



Estratégia de Otimização para Alocação por Poço da Produção de Óleo de um Campo

Eduardo Henrique Fernandes Fonseca

Monografia em Engenharia Química.

Orientador

Prof. Argimiro Resende Secchi, D.Sc.

Agosto de 2014

ESTRATÉGIA DE OTIMIZAÇÃO PARA ALOCAÇÃO POR POÇO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO DE UM CAMPO

Eduardo Henrique Fernandes Fonseca

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Eng. Alex Furtado Teixeira, M.Sc.

Prof. Maurício Bezerra de Souza Junior, D.Sc.

Prof. Príamo Albuquerque Melo Júnior, D.Sc.

Orientado por:

Prof. Argimiro Resende Secchi, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Agosto de 2014

Fonseca, Eduardo Henrique Fernandes.

Estratégia de otimização para alocação por poço da produção de óleo de um campo. Eduardo Henrique Fernandes Fonseca. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014.

ix, 48 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014. Orientador: Argimiro Resende Secchi.

1. Otimização. 2. Back Allocation. 3. Choke. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Argimiro Resende Secchi. I. Estratégia de otimização para alocação por poço da produção de óleo de um campo.

“The closer you look,
the less you’ll see.”
(Autor desconhecido)

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, à minha família, e aos meus pais Mario e Luzenir, por todo o suporte concedido ao longo da vida, por serem os meus alicerces.

Agradeço ao meu professor e orientador, Argimiro Resende Secchi, pela paciência e grande conhecimento na orientação deste trabalho.

Agradeço à empresa Halliburton - Landmark Software and Services pela disponibilização do *software* de simulação de reservatórios Nexus, durante o período no qual fiz estágio na empresa. Em especial, agradeço à David Vasconcelos, Sérgio Sousa, Elysio Nogueira e Leonardo Machado pela troca de conhecimentos fundamental para a confecção deste trabalho.

Agradeço, também, aos meus amigos, e à minha namorada, por sempre me renovarem a motivação ao longo do curso.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

ESTRATÉGIA DE OTIMIZAÇÃO PARA ALOCAÇÃO POR POÇO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO DE UM CAMPO

Eduardo Henrique Fernandes Fonseca

Agosto, 2014

Orientador: Prof. Argimiro Resende Secchi, D.Sc.

Este trabalho aborda o método de alocação da produção de óleo de um campo por poço, conhecido como *back allocation*. São discutidas as vantagens e desvantagens do método tradicionalmente implementado, que utiliza como parâmetros apenas dados estáticos de produção obtidos nos testes de poço. Na literatura, foram obtidas análises sobre diversos modelos de alocação implementados que facilitam a tomada de decisão, permitindo um aumento de produtividade do campo. Foi utilizado um simulador de reservatórios para obter dados simulados de produção de um modelo de campo existente para poder comparar as estratégias estudadas. Ainda no simulador, foram programados testes de poço periodicamente, a fim de reproduzir o método tradicional de *back allocation* para posterior comparação. Neste trabalho é apresentada uma proposta de alocação da produção utilizando otimização, através de uma função objetivo sujeita a restrições de balanço de massa, na qual são inseridas as várias variáveis medidas com comportamento dinâmico durante a produção, tornando possível obter uma curva de produção estimada de cada poço bem próxima da curva real. Os resultados mostraram uma tendência de variação melhor que o método tradicional, embora ainda apresente discrepâncias na região de transição de escoamento subcrítico para crítico.

ÍNDICE

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivo.....	1
1.3 Organização	2
Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica	3
2.1 Fundamentos de Engenharia de Petróleo	3
2.1.1 Histórico do Petróleo	3
2.1.2 Avaliação das Formações	4
2.1.3 Engenharia de Reservatórios.....	8
2.1.4 Mecanismos de Produção	12
2.2 Escoamento multifásico através de um <i>choke</i>	15
2.3 Otimização e alocação da produção por poço	16
2.4 Considerações finais	18
Capítulo 3 – Simulação de reservatório e testes de poço.....	19
3.1 Simulação do reservatório	19
3.2 Testes de poço	24
Capítulo 4 – Alocação da produção de óleo por poço e otimização	27
4.1 Alocação tradicional	27
4.2 Alocação tradicional com índice de produtividade.....	31
4.3 Otimização e alocação da produção	35
Capítulo 5 – Conclusões e trabalhos futuros.....	46
Referências Bibliográficas	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 – Mecanismo de gás em solução (THOMAS, 2004).	13
Figura 2. 2 – Mecanismo de capa de gás (THOMAS, 2004).	13
Figura 2. 3 – Mecanismo de influxo de água (THOMAS, 2004).	14
Figura 3. 1 – Imagem do campo no simulador, com os dados de permeabilidade horizontal e a localização dos poços.....	20
Figura 3. 2 – Curva de diâmetro interno de choke utilizada no simulador. O valor “Setting” é utilizado pelo software para definir a abertura da restrição.	21
Figura 3. 3 - Rede de produção no Nexus, com os 4 poços de maior produção alinhados ao separador 2.	22
Figura 3. 4 – Dados gerados pelo simulador da vazão de óleo dos quatro poços destacados. ...	23
Figura 3. 5 - Dados gerados pelo simulador da pressão de fundo de poço dos quatro poços destacados.	23
Figura 3. 6 - Dados gerados pelo simulador da pressão do reservatório.	24
Figura 3. 7 – Vazões de óleo medidas em todos os testes de poço pelo separador de teste.....	25
Figura 3. 8 – Comparativo dos dados simulados com os dados dos testes de poço.....	26
Figura 4. 1 – Comparativo dos dados do simulador com o método de back allocation tradicional para o poço 1.	28
Figura 4. 2 – Comparativo dos dados do simulador com o método de back allocation tradicional para o poço 2.	29
Figura 4. 3 – Comparativo dos dados do simulador com o método de back allocation tradicional para o poço 4.	29
Figura 4. 4 – Comparativo dos dados do simulador com o método de back allocation tradicional para o poço 7.	30
Figura 4. 5 – Gráfico com os dados obtidos pelo método tradicional ampliado.....	31
Figura 4. 6 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de back allocation para o poço 1.	33

Figura 4. 7 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de back allocation para o poço 2.	33
Figura 4. 8 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de back allocation para o poço 4.	34
Figura 4. 9 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de back allocation para o poço 7.	34
Figura 4. 10 – Configuração do problema com as principais variáveis.	36
Figura 4. 11 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 1.	43
Figura 4. 12 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 2.	43
Figura 4. 13 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 4.	44
Figura 4. 14 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 7.	44
Figura 4. 15 – Gráfico das razões entre pressões a montante e a jusante do choke, ao longo do tempo.	45

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Motivação

A indústria de óleo e gás dispõe de muita tecnologia e muito dinheiro. Porém, devido aos mais diversos motivos, como a falta de dados, a falta de gerenciamento de dados ou a falta de softwares, muitos processos ainda são operados em condições sub-ótimas. O gerenciamento de um banco de dados de qualidade e a aplicação de métodos de otimização pode ser utilizada em diversas fases da produção do petróleo, gerando dados mais confiáveis e uma segurança muito maior para realizar tomadas de decisão que possam melhorar a produtividade e a lucratividade de todo o processo.

A alocação da produção de óleo de um campo por poço é uma informação muito importante para a indústria de óleo e gás, seja para determinar a produtividade individual de cada poço e tomar decisões que melhorem a produtividade global do campo, ou seja, por exigências de agências reguladoras. Portanto, métodos que melhorem os resultados desta alocação serão muito bem vistos e cada vez mais necessários.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é desenvolver um método de alocação da produção de óleo por poço utilizando um método de otimização para ajustar os dados estimados, introduzindo diversos dados dinâmicos conhecidos, para aprimorar a estimativa do método tradicional de *back allocation*, que utiliza apenas os dados estáticos de teste de poço como parâmetros, gerando uma curva falha e com muitas discrepâncias e, posteriormente, comparar ambos os métodos.

1.3 Organização

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

O capítulo dois apresenta uma revisão bibliográfica que aborda os principais temas para compreensão do trabalho, como: fundamentos da engenharia de petróleo, escoamento multifásico através de um *choke* e otimização e alocação da produção por poço.

No terceiro capítulo são apresentados a simulação de reservatórios, utilizada para obter os dados do campo petrolífero estudado, e o teste de poço, a regulamentação por trás do teste e a metodologia adotada.

O quarto capítulo contempla toda a metodologia dos métodos tradicionais e do método de otimização, além de seus resultados e análises.

No capítulo cinco são apresentadas as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica

2.1 Fundamentos de Engenharia de Petróleo

A discussão desta seção é baseada no livro Fundamentos da Engenharia de Petróleo, de Thomas (2004).

2.1.1 Histórico do Petróleo

O petróleo está presente na vida do homem desde os tempos bíblicos. Ao longo dos anos, civilizações como os egípcios, os gregos, os romanos, os incas, os maias e outras civilizações antigas utilizaram-no para os mais diversos fins, tais como pavimentação de estradas, construções, fins bélicos, entre outros.

Em 1859, foi iniciada a exploração comercial do petróleo, nos Estados Unidos, dando início ao processo de busca e afirmação do produto na sociedade moderna. Foi descoberto que os produtos obtidos a partir da destilação do petróleo substituíam o querosene do carvão e o óleo de baleia com grande margem de lucro. Posteriormente, lucros expressivos foram conseguidos com a invenção dos motores a gasolina e a diesel (THOMAS, 2004).

Com o passar dos anos, a busca exploratória foi aumentando, permitindo importantes descobertas em vários países. As tecnologias se desenvolveram com o passar dos anos, com o objetivo de conseguir perfurações mais profundas e as incursões no mar.

Com isso, o petróleo foi se impondo cada vez mais como fonte de energia. E, além da produção de combustíveis, são produzidos diversos novos compostos através da petroquímica, tornando-o um produto imprescindível às comodidades da vida moderna.

No Brasil, a história começou em 1858, quando foi assinado o Decreto nº 2266, que concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair mineral betuminoso para fabricação de querosene, nas margens do Rio Macau, na Bahia. Mas somente em 1941 foi descoberto o primeiro campo comercial, em Candeias, Bahia (THOMAS, 2004).

Em 1953 foi criada a Petrobras e instituído o monopólio estatal do petróleo, dando início às pesquisas do petróleo brasileiro. Desde então, a Petrobras já descobriu petróleo em diversos estados brasileiros, desenvolvendo sua tecnologia e chegando às grandes descobertas em águas profundas na Bacia de Campos.

2.1.2 Avaliação das Formações

Segundo Thomas (2004), a avaliação das formações trata-se de atividades e estudos que definem, em termos quantitativos e qualitativos, o potencial de uma jazida produtiva. Ela é baseada, principalmente, na perfilagem a poço aberto, nos testes de pressão a poço revestido e na perfilagem de produção. Além disso, são utilizados também dados anteriores à perfilagem, das etapas de estudo geológico e geofísico e de perfuração do poço. Através da integração de todos os dados disponíveis é obtida uma avaliação efetiva do reservatório.

O começo do processo é com o estudo geológico e geofísico, que define a localização do poço pioneiro a partir de dados sísmicos. À medida que o poço vai sendo perfurado, são obtidas amostras de calha das rochas perfuradas, testemunhos e *kicks*, fenômeno que ocorre quando o volume de fluido de perfuração que retorna para os tanques é maior do que o volume injetado no poço, ou seja, a formação está expulsando fluido do poço. A análise destas obtenções, além da velocidade de perfuração, entre outras coisas, fornece vários indícios que podem indicar a possibilidade da presença de hidrocarbonetos em uma determinada formação.

Após o término da perfuração do poço, é realizada a perfilagem final, que permite a obtenção de informações importantes sobre as formações que foram atravessadas por este poço. As

informações obtidas, apenas na vizinhança do poço, são a litologia, a espessura, a porosidade, os prováveis fluidos existentes nos poros e suas saturações (THOMAS, 2004).

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, entre outras coisas). Estes perfis são obtidos através do deslocamento de uma sonda através do poço e são denominados, genericamente, de perfis elétricos.

Segundo Thomas (2004), os tipos de perfis mais comuns são:

- Potencial Espontâneo (SP): Mede a diferença de potencial entre um eletrodo que está na superfície e outro dentro do poço. Detecta as camadas permoporosas, calcula a argilosidade das rochas e auxilia na correlação de informações com poços vizinhos.
- Raios Gama (GR): Detecta a radioatividade total da formação geológica. É utilizado para a identificação da litologia, de minerais radioativos e para o cálculo da argilosidade.
- Neutrônico (NPHI): Medem a quantidade de nêutrons epitermais e/ou termiais da rocha após o bombardeio dirigido de nêutrons rápidos. Estimam a porosidade, a litologia e detectam hidrocarbonetos leves ou gás.
- Sônico (DT): Mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. Estima a porosidade, correlação poço a poço, o grau de compactação das rochas ou as constantes elásticas. Detecta fraturas e apoia a sísmica para elaboração do sismograma sintético.
- Densidade (RHOB): Detecta os raios gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após emissão por uma fonte colimada situada dentro do poço. Permite o cálculo da densidade das camadas, da porosidade e a identificação de zonas de gás. Também é utilizado como apoio à sísmica para o cálculo do sismograma sintético.

Existem outros tipos de perfis, com diversas aplicações, com o objetivo de melhor avaliar as formações geológicas quanto à ocorrência de uma jazida comercial de hidrocarbonetos.

Com base na análise dos perfis obtidos, toma-se a decisão de quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação. Caso não existam intervalos de interesse, o poço é abandonado.

Os testes de formação têm sido bastante utilizados na indústria do petróleo para se estimar a capacidade produtiva de um poço, pois, apesar dos indícios obtidos durante a perfuração e a perfilagem indicarem a presença de hidrocarbonetos na formação, isto não significa que eles possam ser produzidos economicamente (THOMAS, 2004). Através do teste de formação, pode-se confirmar, com segurança, a presença de hidrocarbonetos na formação e obter dados a respeito das condições de fluxo nas redondezas do poço.

Existem diversos tipos de testes que podem ser realizados dependendo dos objetivos desejados. Para Thomas (2004), estes objetivos podem ser: identificação dos fluidos contidos na formação; verificação da pressão estática e da existência de depleção; determinação da produtividade da formação, dos parâmetros da formação e do dano de formação, além da amostragem de fluidos para pressão, volume e temperatura. Esses objetivos são brevemente descritos a seguir.

- Identificação dos Fluidos Contidos na Formação

É muito importante nos testes em poços pioneiros e de extensão (poço que visa delimitar um campo ou reservatório já descoberto), além de ser indispensável na apropriação de novas reservas de óleo e gás.

- Pressão estática

A pressão média e a pressão estática original são informações importantes nos estudos do reservatório e para o gerenciamento e acompanhamento do campo. A obtenção da pressão estática é feita analisando os dados de pressão contra o tempo com o poço fechado, durante o período de crescimento de pressão.

- Depleção

Os testes em poços pioneiros, feitos com o intuito de se detectar uma possível depleção, são feitos em quatro etapas: primeiro fluxo, primeira estática, segundo fluxo e segunda estática. O primeiro fluxo serve para limpeza do poço, enquanto o segundo fluxo é mais longo e possibilita a identificação do fluido e a estimativa do potencial do poço. A detecção da depleção, quando a pressão extrapolada da segunda estática é menor do que a da primeira, indica que o reservatório é pequeno e a descoberta é não comercial.

- Produtividade da formação

O fluido produzido pelo teste, quando chega a superfície, passa por equipamentos reguladores de fluxo. A restrição imposta ao fluxo controla as vazões do teste e as pressões de cabeça do poço. A capacidade de fluxo do poço é caracterizada pelo índice de produtividade (*IP*) (THOMAS, 2004).

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} \quad (2.1)$$

na qual, *q* é a vazão volumétrica de óleo (m³ std/d); *P_e* é a pressão estática, ou a pressão média, do reservatório (kgf/cm²); e *P_w* é a pressão de fluxo no fundo do poço (kgf/cm²).

O índice de produtividade pode ser utilizado para estimar a vazão do poço para diferentes pressões de fluxo, que são geradas por diferentes aberturas nos reguladores de fluxo.

- Dano de formação

O dano de formação pode alterar as condições de fluxo na vizinhança do poço e, conseqüentemente, a sua produtividade. O dano pode diminuir a permeabilidade original, agindo como uma perda de carga localizada na parede do poço, diminuindo a sua

produtividade, ou também pode ocorrer de a condição de fluxo na região alterada ficar melhor que a original, melhorando a produtividade, tornando-o um poço estimulado.

- Amostragem de fluidos para PVT

Em qualquer fase da vida produtiva de uma jazida, o comportamento da mistura de hidrocarbonetos (óleo ou gás) contidos nela é fundamental. Os fluidos são caracterizados através de análises de laboratório feitas nas amostras de fluidos coletadas durante o teste. Essas análises de laboratório são denominadas de análises PVT (Pressão, Volume e Temperatura), e fornecem as propriedades dos fluidos, como: fator volume de formação, viscosidade, compressibilidade, razão de solubilidade, pressão de saturação, etc.

2.1.3 Engenharia de Reservatórios

Para Thomas (2004), o objetivo da engenharia de reservatórios é, basicamente, a retirada dos fluidos do interior das rochas e a condução até a superfície. São estudadas a caracterização das jazidas, as propriedades das rochas, as propriedades dos fluidos, a maneira como estes fluidos interagem com a rocha e as leis físicas que regem os movimentos destes fluidos, objetivando maximizar a produção de hidrocarbonetos com o menor custo.

É fundamental o conhecimento das propriedades básicas das rochas e dos fluidos em um estudo de um reservatório de petróleo. São essas propriedades que determinam as quantidades de fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se moverem pela rocha e a quantidade que pode ser extraída. As propriedades básicas mais importantes são a porosidade, a compressibilidade, a saturação, a permeabilidade e a mobilidade.

A porosidade absoluta é a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma (THOMAS, 2004).

$$\emptyset = \frac{V_{vazios}}{V_{total}} \quad (2.2)$$

A relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha (que permitem a passagem de um fluido) e o volume total da mesma denomina-se “porosidade efetiva”.

A compressibilidade é definida como o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão. Na engenharia de reservatórios, tem-se interesse particular na “compressibilidade efetiva da formação”. Os poros de uma rocha-reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre suas paredes. Como o volume dos poros é função de sua pressão interna, ao ser retirada uma quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm seus volumes reduzidos. O quociente entre esta variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão denomina-se “compressibilidade efetiva da formação” (THOMAS, 2004).

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \quad (2.3)$$

em que C_f é a compressibilidade efetiva da formação $(\text{kgf}/\text{cm}^2)^{-1}$; ΔV_p é a variação do volume poroso (m^3); V_p é o volume poroso inicial (m^3); $\Delta V_p / V_p$ é a variação fracional do volume; e ΔP é a variação da pressão (kgf/m^2).

Os poros de uma rocha-reservatório contêm, além de hidrocarbonetos, água. Para que as quantidades de óleo e/ou gás nas formações sejam estimadas, é necessário conhecer o percentual do volume poroso ocupado por cada fluido. A saturação de óleo, água ou gás é o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma destas fases (THOMAS, 2004), ou seja:

Saturação de óleo: $S_o = V_o / V_p$

Saturação de gás: $S_g = V_g / V_p$

Saturação de água: $S_w = V_w / V_p$

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material. Quando existe um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta”. A equação (2.4) de deslocamento de fluidos em meios porosos recebe o nome de Lei de Darcy (THOMAS, 2004).

$$q = \frac{k A (P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2.4)$$

na qual, q é a vazão volumétrica através do meio poroso (m^3/d); k é a permeabilidade característica do meio poroso (mD); A é a área da seção reta aberta ao fluxo (m^2); $(P_1 - P_2)$ é o diferencial de pressão (kgf/m^2); μ é a viscosidade do fluido (cp); e L é o comprimento do meio poroso (m).

Uma rocha-reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para determinar a facilidade com que um fluido se move no meio poroso. Quando há mais de um fluido presente, a facilidade com que cada um se move é chamada “permeabilidade efetiva”. No caso de uma rocha-reservatório com óleo, gás e água, as permeabilidades efetivas são representadas, respectivamente, por k_o , k_g e k_w .

As permeabilidades efetivas têm relação com a saturação dos fluidos no meio poroso. Cada valor de saturação de um fluido corresponde a um valor de permeabilidade efetiva àquele

fluido. Em engenharia de reservatórios, costuma-se normalizar os dados de permeabilidade, obtendo a “permeabilidade relativa” (THOMAS, 2004).

Permeabilidade relativa ao óleo: $k_{ro} = k_o/k$

Permeabilidade relativa ao gás: $k_{rg} = k_g/k$

Permeabilidade relativa à água: $k_{rw} = k_w/k$

Outra propriedade básica importante é a mobilidade, que é a relação entre a permeabilidade efetiva do fluido e sua viscosidade.

Na engenharia de petróleo, existem alguns indicadores que são utilizados tanto para caracterização como para indicar os estágios da vida produtiva de um reservatório. Os indicadores mais utilizados são a razão gás-óleo (RGO), a razão água-óleo (RAO) e o BSW (do inglês *basic sediments and water*). A razão gás-óleo é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. A razão água-óleo é a relação entre a vazão de água e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. O BSW é a relação entre a vazão de água mais os sedimentos produzidos e a vazão total de líquidos mais sedimentos.

O registro das pressões, das vazões e das relações RGO, RAO e BSW feito ao longo da vida útil de um reservatório é denominado histórico de produção. Também fazem parte do histórico as produções acumuladas de cada fluido produzido. O histórico de produção é fundamental para a verificação se as decisões tomadas para desenvolver o reservatório foram acertadas (THOMAS, 2004). Além disso, a análise do histórico fornece os dados necessários para a previsão do comportamento futuro do reservatório.

2.1.4 Mecanismos de Produção

Para que possam ser produzidos, os fluidos contidos em uma rocha-reservatório devem dispor de uma quantidade de energia (THOMAS, 2004). Essa energia é chamada de energia natural ou energia primária e é o resultado de todas as situações geológicas pelas quais a jazida passou até ficar completamente formada. Para conseguir vencer a resistência oferecida pelos canais porosos e se deslocar para os poços de produção, é necessário que os fluidos estejam submetidos a uma determinada pressão, que é a manifestação da energia do reservatório. Além disso, existe a necessidade de que outro material ocupe o espaço poroso que contém o fluido produzido.

São dois efeitos principais que fazem com que ocorra a produção: a descompressão e o deslocamento de um fluido por outro fluido. O conjunto de fatores responsáveis por desencadear estes efeitos recebem o nome de Mecanismo de Produção de Reservatório.

Existem três principais tipos de mecanismo de produção de reservatórios: mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás e mecanismo de influxo de água (THOMAS, 2004).

O mecanismo de gás em solução, ilustrado na Figura 2.1, consiste na expansão do gás, que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo da solução. À medida que o óleo vai sendo produzido, a pressão interna do reservatório vai caindo e, quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado. Porém, a medida que a pressão cai, mais hidrocarbonetos vão se vaporizando, aumentando o número de bolhas da fase líquida, até que se forma uma fase contínua, começando a produzir gás junto com o óleo e drenando a energia do reservatório.

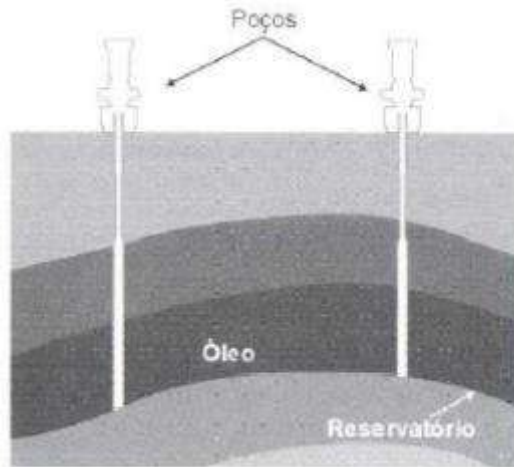


Figura 2. 1 – Mecanismo de gás em solução (THOMAS, 2004).

Quando a mistura de hidrocarbonetos apresenta as fases líquido e vapor em equilíbrio, forma-se uma capa de gás, conforme pode-se observar na Figura 2.2. Neste tipo de reservatório, a zona de óleo é colocada em produção, preservando a zona de gás, que é a fonte de energia de produção.

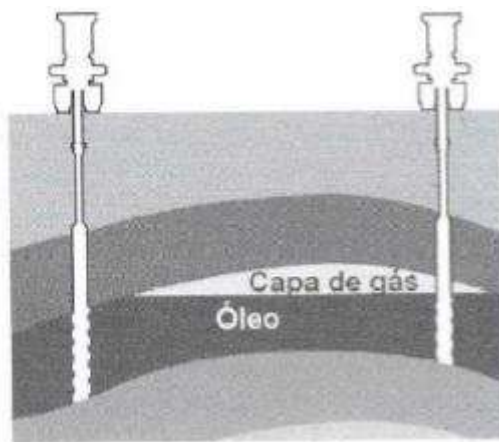


Figura 2. 2 – Mecanismo de capa de gás (THOMAS, 2004).

Quando a zona de óleo é colocada em produção, há uma queda na sua pressão devido à retirada de fluido. Essa queda de pressão passa para a capa de gás, que se expande mantendo a pressão. Quanto maior a capa de gás, maior será a sua atuação e a pressão do reservatório será mantida por mais tempo.

Já o mecanismo de influxo de água depende da existência de um aquífero em contato direto com a formação que contém os hidrocarbonetos, como mostra a Figura 2.3.

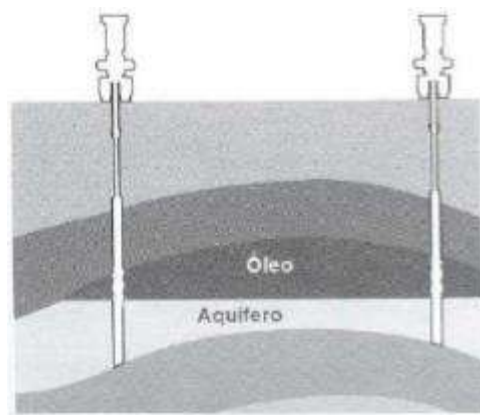


Figura 2. 3 – Mecanismo de influxo de água (THOMAS, 2004).

O mecanismo funciona com a redução da pressão do reservatório pela produção. O aquífero responde com a expansão da água, que com isso invade a zona de óleo, deslocando o óleo para os poços de produção.

Podem existir reservatórios com efeito de mais de um mecanismo de produção, resultando num mecanismo combinado.

2.2 Escoamento multifásico através de um *choke*

Os poços que produzem através desse mecanismo costumam utilizar os reguladores de fluxo, conhecidos como *choke beans*. Os *chokes* regulam o fluxo para controlar a vazão de fluidos na superfície, mantendo a alimentação do reservatório para o poço com máxima eficiência, além de prevenir a formação de cone de água, cone de gás e produção de areia. Os *chokes* controlam a vazão aumentando ou diminuindo a área aberta ao fluxo. Isso faz com que haja acréscimo ou diminuição da perda de carga na tubulação. Assim, pode-se aumentar o gradiente de pressão na coluna e a pressão dinâmica de fluxo no fundo do poço (NASCIMENTO, DUARTE e SANTOS, 2011).

O escoamento de fluidos nos *chokes* pode ser monofásico ou multifásico. No caso do escoamento monofásico, são utilizadas as equações de escoamento de fluidos em orifícios. Já para o escoamento multifásico existem dois tipos a serem considerados: o fluxo crítico e o fluxo subcrítico. O fluxo crítico se caracteriza quando a velocidade superficial dos fluidos através do *choke* é maior ou igual à velocidade do som no meio. Nesse tipo de escoamento, as condições a jusante de *choke* não influenciam nas condições a montante do mesmo. A pressão a montante do *choke* deve ser maior ou igual a duas vezes a pressão a jusante para que esta condição seja atingida (STUNDNER e NUNEZ, 2006). Para este tipo de fluxo, existem diversas correlações empíricas para a modelagem do escoamento multifásico, sendo a de maior destaque o modelo de Gilbert (1954):

$$P_{mont} = \frac{11,35 (RGL)^{0,546} Q_L}{S^{1,89}} \quad (2.5)$$

em que P_{mont} é a pressão a montante da restrição (kgf/cm^2); RGL é a razão gás-líquido ($\text{m}^3 \text{std}/\text{m}^3 \text{std}$); S é a abertura da restrição (1/64 in); e Q_L é a vazão de líquido (m^3/d).

No fluxo subcrítico, a diferença das condições a montante e a jusante influenciam nas condições de fluxo. Segundo Fortunati (1972), os casos práticos são quase todos no campo do fluxo subcrítico. De acordo com Perkins (1993), uma equação para determinar o fluxo, crítico ou subcrítico, através de um *choke*, pode ser deduzida de um balanço geral de energia, porém, a determinação do comportamento de um fluxo subcrítico é muito complexa e depende de diversos parâmetros, e método computacional, que não serão abordados neste trabalho. Neste caso, foi utilizada uma equação de escoamento através de válvula como uma aproximação, a partir dos dados disponíveis.

2.3 Otimização e alocação da produção por poço

A medida de alocação, também conhecida como *back allocation*, tem como propósito determinar que porção dos volumes produzidos é atribuída a cada poço ou ponto de medida (ZERINGUE, 1993). Essa alocação é tradicionalmente feita com base nos dados do separador de teste. Segundo Theuveny e Mehdizadeh (2002), esse método é limitado e gera discrepâncias devido à dificuldade de se atingir uma boa separação.

Esse tipo de alocação é crucial na indústria de óleo e gás para estimar o volume de produção proveniente de cada nó da rede de produção (HAMAD, SUDHARMAN e AL-MUTAIRI, 2004). A implementação de um sistema de *back allocation* permite alguns benefícios, como por exemplo saber o volume produzido de um nó de produção onde não é possível utilizar um medidor multifásico e determinar a produção de cada poço individualmente. Além disso, um sistema em tempo real permitiria uma melhora na tomada de decisões referente à produção de cada poço.

Os métodos tradicionais de otimização da produção e *back allocation* funcionam bem para problemas estáticos, que não consideram variações que ocorrem com o tempo em sistemas de poços mais complexos. Muitas incertezas do reservatório ao fundo do poço podem influenciar a produção de um poço, e a abordagem do método tradicional pode ficar discrepante. Graf *et al.* (2006) utilizaram um modelo de poço para calibrar o algoritmo de alocação da produção em

tempo real, e assim considerar também as incertezas dinâmicas para obter um melhor resultado.

A otimização em tempo real pode aumentar as taxas de produção de 3% a 10% (SAPUTELLI, MOCHIZUKI, *et al.*, 2003). Os maiores empecilhos para a utilização da otimização em tempo real na indústria de óleo e gás são a quantidade e qualidade dos dados, a falta de um gerenciamento de dados ou de ferramentas de software. Porém, a indústria de óleo e gás tem a tecnologia necessária para a implementação da otimização em tempo real dos sistemas de produção (SAPUTELLI, MOCHIZUKI, *et al.*, 2003).

Embora exista tecnologia para medir os volumes de produção em determinado nível de um poço ou nó de produção, fazê-lo em muitos campos geraria um custo muito elevado. A utilização de modelos de produção baseados nas medições de temperatura e pressão é comprovadamente válida e uma boa alternativa com relação ao custo. Stundner e Nunez (2006) desenvolveram um monitoramento da performance da produção, utilizando diversos modelos, estáticos e dinâmicos, para realizar uma medição virtual, e uma posterior reconciliação de dados utilizando também o *back allocation*, detectando discrepâncias que influenciem em decisões futuras.

Em 2008, Issaka *et al.* desenvolveram um sistema, baseado em modelos físicos de reservatório, poço e rede de superfície, que automatiza o cálculo das taxas de produção de um poço usando dados de pressão, fornecidos por sensores, em tempo real. Este sistema possibilitou uma otimização, permitindo determinar uma configuração ótima para maximizar a produção, além de permitir uma rápida tomada de decisão e resolução de problemas.

Couput *et al.* (2008) apresentam exemplos de como o modelo de validação e reconciliação de dados podem melhorar a performance de um campo, ajudando em decisões estratégicas. Com informações e dados aprimorados, mais confiáveis e mais precisos, a tomada de decisão fica facilitada. Na mesma linha, Wising *et al.* (2009) afirmam que é possível determinar o fluxo de óleo, gás e água com uma incerteza menor que 10%, além de conseguir multiplicar o número de dados validados disponíveis. Com isso, é possível, por exemplo, identificar sensores e

equipamentos que necessitam de reparos com muito mais eficácia, permitindo uma manutenção preditiva.

Em 2010, García *et al.* apresentaram um sistema alternativo para medir a produção de óleo de cada poço, usando dados de sensores, dos testes de poço e de simulações, baseado em treino de redes neuronais e correlação lógica online. As redes neuronais ajustadas com os dados de histórico de produção conseguiram gerar boas estimativas das performances dos poços. No caso do histórico de produção não conter dados suficientes para o ajuste da rede neuronal, pode-se utilizar dados de simulação.

Kappos *et al.* (2011) propuseram uma abordagem holística para o *back allocation* considerando a conexão do reservatório e do poço com a rede de superfície, usando o mínimo de informações sobre o sistema de produção, como a taxa de produção total e os dados de pressão no *choke*.

Nouvelle *et al.* (2012) mostram um novo método que utiliza impressões geoquímicas, que pode ser uma alternativa ou uma ferramenta adicional ao *back allocation* tradicional. O método é baseado na análise da composição de fluidos de uma amostra representativa do ponto de interesse, um poço, por exemplo, após ser submetida a uma cromatografia gasosa.

2.4 Considerações finais

A bibliografia acerca do *back allocation* nos mostra que o método tradicional, baseado nos dados do separador de teste, ainda é largamente empregado. Porém, também mostra todas as restrições deste método, além de também mostrar que existe tecnologia disponível para otimização e melhoria da qualidade e confiabilidade dos valores estimados e alguns casos de sucesso ao desenvolver sistemas para realizar esta tarefa.

Capítulo 3 – Simulação de reservatório e testes de poço

Este trabalho tem como objetivo realizar a alocação da produção através do método tradicional, e desenvolver uma função objetivo, com variáveis dinâmicas, que possam ser medidas com facilidade, para otimizar e melhorar o resultado do método de alocação tradicionalmente utilizado, fazendo uma comparação entre o método tradicional e a otimização. O *back allocation* tradicional utiliza os dados estáticos de teste de poço para fazer um rateio proporcional da produção total de óleo. Com isso, enquanto não se atualizam os dados com um novo teste de poço, o que pode demorar até três meses, a diferença com relação aos dados reais de vazão de óleo fica cada vez maior. Com a otimização proposta, espera-se reduzir a discrepância do resultado do método tradicional em relação ao valor real, pois a adição de variáveis medidas em tempo real permite a obtenção de um resultado mais confiável.

Foi utilizado o *software* de simulação de reservatórios Nexus para conseguir os dados simulados de um campo petrolífero existente, a partir do seu modelo. O Nexus é um *software* de simulação bastante empregado para o estudo de reservatórios nas empresas petrolíferas. O campo petrolífero escolhido foi o campo *Wytch Farm*, localizado em Dorset, sul da Inglaterra, por se tratar de um problema padrão que estava acessível na ocasião do início deste trabalho.

3.1 Simulação do reservatório

O modelo do campo *Wytch Farm* foi carregado no simulador de reservatórios Nexus para gerar os dados simulados utilizados neste trabalho para comparação entre os métodos estudados, como pode ser visto na Figura 3.1, com os dados de permeabilidade horizontal. O campo continha doze poços previamente alocados, sendo um deles um poço injetor (poço 8), e o restante poços produtores. A abertura de *choke* foi mantida constante durante toda a simulação, e igual em todos os *chokes*, no seu maior valor. Para tal, foi utilizada uma curva de

choke padrão, já presente no simulador, que relaciona o seu diâmetro interno com um valor de referência chamado de “Setting”, que o software usa para definir a abertura da restrição, conforme apresentado na Figura 3.2.

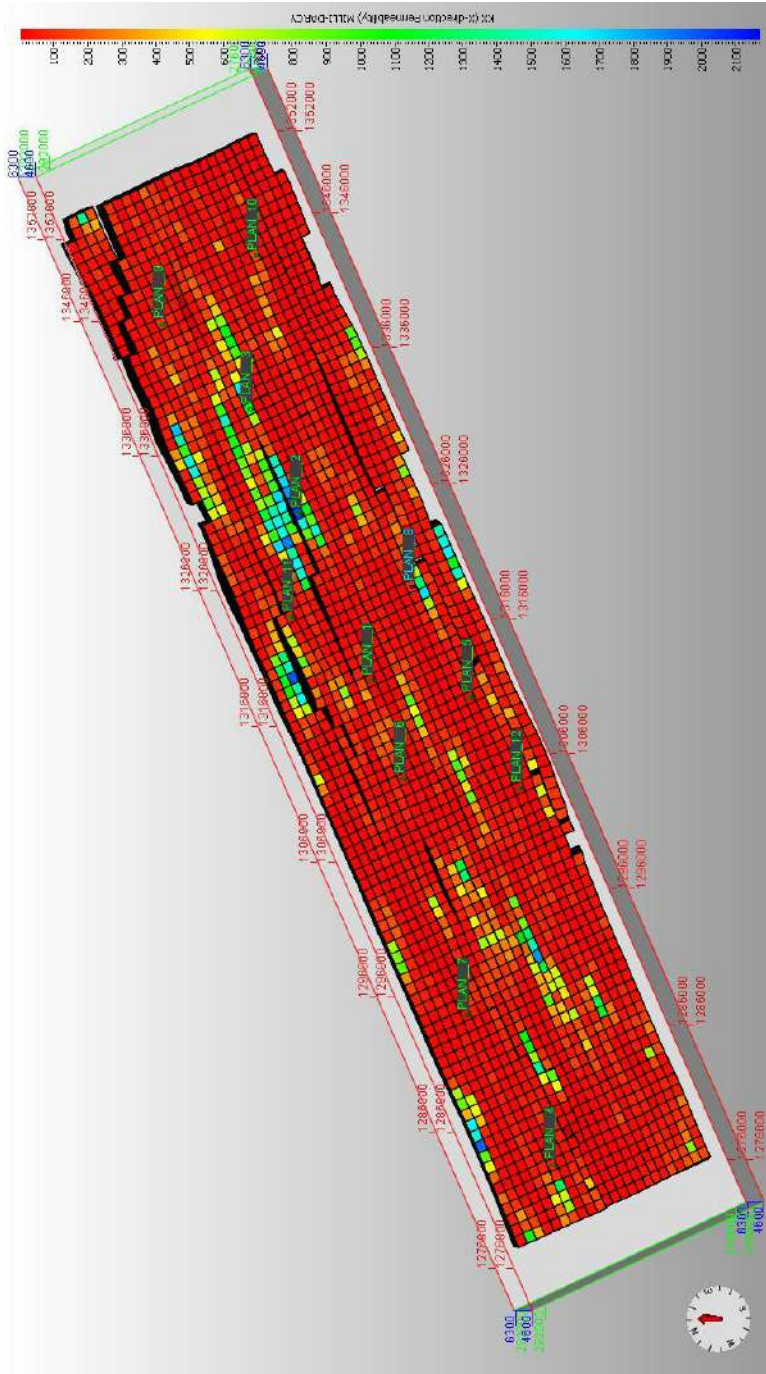


Figura 3. 1 – Imagem do campo no simulador, com os dados de permeabilidade horizontal e a localização dos poços.

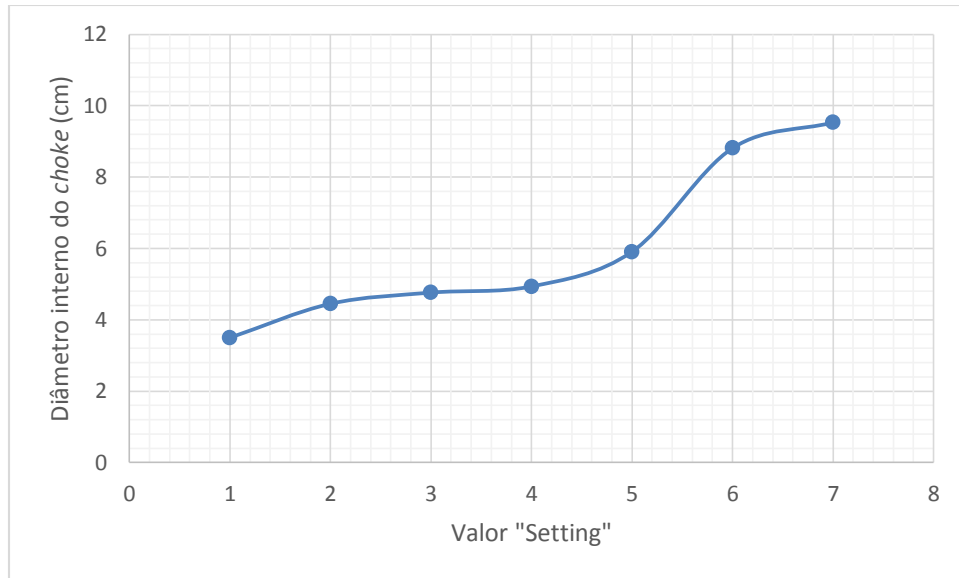


Figura 3. 2 – Curva de diâmetro interno de choke utilizada no simulador. O valor “Setting” é utilizado pelo software para definir a abertura da restrição.

A simulação foi realizada com duração de sete anos, iniciando a produção do campo em primeiro de dezembro de 1995 e terminando em primeiro de dezembro de 2002. Foi definido, ainda, como restrição, o valor de 6500 kPa como valor mínimo para a pressão de fundo do poço, procedimento comum para que não se esgote a energia natural do reservatório. Para cada campo é escolhido um valor distinto como mínimo de pressão de fundo. Para o caso deste campo, o valor de 6500 kPa é um valor adequado.

A partir da análise dos dados obtidos, optou-se por destacar os quatro poços com maior volume de produção de óleo para um nó separado na rede de produção, conforme mostra a Figura 3.3, devido a menor influência dos poços de menor vazão na produção total, e quatro poços já são suficientes para analisar os métodos de alocação da produção de óleo. Nesse segundo nó de produção, com os poços 1, 2, 4 e 7, são realizados os testes de poço, o *back allocation* tradicional e a otimização para comparação dos métodos. Os demais poços seguiram alinhados ao primeiro nó de produção, operando normalmente.

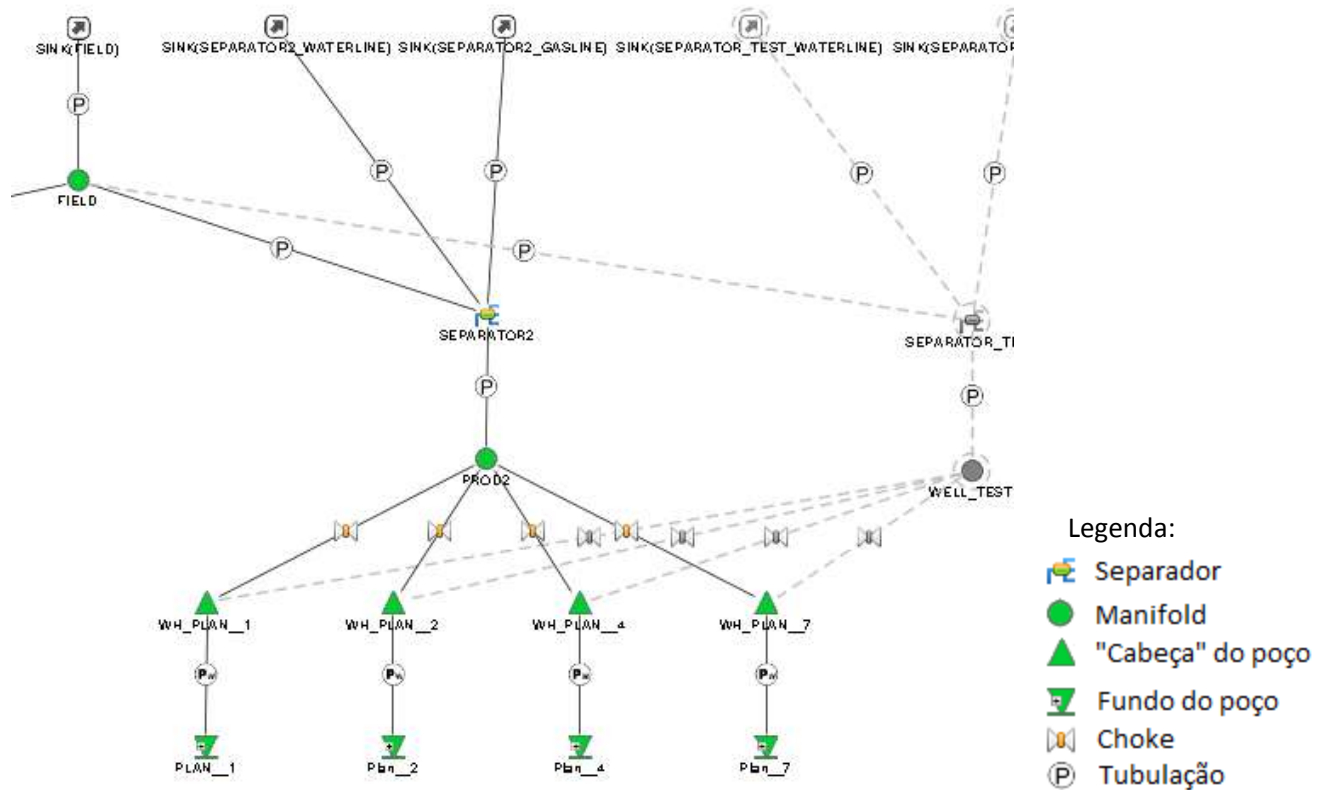


Figura 3. 3 - Rede de produção no Nexus, com os 4 poços de maior produção alinhados ao separador 2.

Desta forma, pode-se destacar os principais dados simulados para estes quatro poços, que foram fundamentais para a análise dos métodos de alocação deste trabalho, como as vazões de óleo, as pressões de fundo de poço e a pressão do reservatório, como mostram as Figuras 3.4 a 3.6. Pode-se observar que a pressão de fundo fica constante quando atinge o valor de 6500 kPa, valor de restrição definido inicialmente, como foi dito acima.

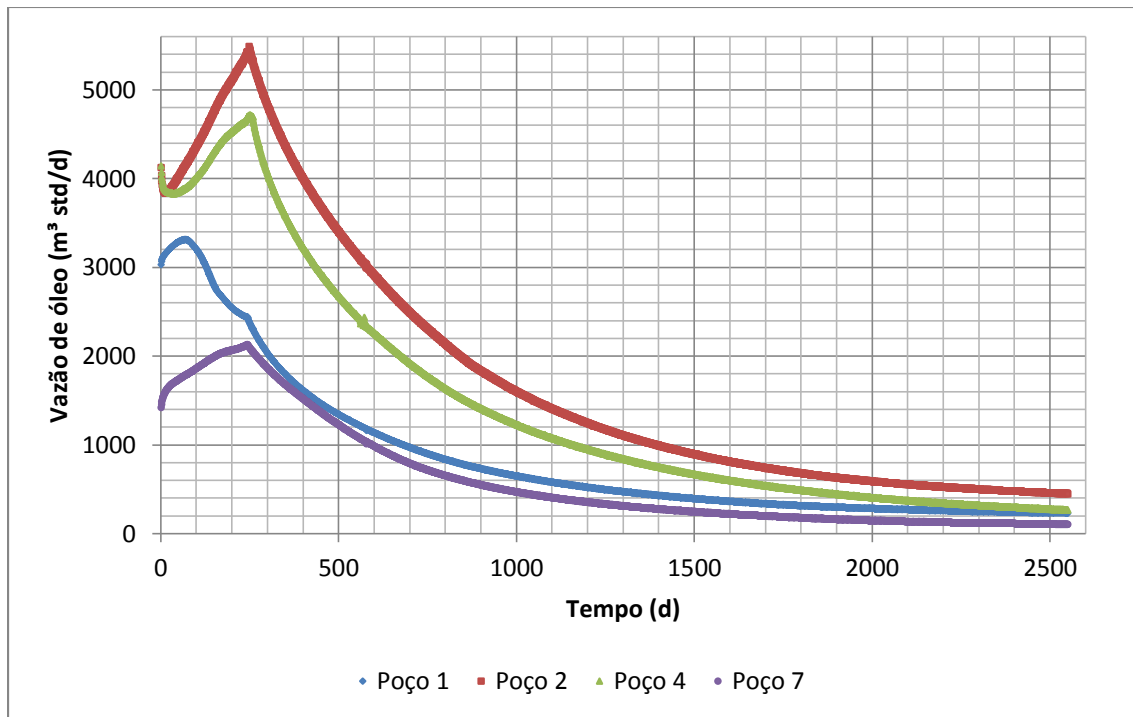


Figura 3. 4 – Dados gerados pelo simulador da vazão de óleo dos quatro poços destacados.

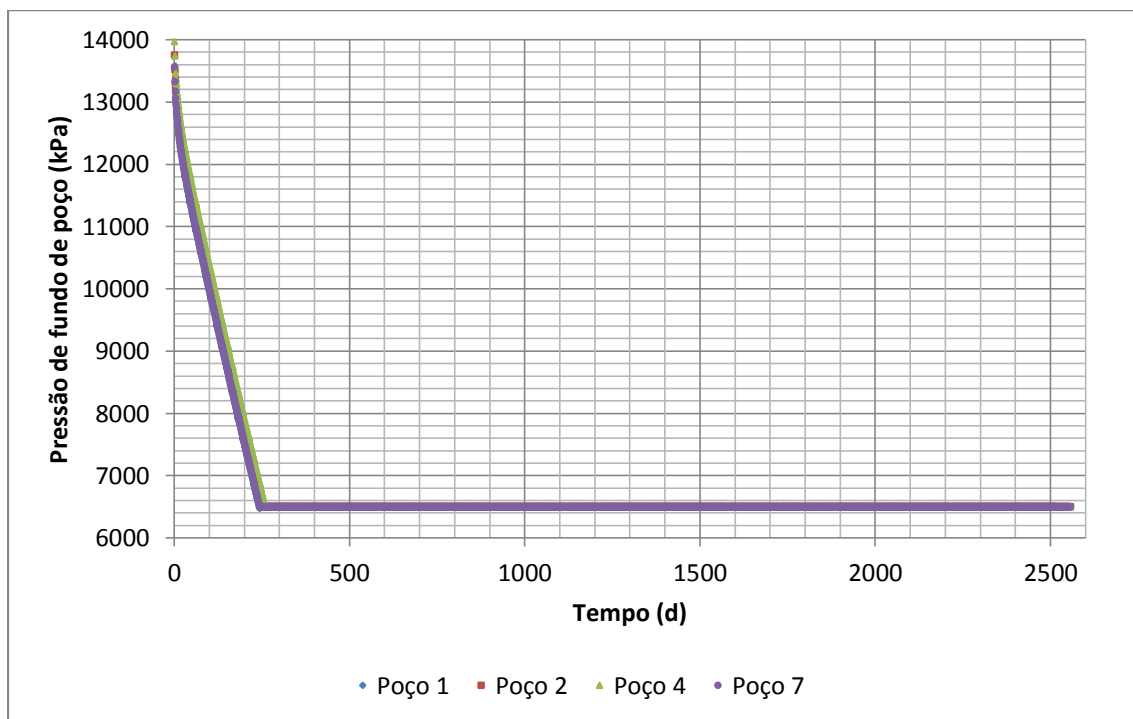


Figura 3. 5 - Dados gerados pelo simulador da pressão de fundo de poço dos quatro poços destacados.

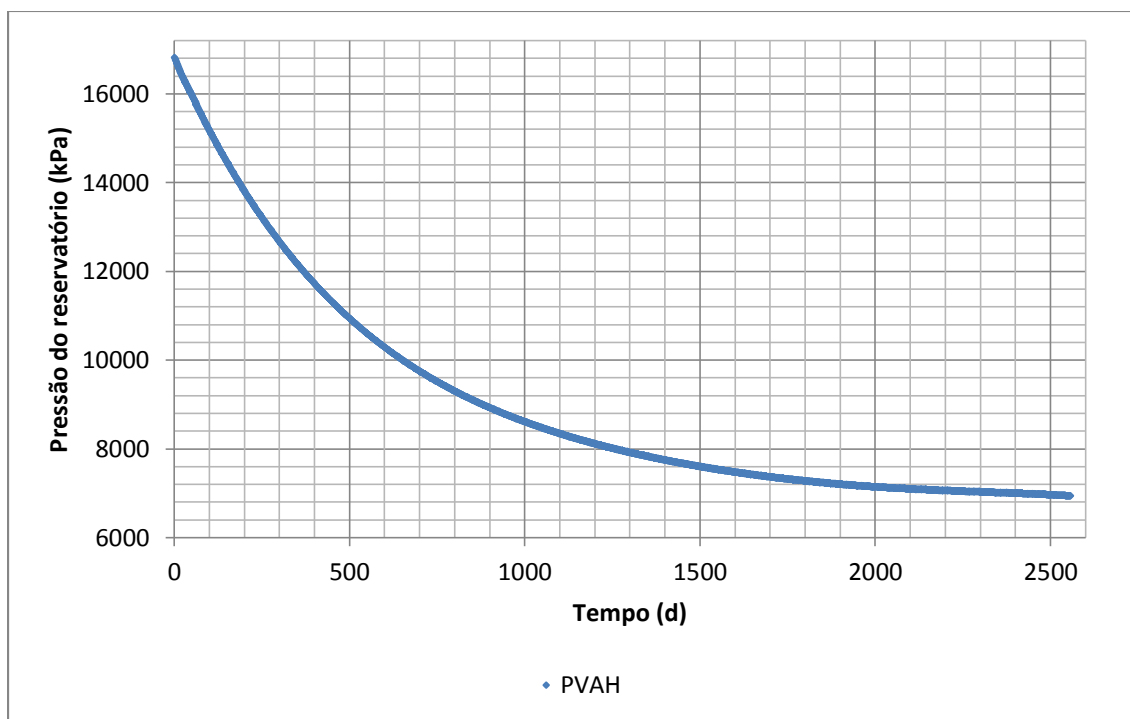


Figura 3. 6 - Dados gerados pelo simulador da pressão do reservatório.

3.2 Testes de poço

Para obtenção dos dados necessários ao método de *back allocation*, era necessário programar os testes de poço dos quatro poços que foram destacados para o segundo nó da rede de produção. O teste de poço é a técnica utilizada para avaliar o fluxo de um reservatório e determinar sua capacidade de produção e as suas propriedades, a partir da análise de amostras extraídas durante o teste.

Este teste é realizado deslocando o poço desejado para o trem de teste, onde há outro separador. Os testes de poço devem medir a vazão óleo, gás natural e água produzidos no poço testado. O teste deve durar, pelo menos, quatro horas após a estabilização do fluxo no trem de teste, para que se recolha o intervalo de dados exigidos pela ANP, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, e o intervalo entre testes seguidos não deve ser superior a noventa dias para o mesmo poço (Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 001, 2013).

Baseado nisso, foi realizado um cronograma para os testes dos quatro poços destacados, durante todo o tempo de simulação do campo, de sete anos. Os testes foram programados para ocorrer de quinze em quinze dias, deslocando um poço por vez. Desta forma, primeiro seria testado o primeiro poço, quinze dias depois o segundo poço, e assim sucessivamente. Com isso, o intervalo entre dois testes seguidos do mesmo poço é de sessenta dias, inferior aos noventa dias que são o limite máximo imposto pela agência reguladora.

Como pode ser observado na Figura 3.3, a linha de teste de poço fica desativada enquanto não há nenhum teste. Para realizar o teste de um poço, basta fechar a válvula da linha de produção deste poço e abrir a linha de teste, redirecionando o fluxo para o separador de teste pelo tempo necessário. O procedimento é igual para todos os poços testados.

Os resultados dessa simulação são mostrados nas Figuras 3.7 e 3.8, que associam a vazão de óleo no trem de teste, medida no separador, com o tempo. Cada pico presente no gráfico representa um teste de poço, realizado de quinze em quinze dias, um poço por vez.

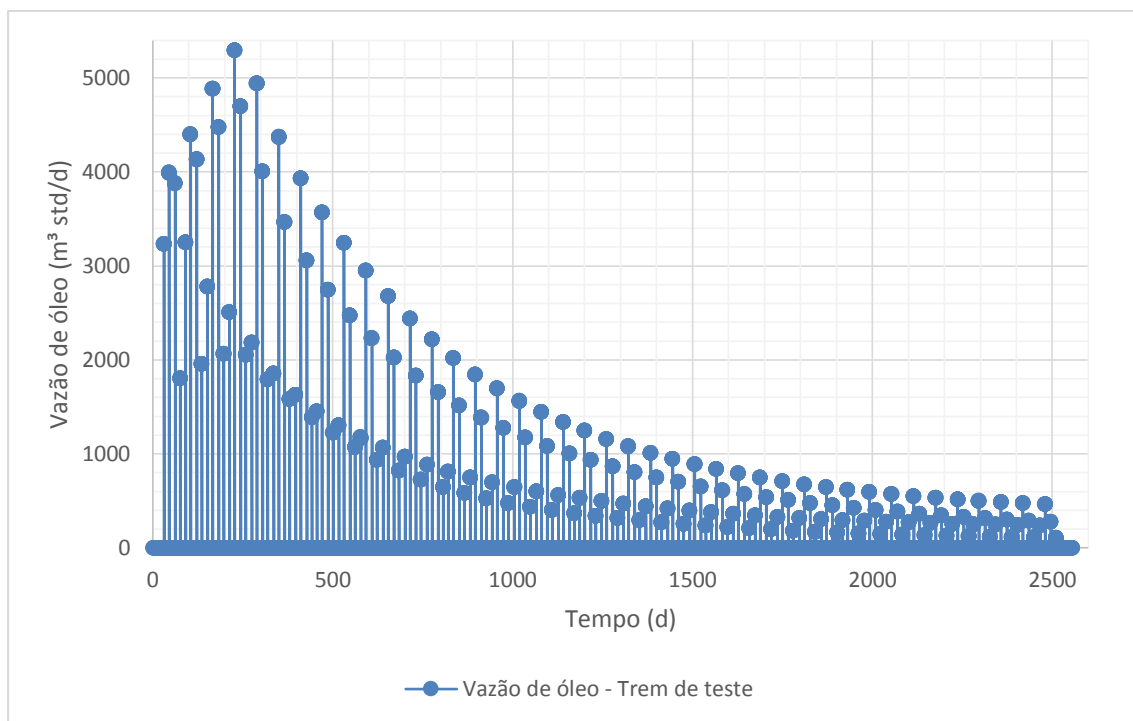


Figura 3. 7 – Vazões de óleo medidas em todos os testes de poço pelo separador de teste.

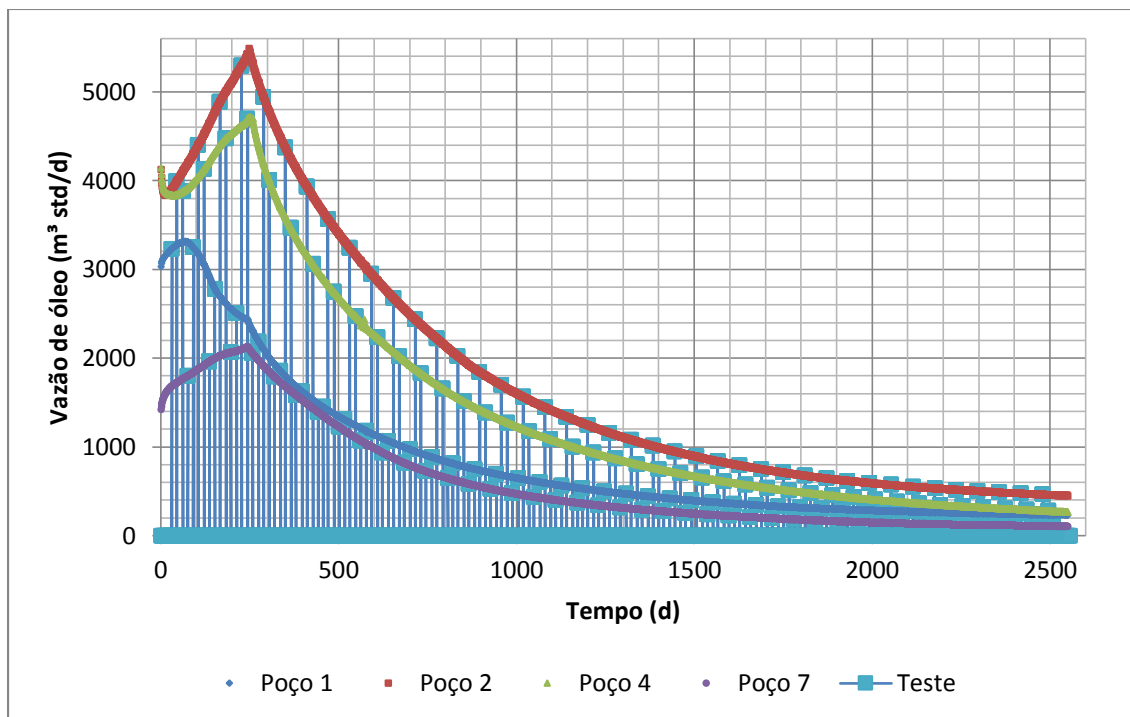


Figura 3. 8 – Comparativo dos dados simulados com os dados dos testes de poço.

Percebe-se que o teste de poço atinge o seu objetivo de obter os dados simulados das vazões de óleo de cada poço. O mesmo vale para o gás natural e para a água, não representados através de gráficos neste trabalho. Porém, não se dispõe desses dados para todos os instantes de tempo, sendo necessário um método de alocação para estimar o volume de óleo produzido em períodos sem testes.

Capítulo 4 – Alocação da produção de óleo por poço e otimização

4.1 Alocação tradicional

A alocação da produção de óleo por poço, conhecida como *back allocation*, é feita tradicionalmente utilizando as vazões de óleo medidas nos testes de poço para fazer um rateio da produção total de óleo obtida na superfície.

Primeiro determina-se o potencial de produção do poço. O potencial é definido como a média dos volumes de óleo produzidos durante o teste. Após o primeiro teste dos quatro poços de produção, pode-se obter o potencial dos quatro poços. A soma do potencial dos quatro poços é chamada de vazão estimada.

$$Q_{est} = \sum_i Pot_i \quad (4.1)$$

na qual, Q_{est} é a vazão estimada ($m^3 \text{ std/d}$); Pot_i é o potencial do poço “ i ” ($m^3 \text{ std/d}$).

Com a vazão estimada, e o volume de óleo produzido total do nó de produção, em determinado instante de tempo, obtém-se um fator de correção, Equação (4.2). Este fator de correção será utilizado para multiplicar a vazão total em um ponto para realizar o *back allocation* neste instante.

$$FC = \frac{Q_{\acute{o}leo}}{Q_{est}} \quad (4.2)$$

em que FC é o fator de correção; $Q_{\acute{o}leo}$ é o volume de óleo produzido total do nó de produção ($m^3 \text{ std/d}$).

Para finalizar a alocação do volume de óleo produzido por poço, basta multiplicar o fator de correção obtido pelo potencial do poço, Equação (4.3), no mesmo instante de tempo. Este procedimento é repetido para todos os poços, e em cada instante de tempo seguinte, até que ocorra um novo teste de poço. Com a ocorrência de um novo teste de poço, o valor de potencial do poço testado será atualizado, gerando, também, uma nova vazão estimada e atualizando o cálculo do fator de correção.

$$BA_i = Pot_i FC \quad (4.3)$$

em que BA_i é o *back allocation* do poço “ i ” (m^3 std/d).

Repetindo o procedimento para todos os instantes de tempo, atualizando os potenciais de produção dos poços a cada teste de poço, chega-se ao resultado do *back allocation* tradicional, conforme mostram as Figuras 4.1 a 4.4.

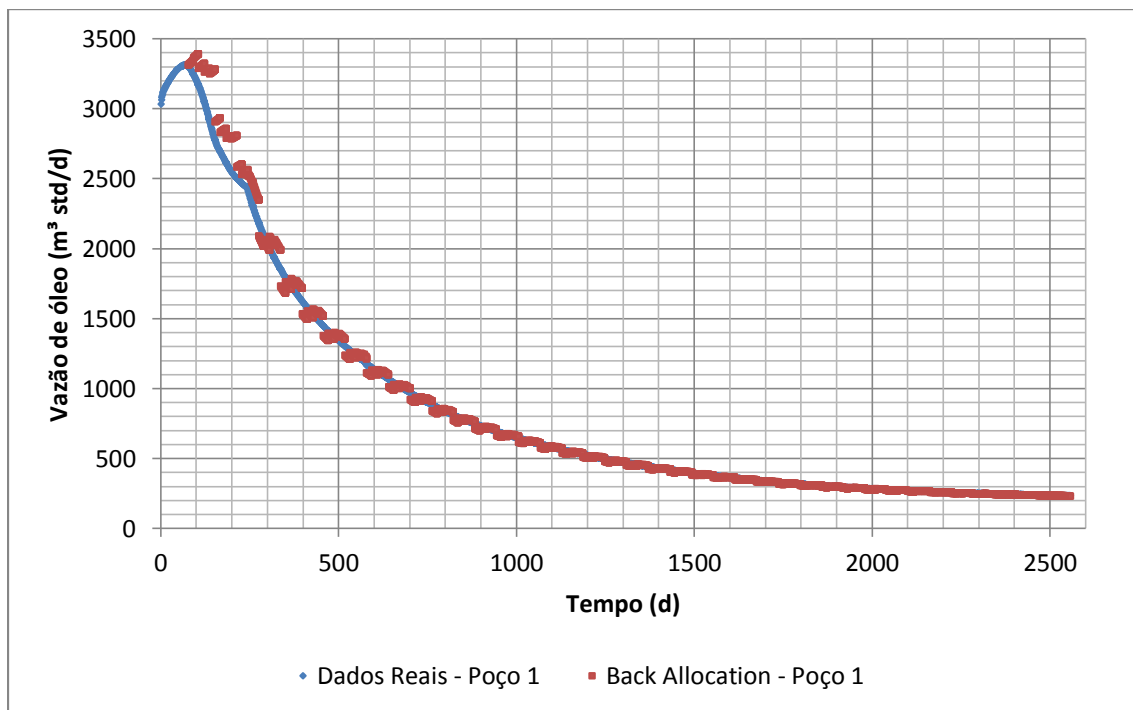


Figura 4. 1 – Comparativo dos dados do simulador com o método de *back allocation* tradicional para o poço 1.

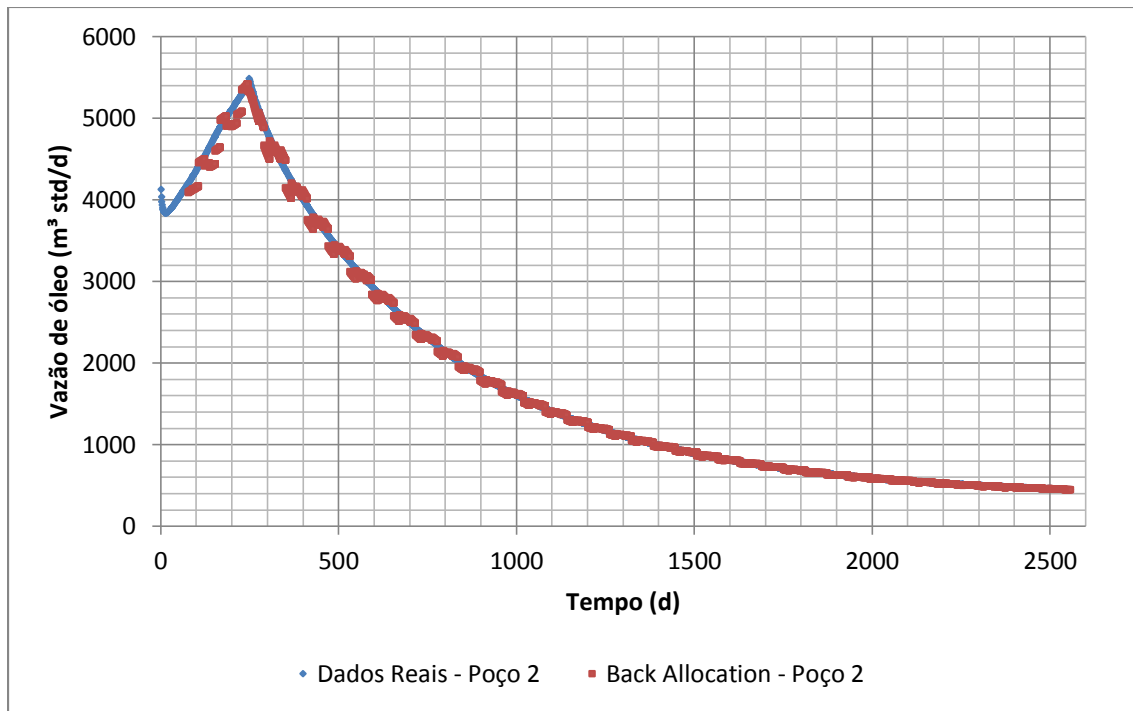


Figura 4. 2 – Comparativo dos dados do simulador com o método de *back allocation* tradicional para o poço 2.

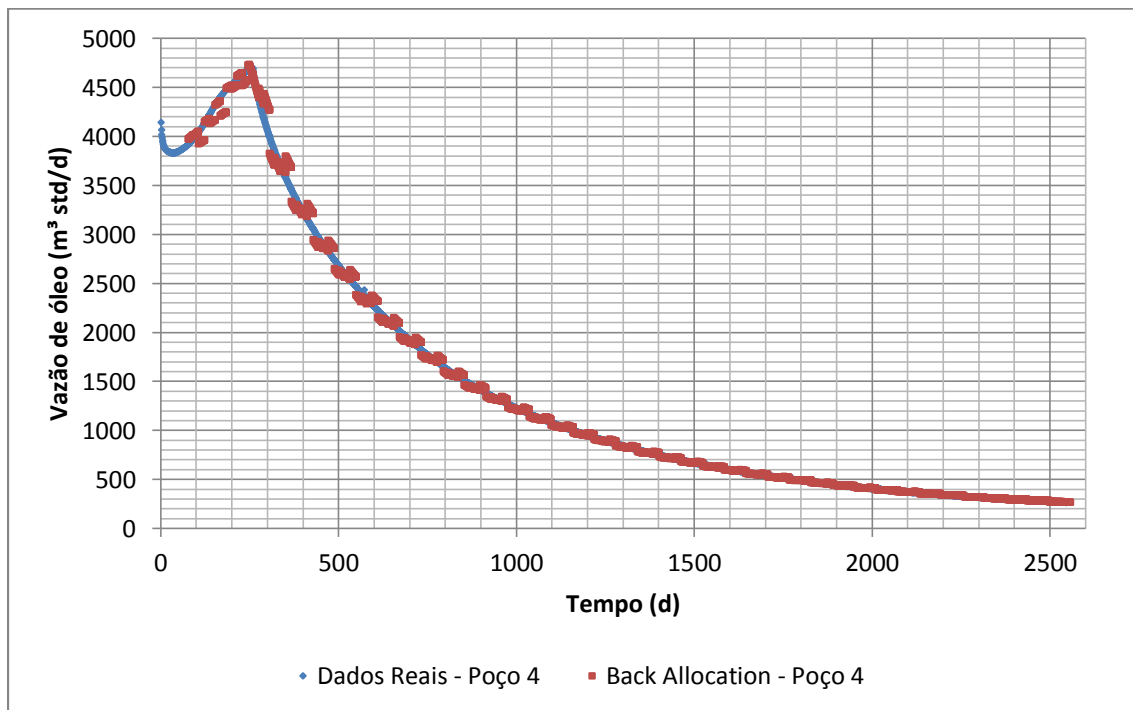


Figura 4. 3 – Comparativo dos dados do simulador com o método de *back allocation* tradicional para o poço 4.

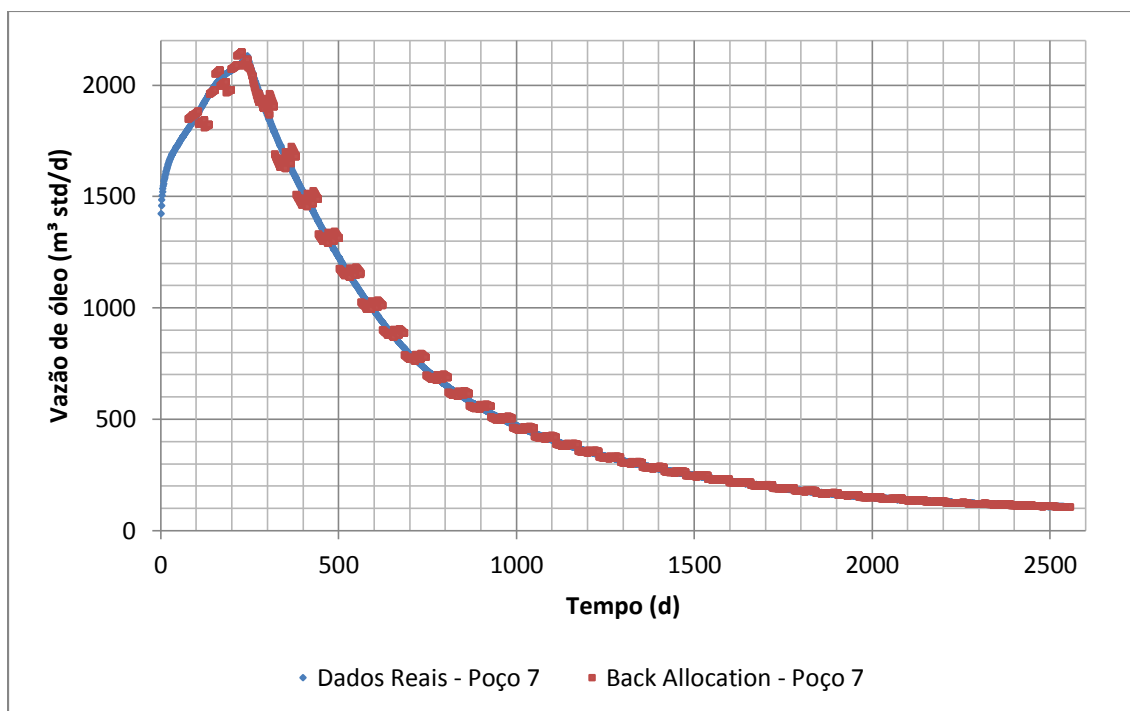


Figura 4. 4 – Comparativo dos dados do simulador com o método de *back allocation* tradicional para o poço 7.

Analisando os gráficos obtidos, percebe-se que o método de *back allocation* tradicional até se aproxima dos dados simulados, e consegue representar a curva de vazão de óleo real analisando no longo prazo, durante os sete anos. Mas, se aproximarmos o gráfico em um ponto da curva, como podemos ver na Figura 4.5, podemos ver que esses dados de vazão obtidos pelo método tradicional não são tão precisos, devido à falta de dados medidos em tempo real, pois o gráfico sempre dá um grande salto a cada atualização dos dados de teste de poço, deixando a curva de produção com diversos espaços com erros significativos na estimativa da produção.

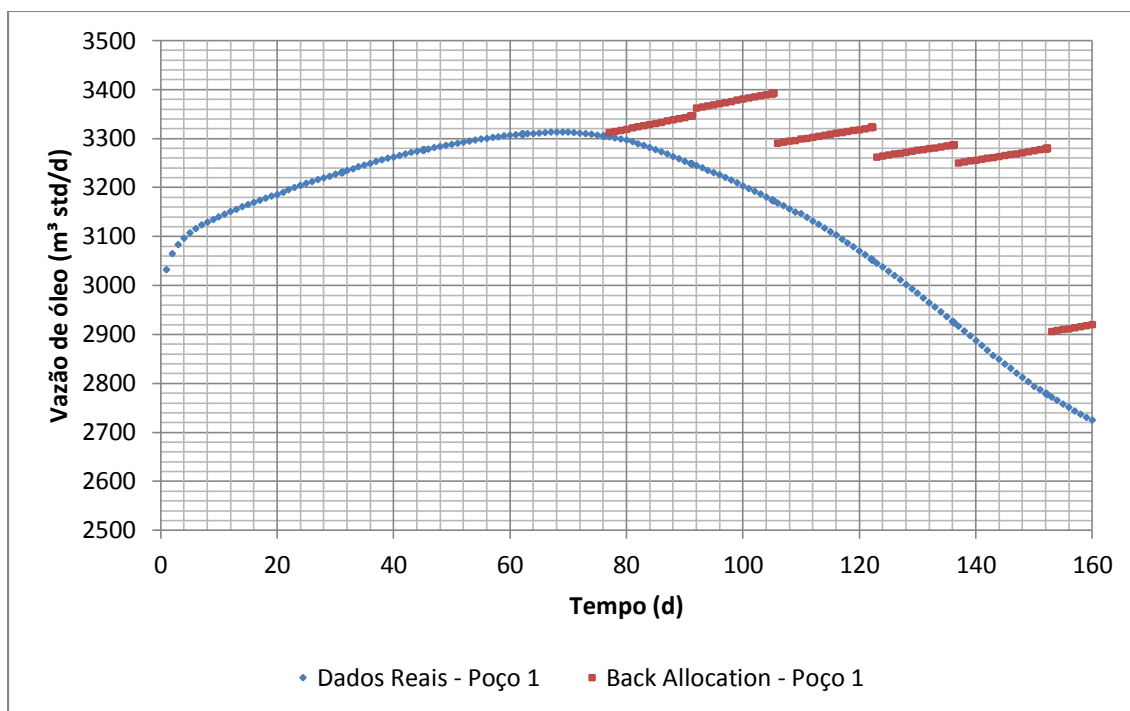


Figura 4. 5 – Gráfico com os dados obtidos pelo método tradicional ampliado.

4.2 Alocação tradicional com índice de produtividade

Para aumentar a confiabilidade dos resultados do *back allocation* e aproximá-los dos dados simulados, devem-se adicionar mais variáveis que sejam medidas em tempo real através de sensores, ou seja, que seu valor seja conhecido em todos os instantes de tempo. Uma dessas variáveis conhecida é a pressão de fundo do poço, e uma forma simples de adicionar a pressão de fundo do poço ao método de alocação tradicional é relacionando-a com a vazão através da fórmula do índice de produtividade, Equação (2.1).

Neste segundo método, o potencial de cada poço é obtido através do teste de poço, da mesma forma que foi obtido na seção anterior, através da média dos valores de volumes produzidos durante o teste.

Com o potencial do poço calculado, e tendo os valores de pressão de fundo do poço e pressão do reservatório medidos neste instante de tempo, calcula-se o índice de produtividade em relação ao óleo, Equação (4.4).

$$IP_i = \frac{Pot_i}{P'_{res} - BHP'_i} \quad (4.4)$$

em que P'_{res} é a pressão do reservatório no momento do teste (kPa); BHP'_i é a pressão de fundo de poço do poço “i” no momento do teste (kPa).

Este valor do índice de produtividade é fixado para um determinado poço até o próximo teste deste mesmo poço, quando será atualizado com os novos valores. Para finalizar o *back allocation*, basta multiplicar este valor de índice de produtividade pela diferença da pressão de reservatório e da pressão de fundo de poço novamente, Equação (4.5), só que dessa vez utilizando os valores de pressão medidos em tempo real para cada instante de tempo seguinte.

$$BA_i = IP_i (P_{res} - BHP_i) \quad (4.5)$$

em que P_{res} é a pressão do reservatório (kPa); BHP_i é a pressão de fundo de poço do poço “i” (kPa).

Seguindo este procedimento para todos os instantes de tempo seguintes, chegou-se ao resultado deste método de *back allocation*, conforme pode ser observado nas Figuras 4.6 a 4.9.

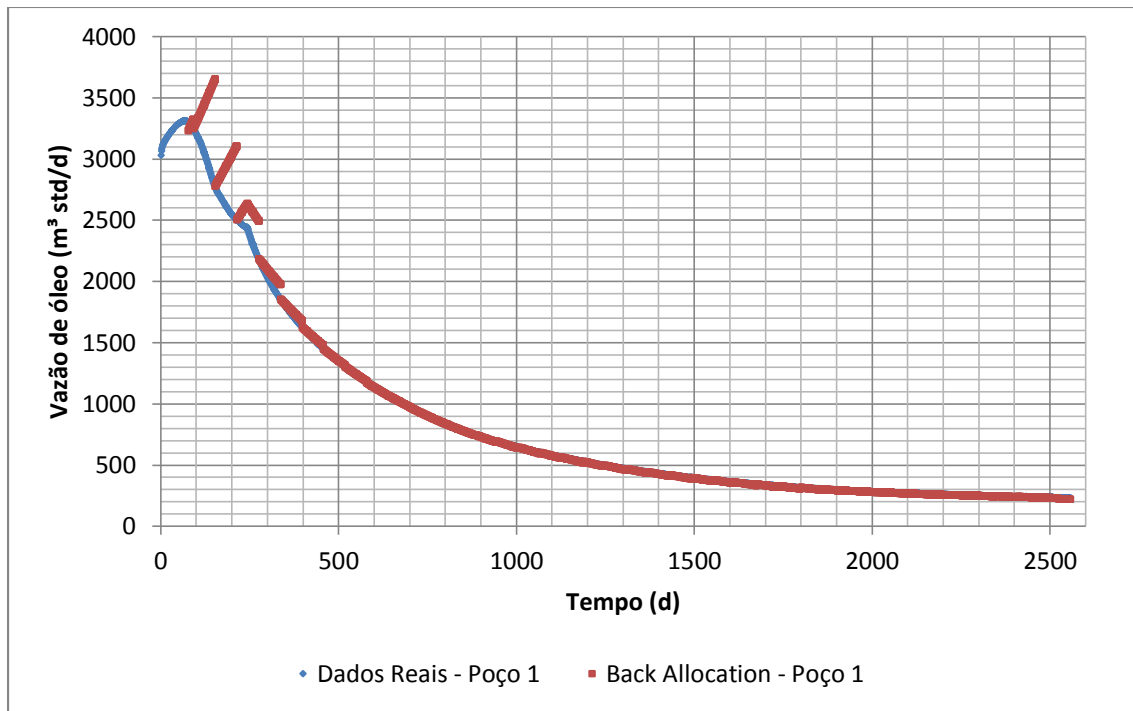


Figura 4. 6 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de *back allocation* para o poço 1.

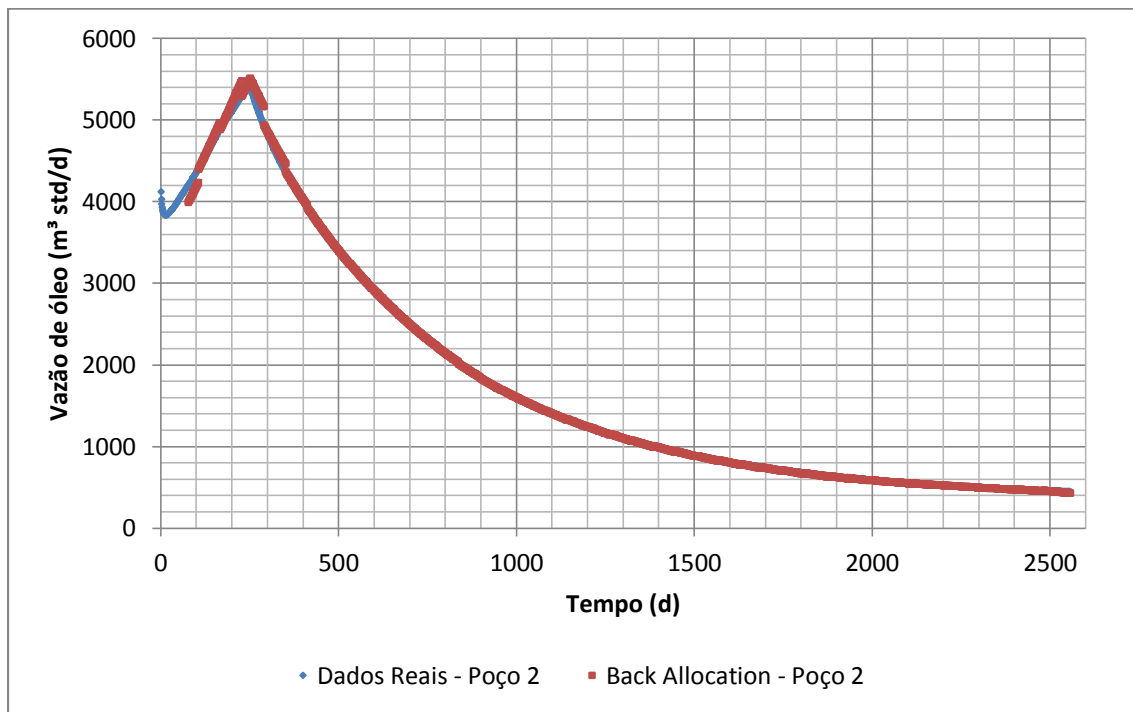


Figura 4. 7 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de *back allocation* para o poço 2.

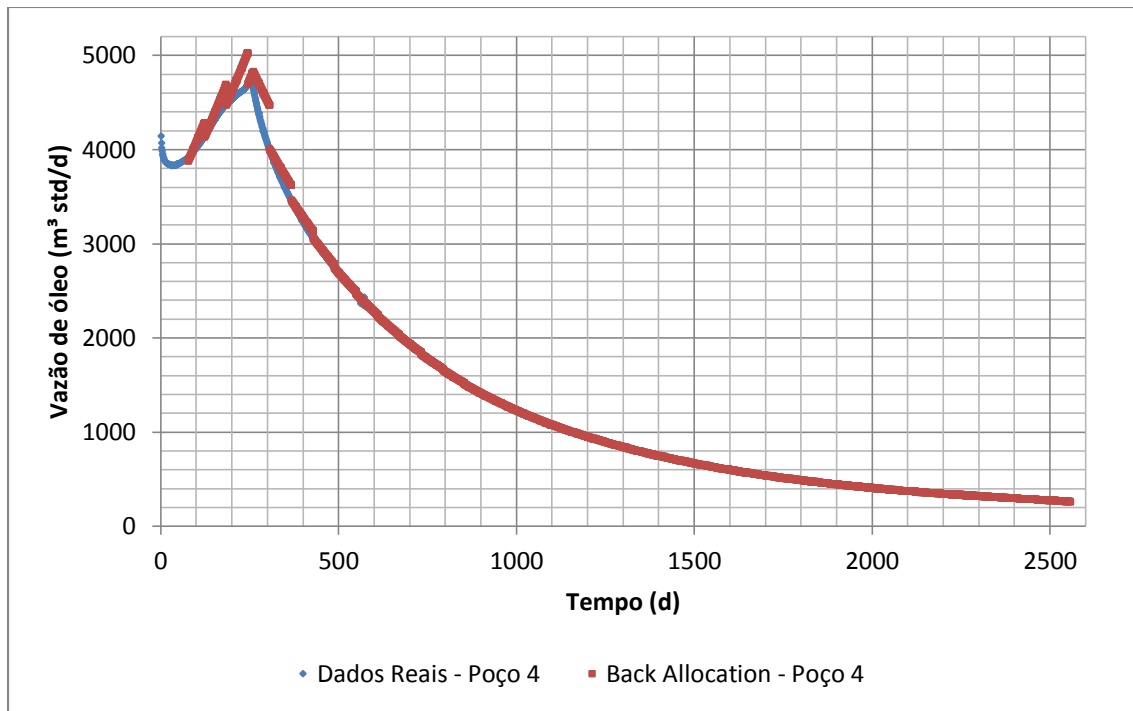


Figura 4. 8 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de *back allocation* para o poço 4.

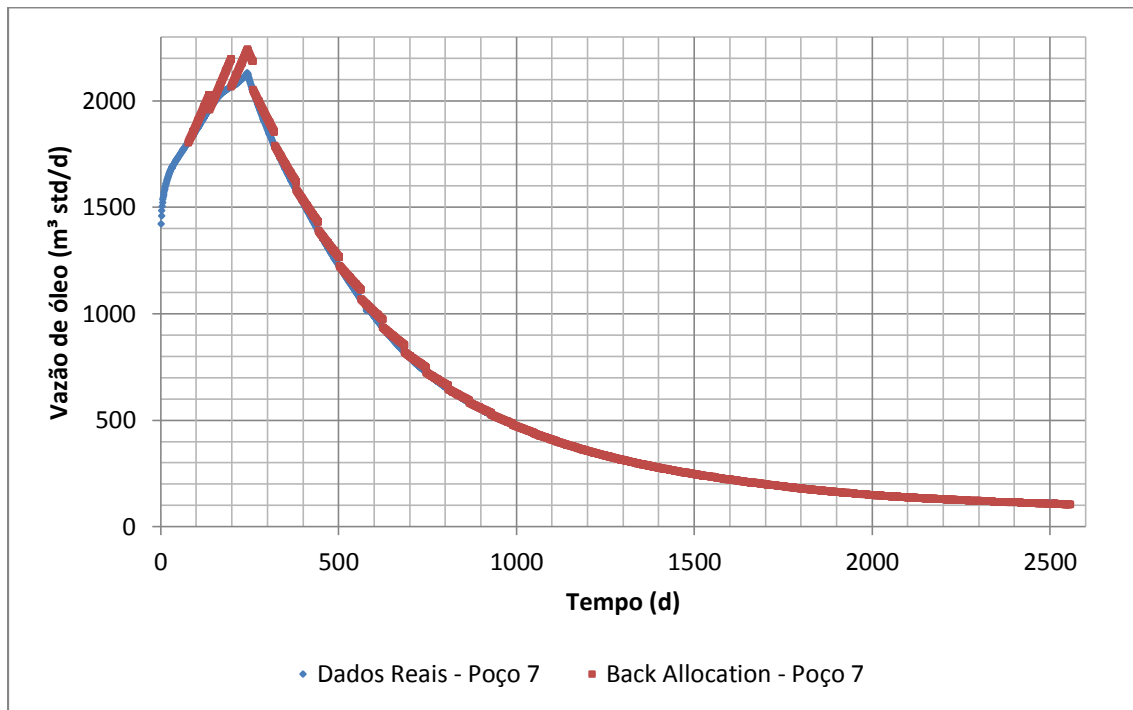


Figura 4. 9 – Comparativo dos dados do simulador com o segundo método de *back allocation* para o poço 7.

Fazendo a análise dos gráficos deste segundo método, percebe-se que os dados obtidos conseguem formar uma curva muito mais suave e contínua que as curvas observadas no primeiro método, diminuindo bastante os espaços gerados pela atualização de dados de um novo teste de poço. Com exceção do início da Figura 4.6, o segundo método obteve resultados melhores que o método tradicional. Este comportamento no início da Figura 4.6 se deve ao fato de que, nesta fase da simulação, ainda estão ocorrendo muitas variações bruscas de produção, que ainda não está estabilizada. Além disso, a curva de volume de óleo produzido pelo poço 1 é a única que já está em declínio nesta parte, enquanto as outras ainda estão subindo, influenciando neste resultado diferente. Em um caso real, a pressão de reservatório não é medida, portanto este método só se aplica para casos que possam ser simulados em um *software* de simulação de reservatórios através de um modelo.

4.3 Otimização e alocação da produção

Outra abordagem que pode ser adotada é a definição de uma função objetivo, envolvendo o máximo de variáveis conhecidas possível, a fim de minimizá-la através de uma otimização, obtendo o resultado mais próximo possível do real, com uma curva de dados mais suave. Para definir a função objetivo a ser otimizada, primeiro deve-se analisar o problema e suas restrições. Duas restrições desse problema são o balanço de massa global e o balanço de massa por componente. A Figura 4.10 ilustra o problema, a fim de ajudar na compreensão destes balanços.

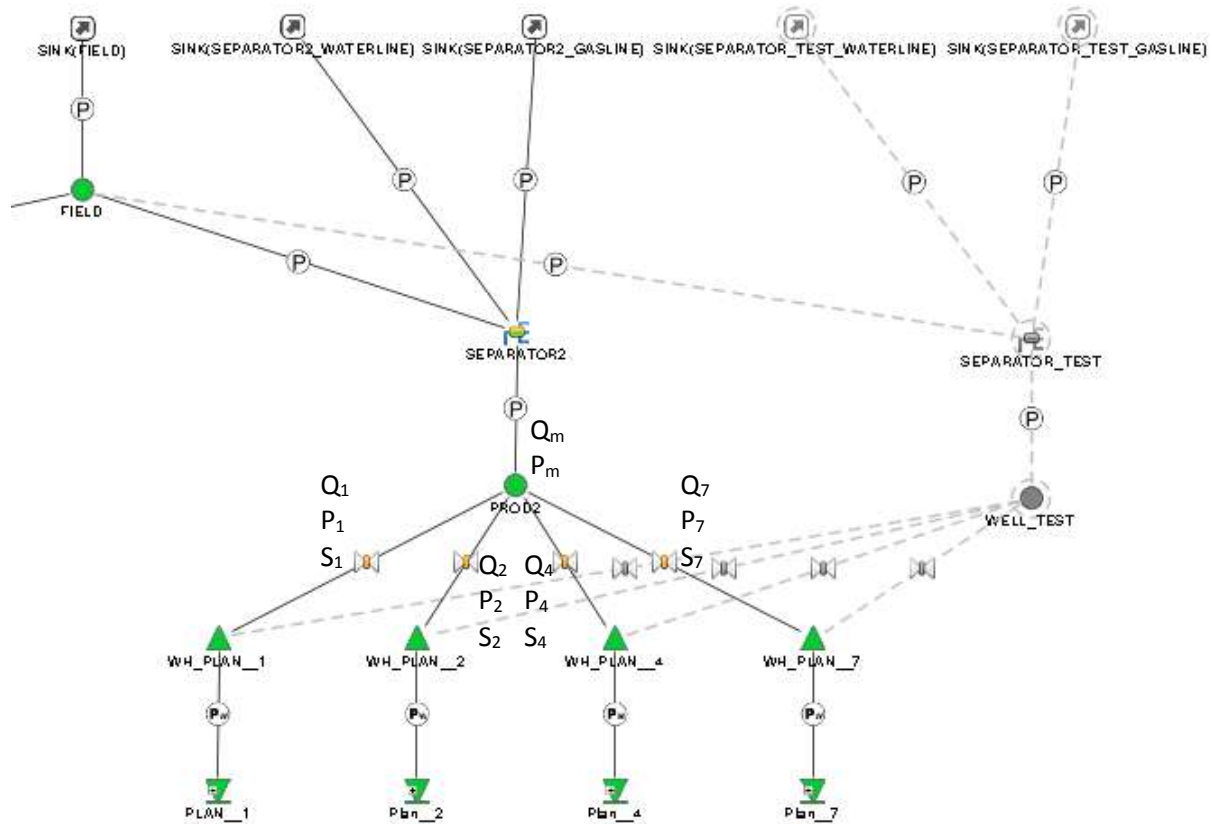


Figura 4. 10 – Configuração do problema com as principais variáveis.

Na Figura 4.10, Q representa a vazão de fluido, P representa a pressão, e S a abertura da restrição. Os índices 1, 2, 4, 7 e m referem-se, respectivamente, aos poços 1, 2, 4 e 7 e ao *manifold* que junta o nó de produção.

As principais restrições são:

- Balanço global

$$Q_{Wm} + Q_{Om} + Q_{Gm} = Q_m \quad (4.6)$$

- Balanços por componente

$$Q_{W1} + Q_{W2} + Q_{W4} + Q_{W7} = Q_{Wm} \quad (4.7)$$

$$Q_{O1} + Q_{O2} + Q_{O4} + Q_{O7} = Q_{Om} \quad (4.8)$$

$$Q_{G1} + Q_{G2} + Q_{G4} + Q_{G7} = Q_{Gm} \quad (4.9)$$

- Balanços por poço

$$Q_{W1} + Q_{O1} + Q_{G1} = Q_1 \quad (4.10)$$

$$Q_{W2} + Q_{O2} + Q_{G2} = Q_2 \quad (4.11)$$

$$Q_{W4} + Q_{O4} + Q_{G4} = Q_4 \quad (4.12)$$

$$Q_{W7} + Q_{O7} + Q_{G7} = Q_7 \quad (4.13)$$

Os índices W, O e G correspondem a água, óleo e gás, respectivamente.

Para relacionar as pressões medidas, utilizaram-se as fórmulas de escoamento multifásico através de um *choke*. Conforme foi descrito na Seção 2.2 deste trabalho, existem dois tipos de escoamento: o fluxo crítico e o fluxo subcrítico. Para definir qual fluxo está sendo tratado, foi feita a razão entre a pressão a montante do *choke* e a pressão a jusante da restrição. Caso a razão tenha valor maior ou igual a dois, considerou-se um fluxo crítico e pode-se utilizar o modelo empírico de Gilbert, Equação (2.5). Porém, neste trabalho, os modelos empíricos não se comportaram bem para os dados simulados, sendo necessária utilizar uma modificação para melhorar o resultado, descrita mais à frente. Em caso contrário temos um escoamento subcrítico, e é usada uma aproximação através de uma equação de escoamento através de uma válvula. Portanto, tem-se:

Se $P_i/P_m < 2$:

$$Q_1 = C v_1 x_1 \sqrt{\frac{P_1 - P_m}{\rho}} \quad (4.14)$$

$$Q_2 = C v_2 x_2 \sqrt{\frac{P_2 - P_m}{\rho}} \quad (4.15)$$

$$Q_4 = C v_4 x_4 \sqrt{\frac{P_4 - P_m}{\rho}} \quad (4.16)$$

$$Q_7 = C v_7 x_7 \sqrt{\frac{P_7 - P_m}{\rho}} \quad (4.17)$$

em que P_i é a pressão a montante do *choke* na linha do poço “ i ” (kPa); x_i é a abertura do *choke*, que neste trabalho foi mantida constante no seu maior valor, no caso o valor um; ρ é a densidade do petróleo (kg/m³); $C v_i$ é a constante da válvula para cada poço. Esta constante foi calculada, para cada instante de tempo, utilizando os dados simulados já conhecidos da seguinte forma:

$$C v_i = \frac{Q_i}{x_i \sqrt{\frac{P_i - P_m}{\rho}}} \quad (4.18)$$

em que o índice “ i ” representa os poços 1, 2, 4 ou 7. Para um caso onde não exista medição para o valor de Q_i , pode-se utilizar os valores de potencial obtidos nos testes de poço para cálculo da constante.

Para o fluxo crítico, os modelos empíricos não se mostraram adequados para o conjunto de dados simulados, pois o valor da função objetivo referente a esta restrição ficou muito elevado, baixando o desempenho da otimização. Buscando melhorar isso, foram feitas duas alterações

no modelo empírico de Gilbert, Equação (2.5). Primeiro foi observado que a pressão sendo proporcional ao quadrado da vazão de líquidos se adequava melhor para este caso. Após isso, a constante de valor 11,35 foi substituída e calculada para cada instante de tempo.

Se $P_i/P_m \geq 2$:

$$P_1 = \frac{C_1 RGL_1^{0,546} Q_{L1}^2}{S_1^{1,89}} \quad (4.19)$$

$$P_2 = \frac{C_2 RGL_2^{0,546} Q_{L2}^2}{S_2^{1,89}} \quad (4.20)$$

$$P_4 = \frac{C_4 RGL_4^{0,546} Q_{L4}^2}{S_4^{1,89}} \quad (4.21)$$

$$P_7 = \frac{C_7 RGL_7^{0,546} Q_{L7}^2}{S_7^{1,89}} \quad (4.22)$$

na qual, Q_{Li} é a vazão de líquidos do poço “ i ” (m^3 std/d), ou seja, óleo e água; RGL_i é a razão gás-líquido do poço “ i ”; S_i é o diâmetro interno da abertura da restrição na linha do poço “ i ” (in); C_i é a nova constante, calculada para cada instante de tempo, usando os dados já conhecidos, da seguinte forma:

$$C_i = \frac{P_i S_i^{1,89}}{RGL_i^{0,546} Q_{Li}^2} \quad (4.23)$$

em que o índice “ i ” representa os poços 1, 2, 4 ou 7. Da mesma forma que na Equação (4.18), se em algum caso não houver medição do valor de Q_{Li} , pode-se utilizar os dados de teste de poço.

Para a otimização deste problema foi utilizado o método dos mínimos quadrados, que visa encontrar o melhor ajuste para os valores de vazão de cada componente por cada poço, tentando minimizar a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados medidos (HELENE, 2006). Além das restrições definidas anteriormente, também foi utilizada a diferença entre o valor estimado e o valor de teste de poço. Construindo a função objetivo, tem-se:

Se $P_i/P_m < 2$:

$$\min\left\{\sum_{j=0,W,G} \left(\frac{Q_{jm} - Q_{jm}^*}{Q_{jm}}\right)^2 + \sum_{j=0,W,G} \sum_{i=1,2,4,7} \left(\frac{Q_{ji} - Q_{ji}^*}{Q_{ji}}\right)^2 + \sum_{i=1,2,4,7} \left(\frac{Cv_i x_i \sqrt{\frac{P_i - P_m}{\rho}} - Q_i^*}{Cv_i x_i \sqrt{\frac{P_i - P_m}{\rho}}}\right)^2 + \sum_{j=0,W,G} \sum_{i=1,2,4,7} \left(\frac{Q_{ji}^t - Q_{ji}^*}{Q_{ji}^t}\right)^2\right\} 100\}$$

Se $P_i/P_m \geq 2$:

$$\min\left\{\sum_{j=0,W,G} \left(\frac{Q_{jm} - Q_{jm}^*}{Q_{jm}}\right)^2 + \sum_{j=0,W,G} \sum_{i=1,2,4,7} \left(\frac{Q_{ji} - Q_{ji}^*}{Q_{ji}}\right)^2 + \sum_{i=1,2,4,7} \left(\frac{\frac{P_i d_i^{1,89}}{C_i RGL_i^{0,546}} - Q_{Li}^*}{\frac{P_i d_i^{1,89}}{C_i RGL_i^{0,546}}}\right)^2 + \sum_{j=0,W,G} \sum_{i=1,2,4,7} \left(\frac{Q_{ji}^t - Q_{ji}^*}{Q_{ji}^t}\right)^2\right\} 100\}$$

Restrições:

$$Q_{W1} + Q_{O1} + Q_{G1} = Q_1$$

$$Q_{W2} + Q_{O2} + Q_{G2} = Q_2$$

$$Q_{W4} + Q_{O4} + Q_{G4} = Q_4$$

$$Q_{W7} + Q_{O7} + Q_{G7} = Q_7$$

na qual, o sobrescrito “*t*” corresponde aos valores de teste de poço. As variáveis com asterisco representam os valores estimados que são calculados pela otimização, os demais são valores conhecidos, recolhidos dos dados obtidos do simulador de reservatório. Os balanços por poço foram mantidos como restrições do problema, enquanto os demais balanços foram substituídos na função objetivo, juntamente com as relações de escoamento através de *choke* e a comparação dos valores estimados com os resultados de testes de poço. Como esta função objetivo tem quatro termos distintos, foi necessário, também, fazer uma normalização, para que todos os termos tenham a mesma ordem de grandeza e contribuam da mesma forma para o ajuste dos dados estimados.

Em uma planilha de Excel, foram feitos os cálculos das constantes C_{Vi} e C_i para todos os instantes de tempo, colocados todos os outros dados já conhecidos e implementada a função objetivo acima. Uma macro foi programada em VBA (*Visual Basic for Applications*) para executar a otimização, utilizando o *Solver* do Excel, para todos os instantes de tempo. O método escolhido para o *Solver* foi o evolucionário. Esta macro configura os parâmetros do método evolucionário, as restrições, a função objetivo e executa o *Solver* para cada instante de tempo automaticamente, em sequência. O seu código segue abaixo:

Sub Solver()

SolverReset
SolverOptions Precision:=0.00001, Iterations:=10000, Convergence:=0.00001,
RandomSeed:=12345, MultiStart:=True

Dim i As Integer

For i = 106 To 3706 Step 1

restr1 = Cells(i, 2).Address
restr2 = Cells(i, 3).Address
restr3 = Cells(i, 4).Address
restr4 = Cells(i, 5).Address

SolverAdd CellRef:=Cells(i, 60), Relation:=2, _
FormulaText:=restr1
SolverAdd CellRef:=Cells(i, 61), Relation:=2, _
FormulaText:=restr2
SolverAdd CellRef:=Cells(i, 62), Relation:=2, _
FormulaText:=restr3
SolverAdd CellRef:=Cells(i, 63), Relation:=2, _
FormulaText:=restr4

SolverOk SetCell:=Cells(i, 47), MaxMinVal:=2, ValueOf:=0, ByChange:= _
Range(Cells(i, 48), Cells(i, 59)), Engine:=1, EngineDesc:="GRG Nonlinear"
SolverSolve UserFinish:=True
SolverFinish KeepFinal:=1

SolverDelete CellRef:=Cells(i, 60), Relation:=2, _
FormulaText:=restr1
SolverDelete CellRef:=Cells(i, 61), Relation:=2, _
FormulaText:=restr2
SolverDelete CellRef:=Cells(i, 62), Relation:=2, _
FormulaText:=restr3
SolverDelete CellRef:=Cells(i, 63), Relation:=2, _
FormulaText:=restr4

Next i

End Sub

Ao fim de todo o processo, obtiveram-se os resultados deste método de alocação através de otimização, apresentados nas Figuras 4.11 a 4.14.

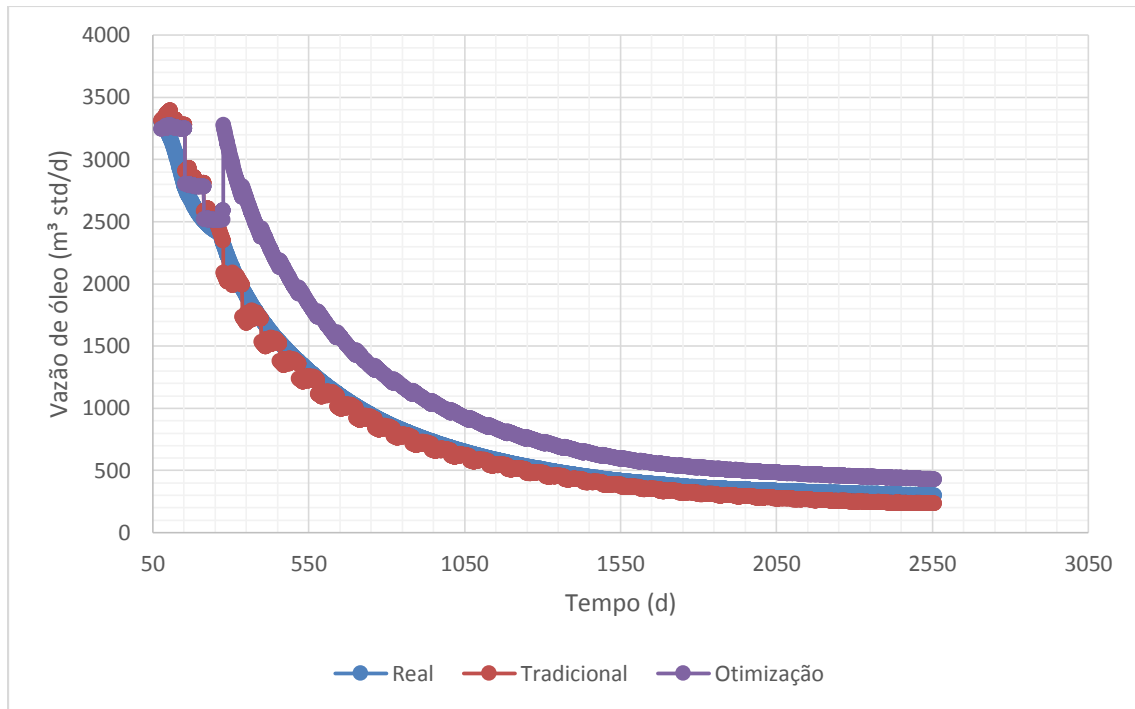


Figura 4. 11 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 1.

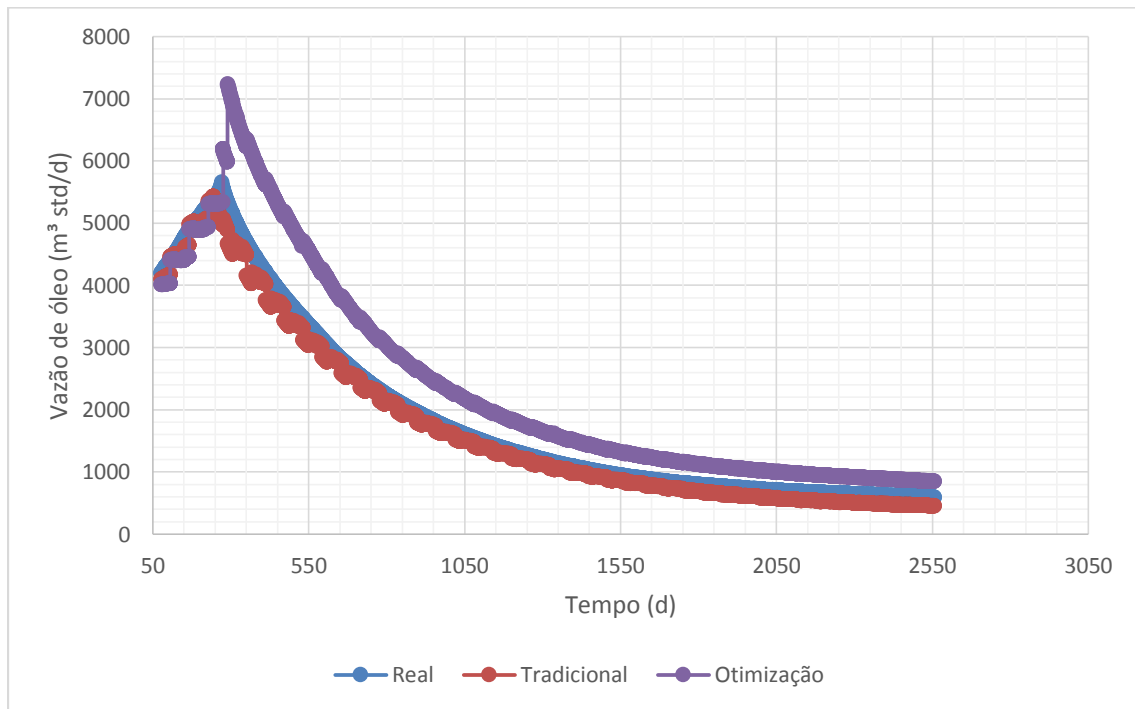


Figura 4. 12 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 2.

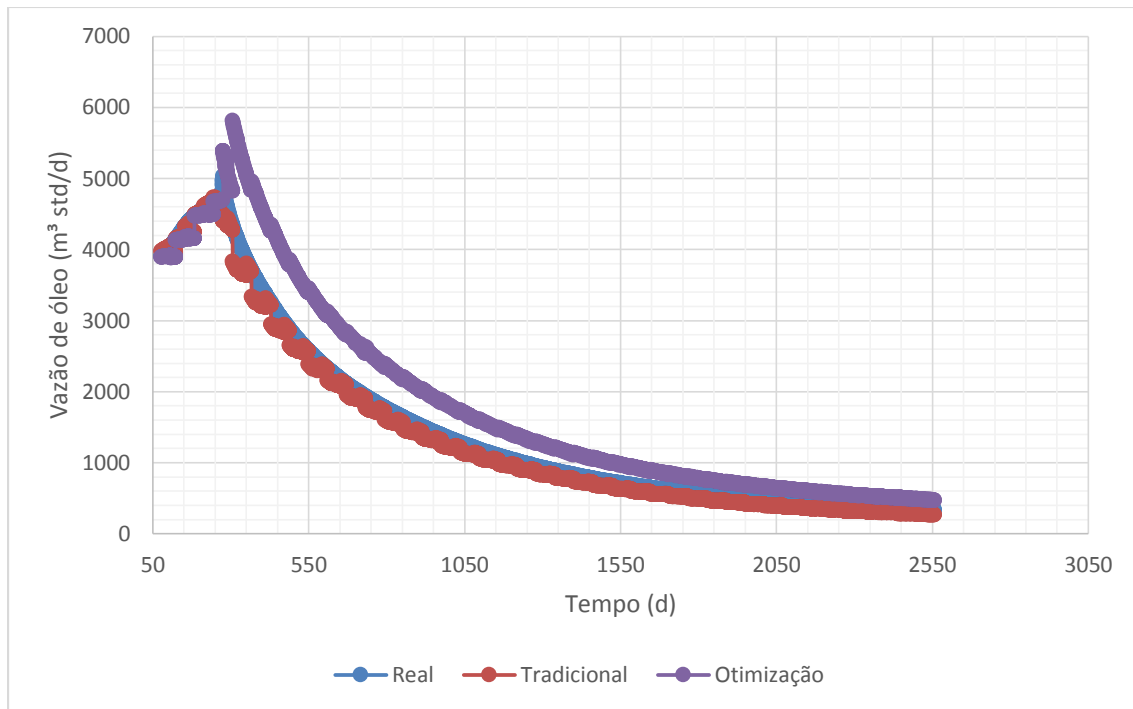


Figura 4. 13 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 4.

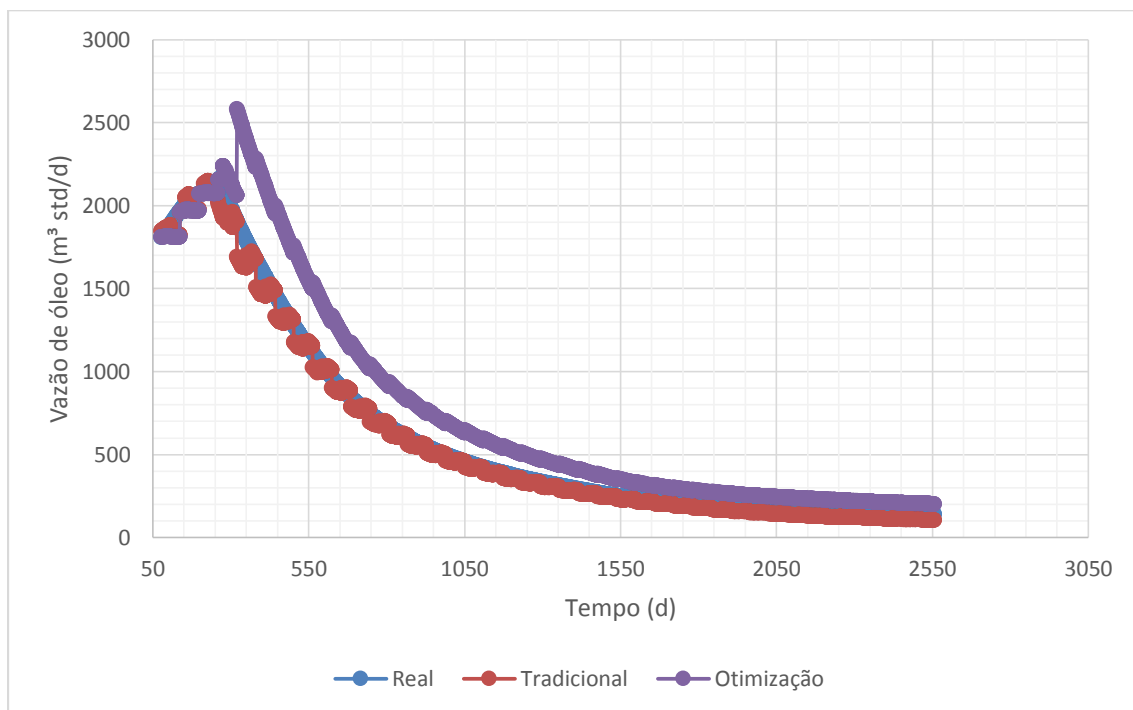


Figura 4. 14 – Comparativo dos métodos de otimização e tradicional com os dados simulados para o poço 7.

Conforme pode ser analisado nesses resultados, o método de otimização conseguiu bons resultados para a parte dos dados sob o fluxo subcrítico, que vai até o dia de número 368. Porém, quando ocorre a mudança do fluxo subcrítico para o crítico, ainda ocorre um desvio muito grande com relação a realidade. Pode-se observar na Figura 4.15, que mostra a variação da razão entre pressão a jusante e pressão a montante ao longo do tempo, que existe uma variação muito brusca quando ocorre a mudança de fluxo, o que pode ser o motivo pelo qual o modelo não se adequou neste trecho. As mudanças feitas no Modelo empírico de Gilbert, Equação (2.5), melhoraram muito o resultado, mas ainda não são suficientes para atingir a curva de dados simulados. Todavia, pode-se observar que o método de otimização ainda tem uma tendência de variação melhor que o método tradicional.

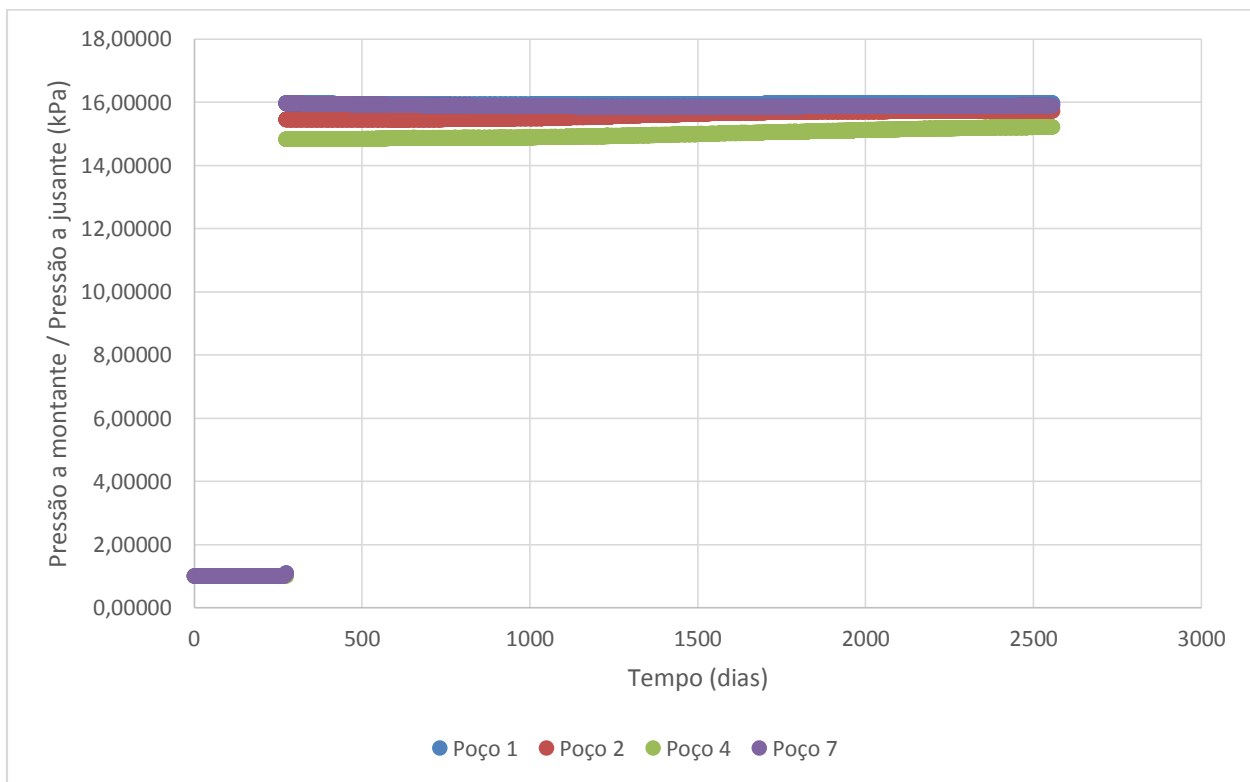


Figura 4. 15 – Gráfico das razões entre pressões a montante e a jusante do *choke*, ao longo do tempo.

Capítulo 5 – Conclusões e trabalhos futuros

A bibliografia mostrou que a indústria de óleo e gás tem capacidade e tecnologia para implementar sistemas de gerenciamento de dados e *softwares* para melhorar seus resultados. A alocação da produção pelo método tradicionalmente usado é uma alocação limitada e com dados menos confiáveis.

O método de alocação utilizando a otimização de uma função objetivo com diversos dados dinâmicos conhecidos mostrou ter uma tendência de variação melhor que o método tradicional, gerando uma curva mais suave, com menos falhas, e dados mais confiáveis do que o *back allocation* tradicional.

Por outro lado, a otimização deste trabalho falhou em achar bons resultados quando o fluxo multifásico passou de subcrítico para crítico. Isso se deve ao fato do modelo de Gilbert ser um modelo empírico, que só serve para determinado conjunto de dados, assim como outros modelos empíricos utilizados na literatura. A adaptação deste modelo aos dados gerados pelo simulador melhorou bastante o resultado, mas não o suficiente para se aproximar da curva.

Os próximos trabalhos relacionados a esta estratégia de otimização do *back allocation* podem focar na modelagem do escoamento multifásico através de um *choke*, de modo que o modelo gerado possa contemplar uma faixa mais ampla de dados de um campo petrolífero e, assim, sirva para uma variedade maior de casos reais. Existem modelos melhores que o modelo empírico de Gilbert e que englobam uma maior faixa de dados de produção.

Além disso, pode-se pesquisar outros formatos de função objetivo, ou *softwares* de otimização mais robustos, a fim de tentar melhorar os resultados encontrados.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS; INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 001**. [S.l.]. 2013.

COUPUT, J.-P.; LOUIS, A.; DANQUIGNY, J. **Transforming E&P Data Into Knowledge: Applications of an Integration Strategy**. 2008 SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Amsterdã: [s.n.]. 2008. p. SPE 112517.

FORTUNATI, F. **Two-Phase Flow through Wellhead Chokes**. SPE-European Spring Meeting. Amsterdã: [s.n.]. 1972. p. SPE 3742.

GARCÍA, A. et al. **An Implementation of On-line Well Virtual Metering of Oil Production**. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Utrecht: [s.n.]. 2010. p. SPE 127520.

GILBERT, W. E. Flowing and Gas-lift Well Performance. **Drilling and Production Practice**, Nova Iorque, Janeiro 1954. 126-157.

GRAF, T. et al. **A Rigorous Well Model To Optimize Production From Intelligent Wells and Establish the Back-Allocation Algorithm**. SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna: [s.n.]. 2006. p. SPE 99994.

HAMAD, M.; SUDHARMAN, S.; AL-MUTAIRI, A. **Back Allocation System with Network Visualization**. 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi: [s.n.]. 2004. p. SPE 88747.

HELENE, O. **Método dos Mínimos Quadrados com Formalismo Matricial**. [S.l.]: Livraria da Física, 2006.

ISSAKA, M. B. et al. **Real-Time Integrated Field Management at the Desktop**. 2008 SPE Intelligent Energy conference and Exhibition. Amsterdã: [s.n.]. 2008. p. SPE 112071.

KAPPOS, L.; ECONOMIDES, M. J.; BUSCAGLIA, R. **A Holistic Approach to Back Allocation os Well Production**. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi: [s.n.]. 2011. p. SPE 145431.

NASCIMENTO, J. C. S.; DUARTE, L. J. N.; SANTOS, L. C. L. **Caracterização do Escoamento Gás-Líquido no Choke Bean do Poço 01-FMO-001-BA**. 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. Florianópolis: [s.n.]. 2011.

NOUVELLE, X.; ROJAS, K.; STANKIEWICZ, A. **Novel Method of Production Back-Allocation Using Geochemical Fingerprinting**. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi: [s.n.]. 2012. p. SPE 160812.

PERKINS, T. K. Critical and Subcritical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes. **SPE Drilling & Completion**, Dezembro 1993. 271-276.

SAPUTELLI, L. A. et al. **Promoting Real-Time Optimization of Hydrocarbon Producing Systems**. Offshore Europe 2003. Aberdeen: [s.n.]. 2003. p. SPE 83879.

STUNDNER, M.; NUNEZ, G. **Production Performance Moniroring Workflow**. First International Oil Conference and Exhibition In Mexico. Cancun: [s.n.]. 2006. p. SPE 103757.

THEUVENY, B. C.; MEHDIZADEH, P. **Multiphase Flowmeter Application for Well and Fiscal Allocation**. SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. Anchorage: [s.n.]. 2002. p. SPE 76766.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

WISING, U. et al. **Improving Operations Through Increased Accuracy of Production Data**. 2009 SPE Offshore Europe Oil & Gas Conference & Exhibition. Aberdeen: [s.n.]. 2009. p. SPE 124766.

ZERINGUE, J. L. Liquid Allocation Measurement. In: INSTITUTE, A. P. **Manual of Petroleum Measurement Standards**. [S.l.]: [s.n.], 1993. Cap. API Chapter 20.1.