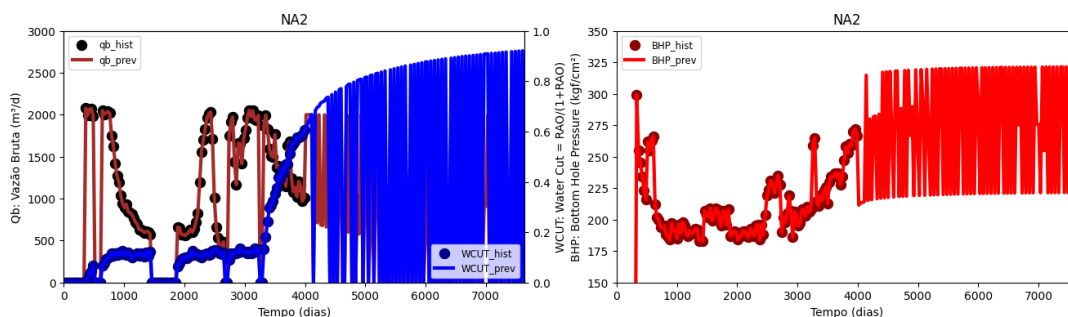


Figura 4: Ajuste e Previsão para o Poço NA2

Na Figura 4 são apresentados os dados históricos (os círculos) e previstos (as linhas) para o poço NA2 na rodada inicial, divididos em dois gráficos para maior clareza. No gráfico da esquerda são apresentados os dados observados de vazão de líquido (qb , em preto) e corte de água ($WCUT = RAO/(1 + RAO)$, em azul), com os previstos pelo modelo em marrom (qb) e em azul ($WCUT$). Enquanto que o gráfico da direita compara os dados de pressão de fundo (BHP) observados (em marrom) com os previstos (em vermelho). Em ambos os gráficos são observadas instabilidades incoerentes com estratégias reais de gerenciamento de reservatórios, que são atribuídas à sensibilidade da função objetivo ao parâmetro Razão Água-Óleo (RAO) dos poços entre os *timesteps*. Apesar dos parâmetros de fluidos e pressão média serem considerados constantes dentro de um dado *timestep*, eles variam de forma não linear com o passar do tempo, por conta do modelo de reservatórios ser intrinsecamente não linear. Adicionalmente, destacamos que o tempo de execução do experimento foi de 1,1 segundo.

Por outro lado o resultado de uma rodada com o método *Smooth* ativo é apresentado na Figura 5, onde podemos observar o êxito do método na suavização do controle do poço NA2, com número máximo de 10 iterações, limite de variação de pressões de fundo de 5 kgf/cm^2 e fator de ajuste de 5% do BHP. Já o tempo de execução teve um leve acréscimo, passando para 2,4 segundos.

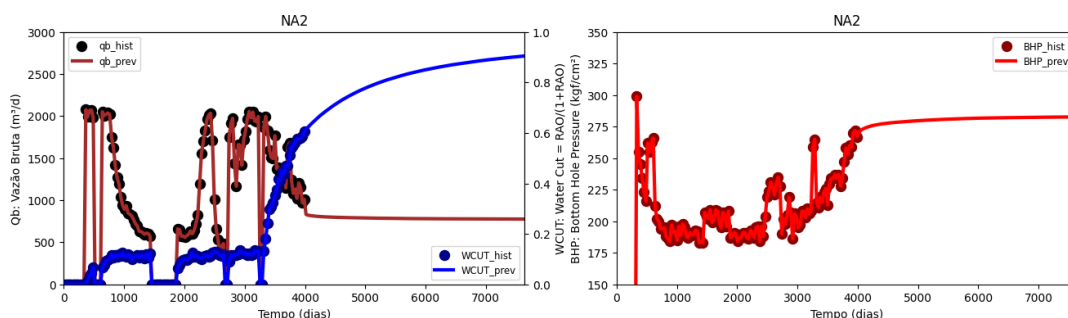


Figura 5: Ajuste e Previsão para o Poço NA2 com método *Smooth*

Na Figura 6 são apresentados dois histogramas das 200 rodadas. O gráfico da esquerda é referente à distribuição da variação da produção acumulada (N_p) total do campo em relação à rodada inicial sem o método *Smooth* ($N_p[0]$), onde foi possível observar que o N_p reduziu em média apenas 0,5%, que é considerado pouco representativo. Já o histograma da direita ilustra a distribuição do tempo de execução dos experimentos, que aumentou de 1,1 segundos para uma média de apenas 2,6 segundos, que é praticamente desprezível em previsões de reservatórios.

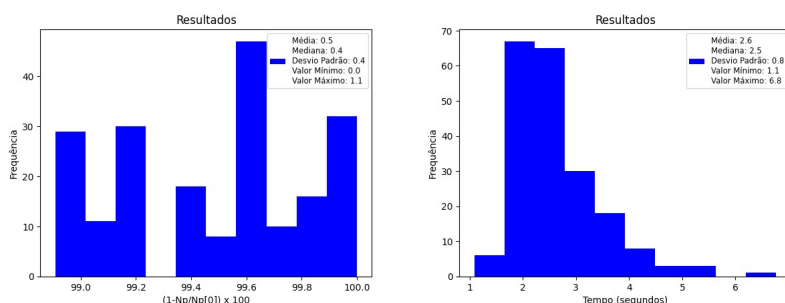


Figura 6: Histogramas de variação de N_p e tempo de execução

Adicionalmente, vale destacar que o *HiGHS Dual Simplex Solver* apresentado em [Huangfu e Hall, 2018] e [Huangfu et al., 2020] foi utilizado para resolver o modelo LP proposto neste trabalho a partir da biblioteca *Scipy.linprog* do Python.

7. Conclusão

O artigo propõe a implementação de um modelo de programação linear combinado a um modelo de simulação reservatório para otimizar a produção em campos de petróleo. O modelo de reservatório é construído com base em dados do *benchmark* UNISIM-I-M e é ajustado por meio de um modelo analítico de balanço de materiais.

A programação linear é utilizada para controlar as vazões de poços produtores e injetores, visando maximizar a produção de óleo e gás em cada intervalo de tempo (*timestep*) do modelo de reservatórios, ao mesmo tempo em que é controlada a pressão média do reservatório e as restrições operacionais da plataforma. Já o método de suavização *Smooth* é proposto com objetivo de evitar instabilidades no controle dos poços entre *timesteps*, refletindo de forma mais realista as tomadas de decisão cotidianas de engenheiros de gerenciamento de reservatórios e gerando soluções muito próximas ao ótimo, com acréscimo desprezível no tempo de execução.

A flexibilidade do modelo em lidar com diversas restrições operacionais enquanto controla a pressão média do reservatório, aliado à possibilidade de integração com outros métodos de modelagem, revelam potencial para futuras adaptações e melhorias. Portanto, este trabalho não só contribui com as melhores práticas de gerenciamento de reservatórios, como também abre caminhos para novos desenvolvimentos na otimização de reservatórios de petróleo.

Por fim, este trabalho sugere a realização de estudos futuros considerando diferentes reservatórios e outras restrições operacionais da plataforma com o objetivo de verificação e mensuração da robustez do modelo de programação linear e do método *Smooth* propostos.

8. Agradecimento

Os autores agradecem a CAPES/FAPES (processo: 2021-2S6CD, nº FAPES 132/2021) pelo apoio financeiro dado por meio do PDPG (Parcerias Estratégicas nos Estados da CAPES) e ao Dr. Rodrigo Gusmão Cavalcante (Petrobras) pelo apoio técnico na construção do modelo de balanço de materiais de reservatórios.

Referências

- Avansi, G. D. e Schiozer, D. J. (2015). Unisim-i: Synthetic model for reservoir development and management applications. *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry*, 9(1):21–30.
- Currie, J. C., Novotnak, J. F., Aasboee, B. T., e Kennedy, C. J. (1997). Optimized Reservoir Management With Mixed Linear Programming. *SPE Computer Applications*, 9(04):103–106. ISSN 1064-9778. URL <https://doi.org/10.2118/37963-PA>.
- Dehdari, V., Oliver, D. S., e Deutsch, C. V. (2012). Comparison of optimization algorithms for reservoir management with constraints—a case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 100:41–49. ISSN 0920-4105. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410512002574>.
- Gaspar, A. T. F. d. S., Avansi, G. D., Maschio, C., Santos, A. A. S., e Schiozer, D. J. (2016). Unisim-i-m: Benchmark case proposal for oil reservoir management decision-making. In *SPE Energy Resources Conference*, Port of Spain, Trinidad & Tobago.
- Hannanu, M., Silva, T. L., Camponogara, E., e Hovd, M. (2023). Well Control Optimization with Output Constraint Handling by Means of a Derivative-Free Trust Region Algorithm. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Day 4 Thu, October 05, 2023: D041S130R007. URL <https://doi.org/10.2118/216962-MS>.
- Huangfu, Q., Galabova, I., Feldmeier, M., e Hall, J. A. J. (2020). HiGHS - high performance software for linear optimization. URL <https://highs.dev>. (1,2).
- Huangfu, Q. e Hall, J. A. J. (2018). Parallelizing the dual revised simplex method. *Mathematical Programming Computation*, 10(1):119–142. URL <https://doi.org/10.1007/s12532-017-0130-5>.
- IBISWORLD (2022). Global oil and gas exploration and production industry - market research report. Technical report, IBISWORLD. URL <https://www.ibisworld.com/global/market-research-reports/global-oil-gas-exploration-production-industry>.
- Lang, Z. X. e Horne, R. N. (1983). Optimum production scheduling using reservoir simulators: A comparison of linear programming and dynamic programming techniques. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. URL <https://doi.org/10.2118/12159-MS>.
- Lo, K. K., Starley, G. P., e Holden, C. W. (1995). Application of Linear Programming to Reservoir Development Evaluations. *SPE Reservoir Engineering*, 10(01):52–58. ISSN 0885-9248. URL <https://doi.org/10.2118/26637-PA>.
- Siqueira, L. O., Cortez, R. L., Sivapuram, R., Ranjbarzadeh, S., dos S. Gioria, R., Silva, E. C., e Picelli, R. (2024). Topology optimization for stationary fluid–structure interaction problems with turbulent flow via sequential integer linear programming and smooth explicit boundaries. *Advances in Engineering Software*, 190:103599. ISSN 0965-9978.
- Van Leeuwen, J. e Chow, R. (1989). Development And Application Of A Linear Programming Model To Maximize Cashflow For A Gas Field. *PETSOC Annual Technical Meeting*, All Days: PETSOC–89–40–64. URL <https://doi.org/10.2118/89-40-64>.