



**Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia**

**Otimização da produção em reservatório de
petróleo considerando restrições**

Matheus Bawden Silverio de Castro

**TRABALHO DE GRADUAÇÃO
ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO**

Brasília
2022

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia

**Otimização da produção em reservatório de
petróleo considerando restrições**

Matheus Bawden Silverio de Castro

Trabalho de Graduação submetido como re-
quisito parcial para obtenção do grau de Enge-
nheiro de Controle e Automação

Orientador: Prof. Dr. Eugênio Libório Feitosa Fortaleza

Brasília
2022

B354o Bawden Silverio de Castro, Matheus.
Otimização da produção em reservatório de petróleo considerando restrições / Matheus Bawden Silverio de Castro; orientador Eugênio Libório Feitosa Fortaleza. -- Brasília, 2022.
91 p.

Trabalho de Graduação (Engenharia de Controle e Automação) -- Universidade de Brasília, 2022.

1. Recuperação secundária. 2. Simulação de reservatórios. 3. Otimização de recuperação. 4. NPV. I. Fortaleza, Eugênio Libório Feitosa, orient. II. Título

**Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia**

**Otimização da produção em reservatório de petróleo
considerando restrições**

Matheus Bawden Silverio de Castro

Trabalho de Graduação submetido como re-
quisito parcial para obtenção do grau de Enge-
nheiro de Controle e Automação

Trabalho aprovado. Brasília, 21 de Setembro de 2022:

Prof. Dr. Eugênio Libório Feitosa
Fortaleza, UnB/FT/ENM
Orientador

Prof. Dr. Adriano Possebon Rosa,
UnB/FT/ENM
Examinador interno

Prof. Dr. José Oniram de Aquino
Limaverde Filho, UnB/FT/ENE
Examinador externo

Brasília
2022

Este trabalho é dedicado à minha família que sempre me apoiou em toda minha jornada da UnB, a minha namorada presente todos os dias, sempre me motivando e a todos os meus amigos, com os quais não teria me formado sem a ajuda deles.

Agradecimentos

Agradeço a UnB pela experiência de estudar matérias únicas, a minha família pelo apoio, aos meus amigos pela ajuda que em deram na minha jornada, a minha namorada a me motivar a sempre enfrentar novos desafios.

*“A vida é combate,
Que os fracos abate,
Que os fortes, os bravos
Só pode exaltar!”*

(Gonçalves Dias - Canção do Tamoio)

Resumo

Esse trabalho visa avaliar os métodos de otimização de produção de petróleo de reservatórios, utilizando o reservatório Brugge, fornecido pela TNO. A otimização é feita sobre o NPV, Net Present Value, avaliando o valor econômico gerado pela recuperação de petróleo. A ferramenta da ESS, biblioteca Storms, foi utilizada junto com o simulador Schlumberger Eclipse para gerar os resultados e as comparações, entre a recuperação primária, recuperação secundária, método reativo e método simplex. O resultado do método simplex apresenta uma melhora de 1,86% no NPV sobre o método reativo, uma melhora de 126 milhões de dólares, e a recuperação secundária mostra um aumento de 81% de NPV sobre a recuperação primária, representando um aumento de 2,9678 bilhões de dólares. Este estudo foi realizado no quadro do projeto featSTORMS apoiado pela empresa Repsol Sinopec Brasil e parceria da empresa ESSS no contexto da cláusula de PD regulamentada pela Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Palavras-chave: Recuperação secundária. Simulação de reservatórios. Otimização de recuperação. NPV.

Abstract

This study aims to evaluate the methods for optimizing oil production from reservoirs, using the case of the Brugge reservoir, provided by TNO. The optimization is focused on the NPV, net present value, evaluating the economic value generated by the oil recovery. The ESS tool, storms library, was used together with the Eclipse Schlumberger simulator to generate results and comparisons between primary recovery, secondary recovery, reactive method and simplex method. The result of simplex method shows an increase of 1.86% of NPV over the reactive method, a value of 126 million dollars, and the secondary recovery shows an increase of 81% of NPV over the primary recovery, representing 2.9678 billion dollars. This study was carried out within the framework of the featSTORMS project supported by the company Repsol Sinopec Brasil and a partnership with the company ESSS in the context of the PD clause regulated by the National Petroleum Agency (ANP).

Keywords: Secondary recovery. Reservoir simulation. Production optimization. NPV.

Lista de Figuras

Figura 1 – Exemplificação da malha fechada	17
Figura 2 – Mapa de porosidade do campo Brugge	24
Figura 3 – Mapa de saturação de água do campo Brugge	24
Figura 4 – Exemplificação da árvore de escolhas	28
Figura 5 – NPV pelo tempo do caso 1	30
Figura 6 – Produção de óleo pelo tempo do caso 1	31
Figura 7 – Produção de água pelo tempo do caso 1	31
Figura 8 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 1	32
Figura 9 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 1	33
Figura 10 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 1	34
Figura 11 – NPV pelo tempo do caso 2	36
Figura 12 – Produção de óleo pelo tempo do caso 2	36
Figura 13 – Produção de água pelo tempo do caso 2	37
Figura 14 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 2	37
Figura 15 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 2	38
Figura 16 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 2	39
Figura 17 – NPV pelo tempo do caso 3	41
Figura 18 – Produção de óleo pelo tempo do caso 3	41
Figura 19 – Produção de água pelo tempo do caso 3	42
Figura 20 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 3	42
Figura 21 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 3	43
Figura 22 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 3	44
Figura 23 – NPV pelo tempo do caso 4	46
Figura 24 – Produção de óleo pelo tempo do caso 4	46
Figura 25 – Produção de água pelo tempo do caso 4	47
Figura 26 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 4	47
Figura 27 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 4	48
Figura 28 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 4	49
Figura 29 – Valor NPV sobre o tempo do caso 1 e caso 2	50
Figura 30 – Valor NPV sobre o tempo do caso 3 e caso 4	51
Figura 31 – Gráficos de produção de água, óleo e de injeção de água	51
Figura 32 – Injeção de água pelo tempo	52
Figura 33 – Pressão do reservatório do caso 3 e caso 4	52
Figura 34 – Saturação de água dos poços do caso 3 e caso 4	53
Figura 35 – Regime de BHP do caso 3 e caso 4	53
Figura 36 – Saturação de água e sedimentos dos poços do caso 3 e caso 4	54

Figura 37 – Regime de injeção de água do caso 3 e caso 4	54
Figura 38 – Comparação da produção de óleo de cada poço do caso 3 com o caso 4 .	55
Figura 39 – Comparação da produção de água de cada poço do caso 3 com o caso 4 .	55
Figura 40 – BHP da pressão de injetores do caso 3 com o caso 2	56

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Elementos utilizados na simulação	23
Tabela 2 – Dados de recuperação de cada poço do caso 1	30
Tabela 3 – Dados de recuperação de cada poço do caso 2	35
Tabela 4 – Tabela de dados do caso 3	40
Tabela 5 – Tabela de dados do caso 4	45
Tabela 6 – Tabela comparativa dos valores NPV e recuperação do campo	50

Lista de Abreviaturas e Siglas

BHP	Bottom Hole Pressure	29
BSW	Basic Sediment and Water	51
CAE	Computer-Aided Engineering	19
EOR	Enhanced oil recovery	15
ESSS	Engineering Simulation And Scientific Software	19
MNPV	Modified Net Present Value	25
NPV	Net Present Value	17
OPM	Open Porous Media	18
OPR	Oil Product Rate	29
PVT	Tabelas de pressão, volume e temperatura	23
WCT	Water Cut Threshold	26
WPR	Water Product Rate	29

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	15
1.1.1	Reservatório Brugge	16
1.2	Fundamentação Téorica	17
1.2.1	Tipos de Recuperação	17
1.2.2	Referências do Mercado de Simuladores de Petróleo	18
1.2.3	Ferramentas Comerciais para Reservatórios	18
1.2.4	Motivos da otimização de injeção de água	19
2	METODOLOGIA	20
2.1	Metodologia aplicada	20
2.1.1	Ambiente de Trabalho	20
2.1.2	Eclipse	21
2.1.3	Ferramentas da ESSS	21
2.1.3.1	Biblioteca Storms	21
2.1.3.2	Visualizador Kraken	22
2.1.4	Ferramenta usada analisar dados	22
2.1.5	Reservatório Brugge	22
2.1.5.1	Descrição geológica do Campo Brugge	23
2.1.5.2	Descrição do modelo do reservatório Brugge	23
2.1.6	Função objetivo - NPV	24
2.1.6.1	Função objetivo modificada	25
2.1.7	Razão limite de óleo/água	26
2.1.8	Tipos regime de simulações escolhidas	26
2.1.8.1	Produção primária	26
2.1.8.2	Produção secundária	26
2.1.8.3	Produção secundária - método reativo	26
2.1.8.4	Produção secundária - método simplex	27
3	RESULTADOS	29
3.1	Descrição dos Resultados	29
3.2	Resultados gerais	29
3.2.1	Caso 1 - Recuperação primária por 30 anos	29
3.2.2	Caso 2 - Recuperação secundária Injeção no máximo por 30 anos	35
3.2.3	Caso 3 - Recuperação secundária com o regime de controle reativo do reservatório por 30 anos	40

3.2.4	Caso 4 - Recuperação secundária com o regime de controle simplex do reservatório por 30 anos	45
3.3	Comparação de casos	50
3.3.1	Comparação de poços	51
3.3.2	Comparação com do caso 3 com o caso 4	56
4	CONCLUSÕES	58
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICES	62
	APÊNDICE A - CÓDIGOS DE PROGRAMAÇÃO	63
A.1	Arquivos utilizados na simulação	63

1 Introdução

1.1 Motivação

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021), a matriz elétrica mundial é composta por 80,9% de energia advinda de geradores que utilizam combustíveis fósseis, dados do ano de 2019. Os Estados Unidos da América (USA) utilizaram 0,552 bilhões de metros cúbicos de gasolina em 2021 (EIA (2022)) e a União Europeia utilizou 0,112 bilhões de metros cúbicos de gasolina em 2021 (THEGLOBALECONOMY, 2022). A transição para redes elétricas renováveis ou limpas devido a esse fato se torna próxima com o crescimento exponencial da mesma (JAEGAR, 2021). No entanto, durante esse período de transição, será imprescindível a utilização de fontes de energia fóssil.

A reportagem de Portilho (2011) menciona o fato de que as reservas globais de petróleo seriam suficientes até o ano 2051, contudo não consigna as técnicas de recuperação de petróleo. Os estudos de Raziaperchikolaee, Pasumarti e Mishra (2020) citam que com o enhanced oil recovery de petróleo (EOR) se pode aumentar a recuperação de poços petrolíferos de 20% de óleo original no reservatório para 55,4%, um aumento que permite estender a vida de campos petrolíferos por anos e suprir a demanda mundial nesse período de transição de matrizes energéticas.

Conforme apresentado em David et al. (2017), o EOR geralmente apresenta uma recuperação média de 66,7% do óleo residual do reservatório, mostrando como reservatórios maduros podem ainda ter grande potencial para a produção de petróleo.

As energias renováveis apresentam desafios por si só devido tanto ao grande custo de construções de hidrelétricas e sua dependência com o regime fluvial, como da intermitência diária da geração de energia solar e eólica. Quanto à questão de armazenamento de energia elétrica - tópico de muita pesquisa com diversas maneiras de armazenamento (KOUSKSOU et al., 2014) - existe a possibilidade da prevalência da energia gerada por combustíveis fósseis na rede como apoio diário ou emergencial decorrente da natureza inconstante das energias renováveis.

O artigo de Wang e Mohanty (2015) analisa diferentes trabalhos que relatam que a extração de petróleo só chega a recuperar aproximadamente até dois terços do óleo dos reservatórios. Esse ambiente cria a possibilidade de estudos para a melhora da recuperação secundária.

1.1.1 Reservatório Brugge

O workshop em que nasceu os dois reservatórios sintéticos Brugge foi proposto especificamente para o teste de ferramentas de otimização e ferramentas de calibração de modelo, em conjunto, com ênfase em atuar em malha fechada no reservatório. Neste workshop, dos dois modelos de reservatório apresentados, os participantes tiveram acesso exclusivamente ao modelo mais simples do reservatório Brugge, que neste trabalho denominarei de modelo 1. O outro reservatório, que denominarei de modelo 2, é um reservatório mais complexo sendo que os participantes só tiveram acesso aos resultados de produção.

Os dois modelos apresentam os mesmos números de poços, posições dos poços e restrições de produção, mas apresentam diferentes números de células, valores de porosidade e outros detalhes. O artigo (PETERS; ARTS et al., 2010) é o principal artigo que cita os resultados dos participantes do workshop e faz comparações entre eles. Esse artigo dá ênfase em como essas ferramentas precisam estar funcionando da melhor maneira possível para se obter o melhor NPV esperado e o NPV obtido, sendo o NPV esperado, o NPV do modelo 1 e o NPV obtido o do modelo 2.

Este mesmo artigo mostra um exemplo de técnica, a malha fechada utilizando conjuntos, que permitiu achar parâmetros de simulação com 1% de erro de NPV da simulação do modelo 2 em relação ao modelo 1. Com essas duas ferramentas em estado ótimo é possível rodar o reservatório em malha fechada.

Com as duas ferramentas funcionando da melhor forma possível, pode se identificar: os melhores parâmetros de injeção e produção, posição de poços, de se ter um reservatório virtual o mais próximo do real e da possibilidade de rodar o reservatório em malha fechada, conforme exemplificado na figura abaixo.

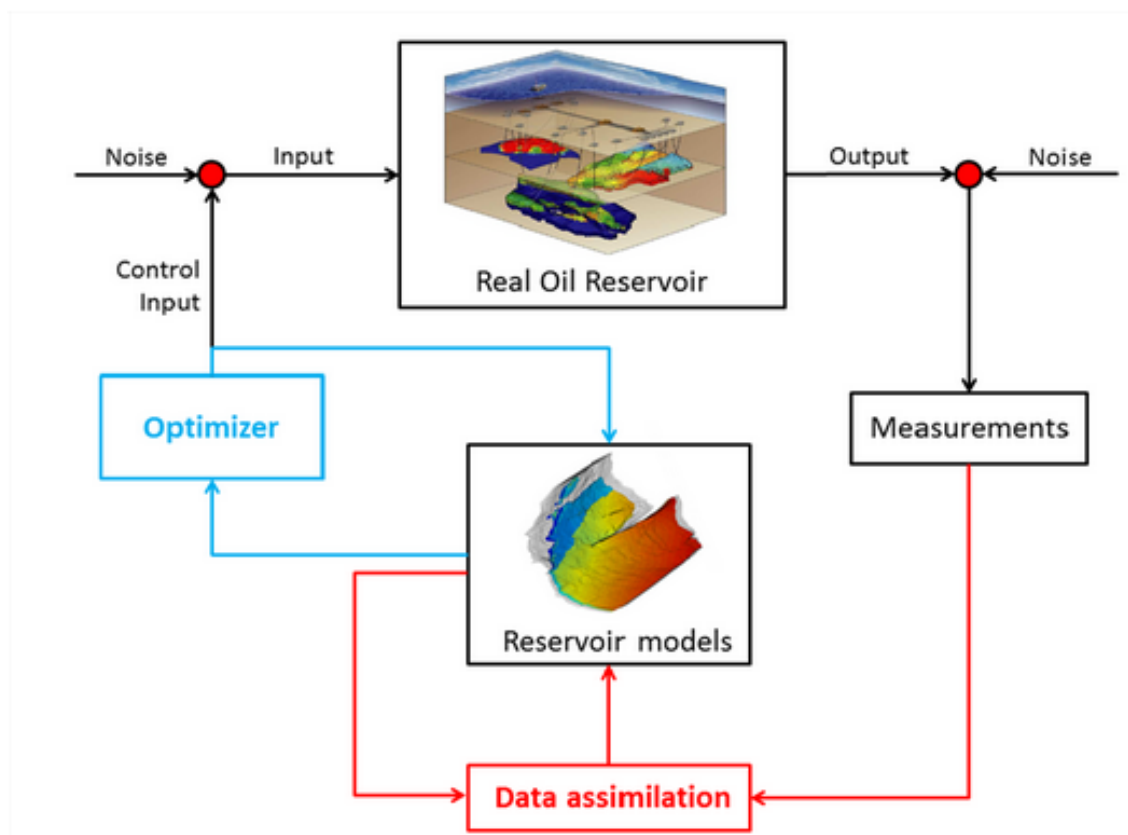


Figura 1 – Exemplificação da malha fechada

Fonte: (LORENTZEN; SHAFIEIRAD; NAEVDAL, 2009)

A Malha fechada em recuperação de petróleo tem o intuito de atuar no reservatório, coletando os dados de produção por um período de tempo para a melhora do modelo de simulação e utilizar o otimizador sobre o NPV do campo para a determinar as restrições de produção no campo produtor.

1.2 Fundamentação Teórica

1.2.1 Tipos de Recuperação

A recuperação de petróleo apresenta três etapas/tipos: recuperação primária, recuperação secundária e recuperação terciária ou avançada.

A recuperação de petróleo primária é definida como a recuperação primária relacionada aos reservatórios que utilizam da energia natural disponível para extrair o petróleo para a superfície, (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2009).

Apesar de bastante utilizada, a produção obtida pelo uso de estratégias de recuperação primária tende a cair com o tempo, o que se faz necessário utilizar outras técnicas para manter ou aumentar a produção.

A recuperação secundária de petróleo é definida como uma suplementação de energia para aumentar ou manter a recuperação de petróleo na mesma quantidade. Na etapa de recuperação secundária de petróleo o poço ainda não é considerado maduro e a injeção de fluidos podem ser: água, gás ou gás carbônico (CO₂).

A recuperação terciária de petróleo ou recuperação avançada de petróleo, (do inglês, *enhanced oil recovery*) (EOR), é definida como a injeção de componentes os quais não estavam inicialmente presentes em reservatórios com intuito de aumentar a produção de petróleo de campos que já passaram pela recuperação primária e secundária. Os métodos EOR podem ser divididos em diversas categorias: métodos térmicos (BEALESSIO et al., 2021), métodos miscíveis (KUMAR et al., 2022), métodos químicos (RODRIGUES, 2013) e outros métodos não convencionais (métodos microbiológicos (NURYADI et al., 2011), ondas eletromagnéticas (ANDRADE NETO, 2016) e etc.)

1.2.2 Referências do Mercado de Simuladores de Petróleo

A Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE) começou como um comitê do instituto de mineração americano no começo dos 1900s, e cresceu para se tornar uma sociedade independente, global e sem fins lucrativos com mais de 124800 membros em 134 países. Sendo uma sociedade que gerou e mantém diversos testes de referência para a comparação de ferramentas de otimização de recuperação de petróleo, calibração de modelo e muitas outras tecnologias para os pesquisadores de petróleo e o mercado mundial de petróleo. Muitos exemplos de referência como o SPE1, SPE5, SPE9, o Brugge, entre outros, são considerados clássicos para os testes de implementações de otimização de recuperação de petróleo.

1.2.3 Ferramentas Comerciais para Reservatórios

Dentre as ferramentas na área de pesquisa em recuperação de petróleo, a simulação de reservatórios se destaca. Os simuladores permitem realizar testes com diversos parâmetros, os quais, na vida real, não seriam repetíveis ou economicamente viáveis devido ao grande aporte financeiro que um reservatório demanda e pode resultar; logo, reservatórios experimentais são relativamente raros. A simulação em recuperação de petróleo viabiliza o estudo por meio do método científico. O simulador OPM e o ECLIPSE são simuladores de reservatórios por elementos finitos, blocos que compõem o modelo do reservatório, podendo ter diversos parâmetros configurados, como porosidade e transmissibilidade nos três eixos. Além disso permite a criação de diversos fluidos, podendo ter simulações miscíveis ou não miscíveis.

A ESSS - Software de Simulação de Engenharia e Científica - é uma empresa multinacional brasileira sediada em Florianópolis, Santa Catarina. A empresa disponibiliza ao mercado diversas ferramentas avançadas de Computer-Aided Engineering (CAE), em áreas de fluidodinâmica, análise estrutural, eletromagnética e multifísica. Bem como a

personalização de desenvolvimento de programas para cada cliente.

O Mestre Emanuel Freitas junto com o professor Doutor Eugênio Libório Fortaleza e a equipe de pesquisa, desenvolveram uma ferramenta agora mantida pela ESSS para a otimização de parâmetros na produção de petróleo, tendo a possibilidade de ser usada em qualquer reservatório e permitindo achar com foco o melhor net product value (NPV), aumentando o possível lucro na exploração de petróleo.

O NPV é muito utilizado para a produção de petróleo, pois possibilita o cálculo aproximado do valor monetário que pode ser obtido do reservatório. É uma equação simples que calcula o somatório do custo de injeção, com a quantidade de petróleo produzida e o custo da separação de fluidos. Caso o poço produtor esteja produzindo mais água ou gás que petróleo de uma maneira que não é economicamente viável, o poço será fechado.

1.2.4 Motivos da otimização de injeção de água

David et al. (2017) demonstram um comparativo de diversos métodos de recuperações em um reservatório, sendo dois métodos de recuperação secundária e um de recuperação terciária. Os 5 casos são: injeção contínua de água, injeção de gás, injeção de WAG(1:1), injeção de WAG(1:2), injeção de WAG(2:1). Dentre os regimes de injeção, o que teve a maior recuperação foi a injeção de água, resultado inesperado, pois uma recuperação terciária deveria ter uma produção maior do que a recuperação secundária. Dentre as explicações possíveis teoriza-se que, devido ao campo não estar maduro, o WAG não estaria funcionando em sua condição ideal. O WAG é utilizado para recuperar petróleo após o campo não ser mais economicamente viável para a recuperação secundária.

A pesquisa mostra que a otimização de injeção água é uma parte essencial das etapas de recuperação de petróleo, possibilitando o amadurecimento do campo.

2 Metodologia

2.1 Metodologia aplicada

O objetivo dessa pesquisa é a otimização da produção de petróleo no campo Brugge utilizando o NPV como função objetivo com diferentes restrições. Mais precisamente será utilizado o simulador Schlumberger Eclipse para as simulações e para os casos de otimização serão avaliados 4 casos: (i) o caso de produção primária, (ii) o caso em que o reservatório utilizará os injetores de água na pressão máxima, (iii) o caso de otimização utilizando o método reativo, e (iv) o caso de otimização utilizando o método simplex.

O Schlumberger Eclipse simulator é utilizado no mercado para simulações de alta confiança, implementada para determinação de parâmetros de reservatórios reais. O reservatório principal a ser utilizado será o Brugge, modelo 1, um reservatório sintético que devido a suas características, alto grau de complexidade e baixo custo computacional, é um bom desafio para otimização, além de ser considerado um bom caso de estudo para simulações (PETERS; CHEN et al., 2013).

Nesse estudo serão feitas 4 simulações de recuperação de petróleo, com parâmetros quase opostos, para tentar abranger e analisar as diversas possibilidades, todas utilizando o Brugge como reservatório devido às suas versatilidades, dentre as quais temos: referência acadêmica, alta complexidade para ser melhorado sem auxílio de ferramentas avançadas pelo número de parâmetros e baixo custo computacional pelo tamanho médio (PETERS; CHEN et al., 2013).

2.1.1 Ambiente de Trabalho

Para executar as simulações foi utilizado o super computador Artificial Intelligence RSB Integrated System (AIRIS), agilizando o processo, tanto pela velocidade de execução das simulações quanto pela possibilidade de enfileirar os processos e por não utilizar o processamento do computador pessoal, permitindo a continuação da configuração de outras simulações sem disputa de recursos.

No AIRIS foram utilizados 32 processadores no intuito de acelerar as simulações, ainda que só fossem processadas até duas simulações de eclipse por vez, decorrente do número máximo de licenças autorizadas para a pesquisa.

A interface utilizada para mover e configurar os arquivos no AIRIS foi o programa Visual Studio Code, uma IDE de programação que, com os plugins de SSH, de ECLIPSE, python e outros, permitiu maior fluidez no trabalho.

2.1.2 Eclipse

O Schlumberger Eclipse simulator é um simulador referência na indústria e no mercado de simuladores de reservatórios, oferecendo o mais completo e compreensivo conjunto de soluções numéricas para uma predição rápida e acurada do comportamento dinâmico de todos os tipos de reservatório e desenvolvimento de planos e operações, além de ter mais de 30 anos de desenvolvimento contínuo de *software* e inovação. (ECLIPSE, 2013)

O Eclipse permite simular casos de recuperação primária, secundária e diversos tipos de recuperação avançada em qualquer topologia de reservatório; permite fazer simulações de *black-oil*; simulação composicional com três fluidos; simulação com recuperação térmica; ou recuperação avançada química.

Neste trabalho será utilizado o modo E100 do eclipse, o simulador de óleo pesado, para a simulação dos casos. No E100, é assumido que a composição do óleo e do gás não muda com a pressão ou com o tempo. O caso do campo Brugge foi criado com a utilização do E100, sendo os únicos fluidos presentes são óleo e água.

O Eclipse E100 utiliza um solver implícito e para a simulação da dinâmica dos fluidos nso eixos xyz, o E100 utiliza a equação de Darcy, uma equação que permite o cálculo do fluxo de um fluido em um meio poroso.

$$q = KA \frac{h1 - h2}{\Delta L} \quad (2.1)$$

Sendo na q o fluxo do fluido calculado, $h1 - h2$ a diferença de altura ou pressão dos pontos analisados, ΔL a distância entre os dois pontos analisados, A a área do fluxo do fluido, e K o valor de transmissibilidade.

A simulação é executada com os seguintes passos em um passo de tempo:

1. Primeiro é resolvido a diferença de pressão em cada direção;
2. Segundo é calculado a constante K , que leva em conta permeabilidade relativa, porosidade e outras características físicas do meio e do fluido;
3. Terceiro é resolvido a velocidade de Darcy do fluido;
4. Computados a diferenças é feito outro passo de tempo.

2.1.3 Ferramentas da ESSS

2.1.3.1 Biblioteca Storms

A biblioteca Storms da ESSS foi a ferramenta para a otimização, com a linguagem python foi possível interagir com os arquivos .DATA do simulador eclipse, este arquivo apresenta os dados dos reservatório a ser simulado.

Para a utilização da biblioteca da ESSS são necessário 3 arquivos.

Um arquivo `.yaml`, geralmente chamado `yamlMaster`, que está configurado para chamar o simulador que será utilizado no caso. Outro arquivo `yaml`, nos quais estará presente o modo de simulação, restrições e parâmetros de cálculo de NPV. E um arquivo `.py` que chamará o `yamlMaster`, o `yaml` de restrições e o arquivo `.DATA`.

2.1.3.2 Visualizador Kraken

O visualizador Kraken é uma ferramenta que permite a inspeção dos resultados da simulação do reservatório que possui uma API de python, facilitando a leitura dos dados do resultados do simulador eclipse.

Nesse trabalho o visualizador foi utilizado para a observação das características do reservatório, além de ser necessário para a utilização da biblioteca Storms.

2.1.4 Ferramenta usada analisar dados

O MATLAB, uma linguagem de programação e ambiente de computação numérica criada pela MathWorks, foi utilizada para a análise de dados e para gerar os gráficos desse relatório. A ferramenta foi utilizada devido a biblioteca Storms gerar dados de saída no formato `.mat`, o formato feito para a leitura com o MATLAB. Além de ser uma linguagem e ambiente de programação com muitos alunos já com fluência, pois a linguagem é muito usada na faculdade de tecnologia.

2.1.5 Reservatório Brugge

O Reservatório Brugge surgiu em um workshop em Brugge, Bélgica, com objetivo de avaliar a calibração de modelo e a otimização de produção de petróleo por injeção de água. O intuito era de avaliar os dois métodos, sendo um reservatório sintético que imita condições reais de dados de um reservatório real, permitindo uma avaliação do planejamento de recuperação de petróleo em malha fechada.

O motivo de escolha do reservatório Brugge para a simulação decorre da longa vida de produção e do número de poços, o que permite a melhor visualização dos efeitos dos métodos que serão testados.

Tendo em vista que os dados de NPV obtidos no artigo (PETERS; CHEN et al., 2013), foram de 104 realizações de reservatórios do modelo 1 e uma realização do modelo 2, e que as realizações do reservatório do modelo 1 sofreram modificações da calibração de modelo pelos dados de produção do modelo 2, não será feita a comparação com os resultados do artigo citado.

As simulações programadas neste trabalho só utilizaram uma realização pois face à ocorrência de problemas com o E100, os arquivos de porosidade nos eixos X, Y e Z das outras 19 realizações apresentavam linhas com mais de 132 caracteres, acarretando erros na hora do carregamento dos arquivos para o simulador eclipse.

2.1.5.1 Descrição geológica do Campo Brugge

O modelo 1 do reservatório Brugge é um campo sintético de petróleo, construído do zero. Consiste de um domo esticado, com uma falha de borda na ponta norte e uma falha interna. O Campo possui uma dimensão de 10x3 km, com uma resolução original de uma malha de 20 milhões de células com o tamanho médio de cada célula sendo 50x50x0,25m (PETERS; ARTS et al., 2010).

O campo também possui diversas propriedades como porosidade, permeabilidade, razão de óleo por volume, saturação de água e outras propriedades geralmente medidas em campos reais.

2.1.5.2 Descrição do modelo do reservatório Brugge

O modelo 1 do reservatório possui blocos de tamanho 75x75x2.5m e um total de 327967 células ativas, com 756 milhões de barris de petróleo no reservatório, óleo subsaturado com duas fases. Referido modelo apresenta ainda 30 poços, 20 produtores e 10 injetores. Com máximo valor de fluxo de 2000 barris por poço por dia inicialmente, podendo produzir 3000 barris por poço por dia depois de 10 anos e poços inteligentes. Na tabela 1 constam os dados inicialmente providos para a simulação do campo Brugge.

Tabela 1 – Elementos utilizados na simulação

Inicialização	170 bars na profundidade 1700 metros
Água livre	1678 metros
Compressibilidade de poros	$3.5 * 10^{-6} / \text{psi}$
Produtor	50 BHP
Injetor	635 m ³ /dia
Valor do óleo	80 \$/barril
Valor da água(injeção e produção)	10 \$/barril

As tabelas de pressão, volume e temperatura (PVT), pressão capilar, permeabilidade relativa, multiplicador de falhas, restrições de poços estão no anexo A do Peters, Arts et al. (2010)

de petróleo e pode indicar se o projeto de investimento é lucrativo, sendo uma função que considera o valor do aporte financeiro no tempo. A função MNPV faz um balanço entre lucro e degradação do reservatório (FORTALEZA; SANCHEZ et al., 2022), permitindo que, para uma estratégia com foco em médios prazos, seja um ótimo avaliador para a otimização de recuperação de petróleo, o que permite uma busca de otimização de produção que não prejudicará tanto a vida média dos poços.

$$NPV = \sum_{n=1}^{N_t} \left\{ \frac{\Delta t_n}{(1+b)^{t_n}} \left[\sum_{j=1}^{N_p} (r_o q_{o,j}^{-n} + r_g q_{g,j}^{-n} + c_w q_{w,j}^{-n}) - \sum_{k=1}^{N_i} (c_{wi} q_{wi,k}^{-n} + c_{gi} q_{gi,k}^{-n}) \right] \right\} \quad (2.2)$$

Na equação 2.2, temos que N_t é o numero de passos, t_n o tempo que passou em dias do passo n ; Δt_n é o n passo desde o começo da simulação. b é a taxa de juros anual. Sendo N_p e N_i o numero de poços produtores e injetores no reservatório. r_o , r_g e r_w sendo o preço do óleo, o preço do gás e o preço da produção de água produzida pelo poço respectivamente, e $q_{o,j}$ a quantidade de óleo produzida, $q_{g,j}$ a quantidade de água produzida e a quantidade de água produzida por dado poço no período n com c_{wi} , c_{gi} o custo de injeção de água e gás e $q_{wi,k}$, $q_{gi,k}$ a quantidade água e gás injetada. Nesse caso como não existe a presença de gás no reservatório, os termos do calculo do NPV em relação a produção e injeção de gás serão descartados.

2.1.6.1 Função objetivo modificada

A função objetivo modificada introduz no NPV parâmetros físicos no cálculo do NPV, levando em conta a saturação de água, ou a "saúde" do poço (BARROSO NETO et al., 2022).

$$C_F(t,P) = \sum_{j=1}^{N_p} (r_o q(t)_{o,P} - c_w q(t)_{w,P}) - \frac{1}{N_P} \sum_{k=1}^{N_i} (c_{wi} q_{wi,k}) \quad (2.3)$$

Dessa maneira o NPV pode ser escrito como:

$$NPV(t,P) = \int_{t_0}^{t_f} C_F(t,P) dt \quad (2.4)$$

Sendo t_0 e t_f os instantes de tempo inicial e final até o fechamento do poço respectivamente. Com a mudança na variável de integração, usada na equação 2.4, em relação a saturação da água no poço é necessário adicionar o termo ϵ para prevenir erro por uma divisão muito pequena mas também dar relevância nas variações das frações de óleo na função MNPV (FORTALEZA; NETO; MIRANDA, 2020).

$$MNPV(s,P) = \int_{s_0}^{s_f} \frac{C_F(s,P)}{ds/dt + \epsilon} \quad (2.5)$$

2.1.7 Razão limite de óleo/água

Utilizando os dados do campo Brugge, se calculou o valor de máximo water cut (WCT), a percentagem máxima de água que o poço produtor pode produzir sem obter prejuízo econômico.

$$r_o * (1 - X) - r_w * (X) = 0 \quad (2.6)$$

A equação 2.6 mostra a razão de água limite para que o poço produza 0 reais com a recuperação de petróleo. Sendo r_o o preço do óleo, r_w o preço da água e X a razão de água máxima. Isolando X e substituindo r_o por 80 dólares e r_w por 10 dólares, assumindo que a maior parte da água produzida é da água injetada, obteremos:

$$\begin{aligned} 80 - 80 * X - 10 * X &= 0 \\ -90X &= -80 \\ X &= 80/90 = 0,8888 \end{aligned} \quad (2.7)$$

No simulador eclipse foi programado o WCT máximo para 88%, devido ao fato que o eclipse só fecha o poço produtor após o comando de produção junto com a biblioteca Storms da ESSS.

2.1.8 Tipos regime de simulações escolhidas

2.1.8.1 Produção primária

Utilizando o eclipse e o .DATA do campo Brugge simulou-se a recuperação primária, colocando todos os poços injetores fechados por 30 anos, como um dos casos da otimização de produção de petróleo utilizando função objetivo. Não foram utilizados poços com 3 completações, permitindo a comparação do NPV e outros parâmetros com as outras simulações realizadas neste estudo. As restrições utilizadas foram uma produção sem vazão máxima e com pressão mínima de fundo do poço (BHP), mínima de 50 bars, com injeção de água em zero m^3 por dia.

2.1.8.2 Produção secundária

O caso 2 utilizou o simulador eclipse com os poços de injeção no máximo pela tabela 1 por 30 anos. As restrições utilizadas foram poços de produção sem vazão máxima e com BHP mínima de 50 bars, com injeção de água em 635,95 m^3 por dia.

2.1.8.3 Produção secundária - método reativo

O caso 3 utilizou o simulador eclipse e a biblioteca da storms ESSS para melhorar o NPV da simulação e colocou a técnica de controle reativo na recuperação secundária do campo Brugge.

A técnica de controle reativo analisa a cada final de ciclo de controle se a taxa de produção de água de um dado poço não foi maior que a permitida, pois se a taxa ultrapassar o valor permitido o poço será fechado. Sem utilizar poços com 3 completações, com o modelo 1 do Brugge, permitindo a comparação do NPV com as simulações realizadas. As restrições utilizadas foram uma produção sem vazão máxima e com BHP mínima de 50 bars, com injeção de água em $635,95 m^3$ por dia, com taxa máxima de água de 88%.

2.1.8.4 Produção secundária - método simplex

O caso 4 utilizou o eclipse e a biblioteca da storms da ESSS para otimizar a recuperação de petróleo pelo parâmetro do MNPV com o método simplex. Não foram utilizados poços com 3 completações, com o modelo disponibilizado do brugge, permitindo a comparação do NPV com as simulações realizadas.

O método simplex realiza a otimização do reservatório em torno do MNPV utilizando uma procura de restrições ótimas em uma árvore simplificada de resultados de recuperação do reservatório.

A otimização pelo método simplex utiliza uma técnica de procura do maior gradiente do MNPV de maneira estocástica (FORTALEZA; SANCHEZ et al., 2022). Sobre as restrições impostas nos produtores e injetores são feitas variações das restrições e todas são simuladas. A procura do melhor caso de MNPV é feita em vista do médio período de tempo, utilizando uma técnica que simula 20% da vida útil prevista do reservatório e seleciona o começo do caminho de melhor MNPV para evitar rotas da árvore de escolha que possibilitem um ótimo retorno em curto prazo mas estraguem o poço em longo prazo. Sendo as variações aplicadas em degraus a cada passo de tempo em cada um dos poços injetores e produtores.

Na figura 4 exemplifica como é feita a escolha do caminho, sendo por exemplo simulado em um caso simples com somente uma variação de restrição. O caminho de maior MNPV é escolhido contudo somente até o ponto 2 para se evitar cair em um nó em que os próximos filhos tenham um gradiente pequeno ou negativo de MNPV.

As restrições utilizadas foram uma produção sem vazão máxima e com BHP mínima de 50 bars e máxima de 150 bars, com injeção de água em $635,95 m^3$ por dia, com taxa máxima de água de 88%.

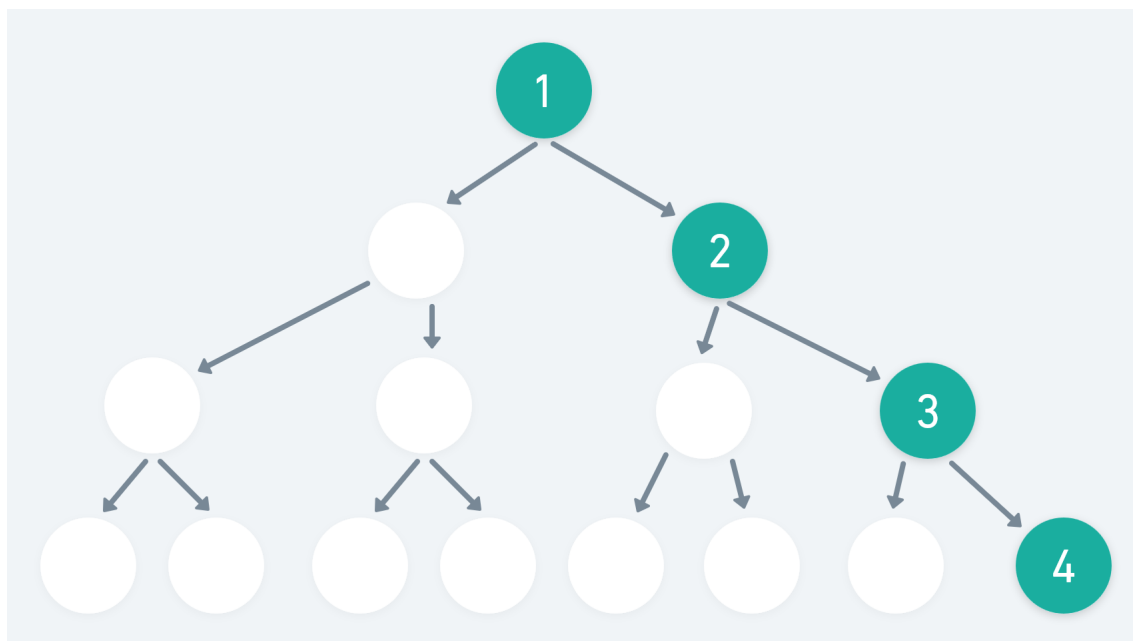


Figura 4 – Exemplificação da árvore de escolhas

Fonte: Autor próprio

3 Resultados

3.1 Descrição dos Resultados

Nesta sessão foram realizados 4 testes de maneira a avaliar o impacto da recuperação primária e recuperação secundária com métodos diferentes, os testes foram os seguintes:

O caso 1 foi simulado para mostrar qual seria o comportamento do campo em recuperação primária, mostrando a produção de água, petróleo e NPV sem a injeção de água.

O caso 2 foi simulado com o intuito de mostrar o comportamento do campo sem nenhuma automação ou coleta de dados refinada dos poços produtores, assim não importando o rendimento o poço, o poço só seria fechado quando o campo deixasse de ser economicamente viável.

O caso 3 foi simulado com uma otimização simples que caso um poço comece a produzir com uma razão de água acima da qual é economicamente viável o mesmo seria fechado, uma técnica utilizada na recuperação em diversos campos devido sua efetividade e baixo custo computacional.

O caso 4 foi simulado com o método simplex, uma otimização que gera vários caminhos de uma árvore de escolhas, cada nó com diferentes restrições de produção. Todos os nós são simulados em um período de tempo de 20% da vida do reservatório e as restrições são as de pressão mínima e a injeção máxima por dia dos poços produtores e injetores com variações em degrau das restrições. O cálculo do gradiente da função MNPV de cada caminho é feito, e o melhor caminho é escolhido, contudo somente até as restrições do nó intermediário é salvo para o próximo ciclo para se evitar um caminho no qual os todos os próximos nós tem baixa recuperação de MNPV.

3.2 Resultados gerais

Todos os 4 casos de simulações rodaram de acordo com as limitações da Tabela 1 e de acordo com as características descritas na metodologia. Nas próximas seções serão apresentados os resultados de cada uma das simulações.

3.2.1 Caso 1 - Recuperação primária por 30 anos

Os resultados do caso da simulação da recuperação de petróleo somente utilizando a energia do reservatório (recuperação primária) mostraram os seguintes valores de NPV pelo tempo, produção de petróleo pelo tempo (FOPR), produção de água pelo tempo (FWPR),

além dos dados de produção dos 3 melhores e 3 piores poços, levando em consideração a produção de óleo e água. O caso 1 apresentou um tempo médio de simulação de 1 minuto, empatado com o tempo de simulação do caso 2.

Tabela 2 – Dados de recuperação de cada poço do caso 1

Poços	OPR (m^3)	WPR (m^3)	BHP médio (bars)	tempo (anos)
Poço 1	2,1711 *1,0e+04	0,0003*1,0e+03	50	4,3
Poço 2	6,2444 *1,0e+04	0,0202 *1,0e+03	0	8,3
Poço 3	3,5468 *1,0e+04	0,0047 *1,0e+03	0	5,9
Poço 4	2,4009 *1,0e+04	0,0026 *1,0e+03	0	4,7
Poço 5	3,4706 *1,0e+04	6,0307 *1,0e+03	50	29,9
Poço 6	4,3746 *1,0e+04	0,0743 *1,0e+03	0	12,0
Poço 7	3,4151 *1,0e+04	0,0578 *1,0e+03	0	9,8
Poço 8	2,6424 *1,0e+04	0,0564 *1,0e+03	0	11,3
Poço 9	0,1487 *1,0e+04	0,0246 *1,0e+03	50	29,9
Poço 10	1,2820 *1,0e+04	0,2279 *1,0e+03	50	29,9
Poço 11	5,1560 *1,0e+04	0,9056 *1,0e+04	0	9,8
Poço 12	3,7640 *1,0e+04	2,1780 *1,0e+04	0	10,2
Poço 13	5,7844 *1,0e+04	0,7960 *1,0e+04	0	15,0
Poço 14	3,4853 *1,0e+04	0,3330 *1,0e+04	50	29,9
Poço 15	1,3065 *1,0e+04	0,6345 *1,0e+04	50	29,9
Poço 11	3,6962 *1,0e+04	0,0013 *1,0e+04	0	7,3
Poço 17	4,3204 *1,0e+04	0,0075 *1,0e+04	0	10,8
Poço 18	3,3436 *1,0e+04	2,3803 *1,0e+04	50	22,3
Poço 19	5,7354 *1,0e+04	0,0047 *1,0e+04	0	10,6
Poço 20	3,7499 *1,0e+04	2,0566 *1,0e+04	50	17,9

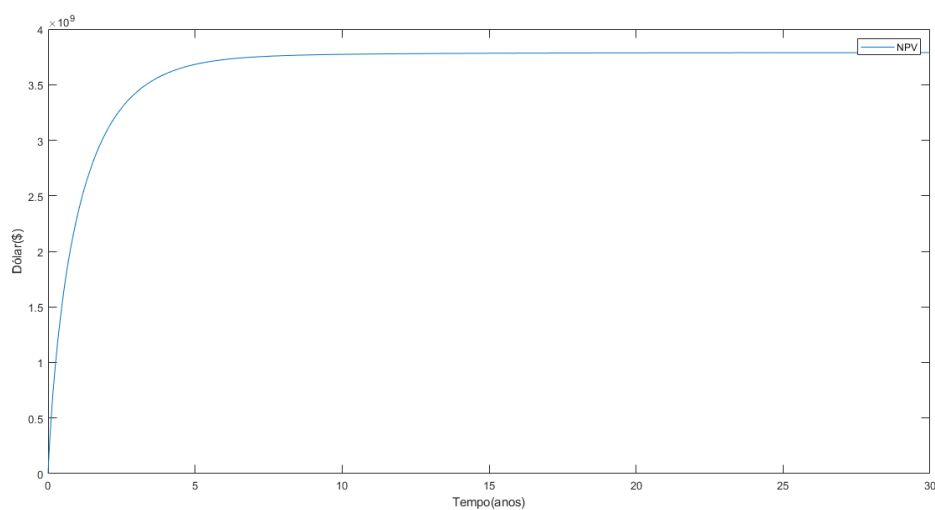


Figura 5 – NPV pelo tempo do caso 1

Fonte: autor próprio

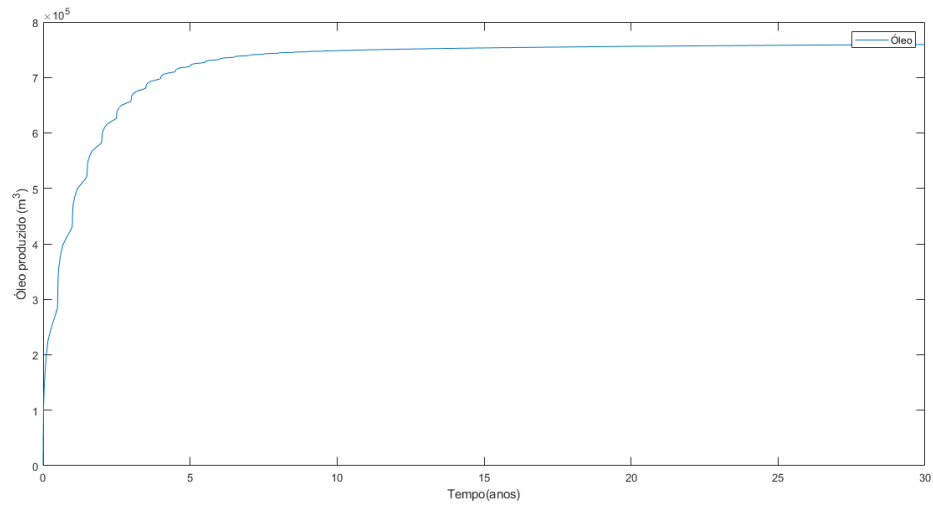


Figura 6 – Produção de óleo pelo tempo do caso 1

Fonte: autor próprio

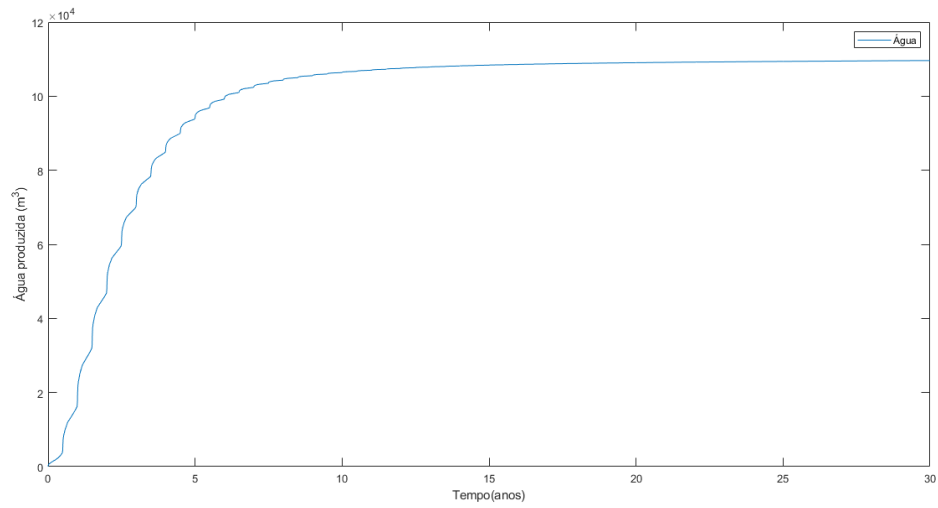


Figura 7 – Produção de água pelo tempo do caso 1

Fonte: autor próprio

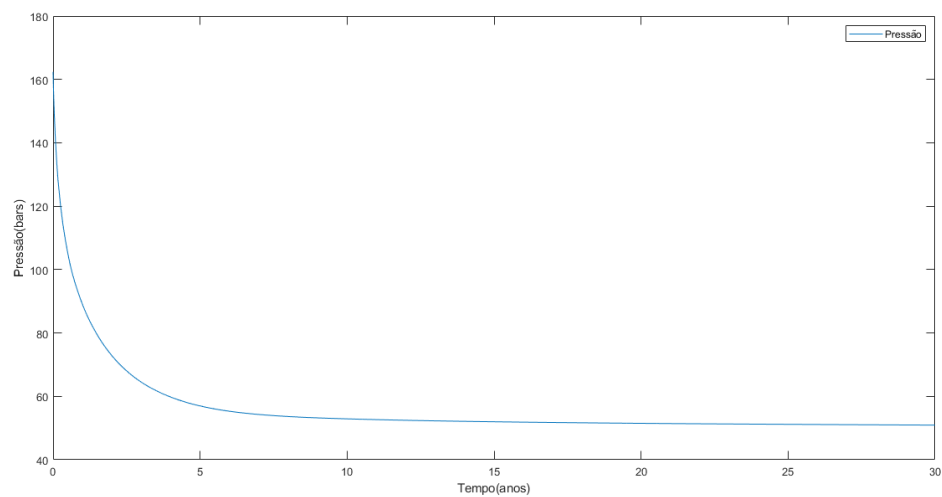
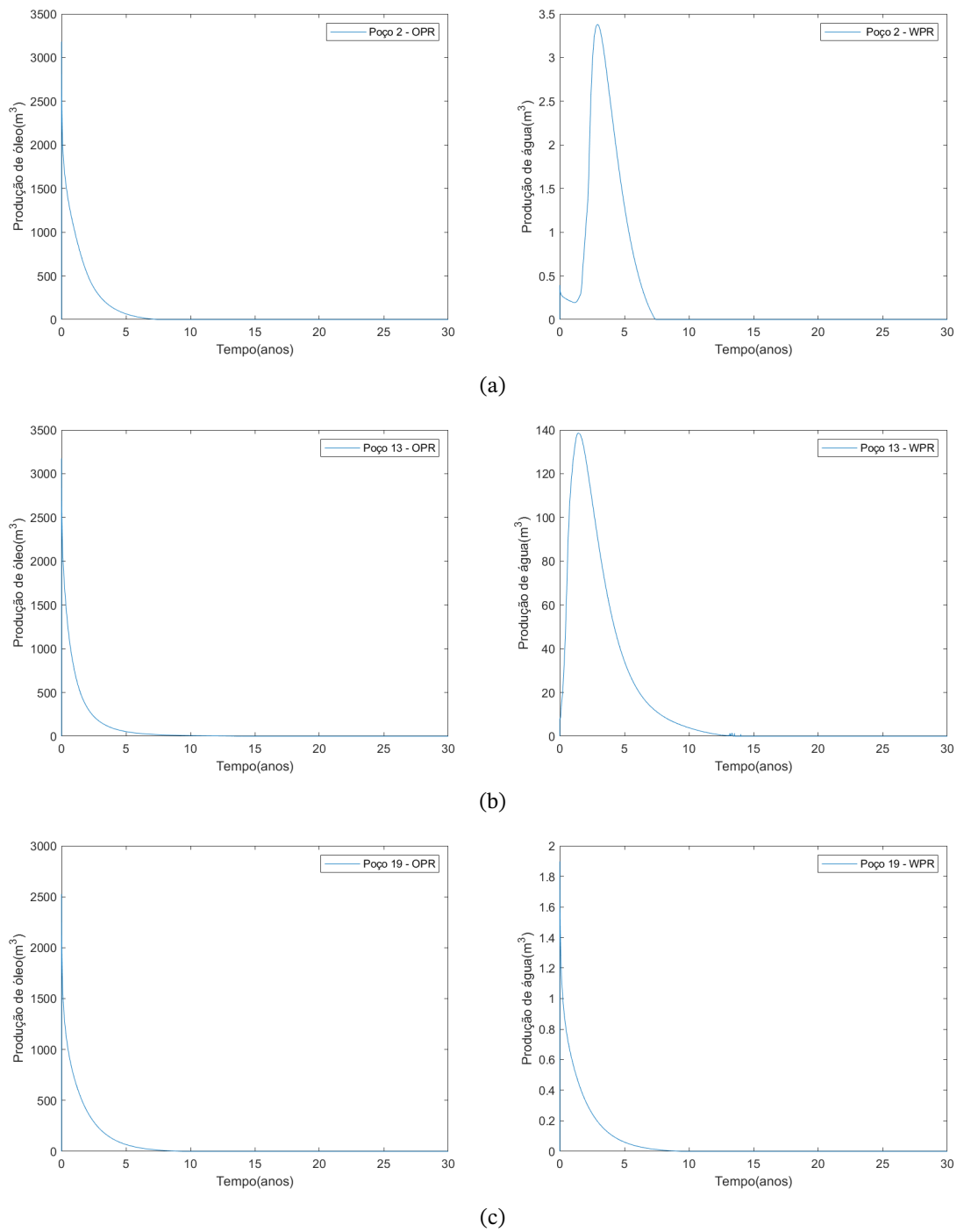


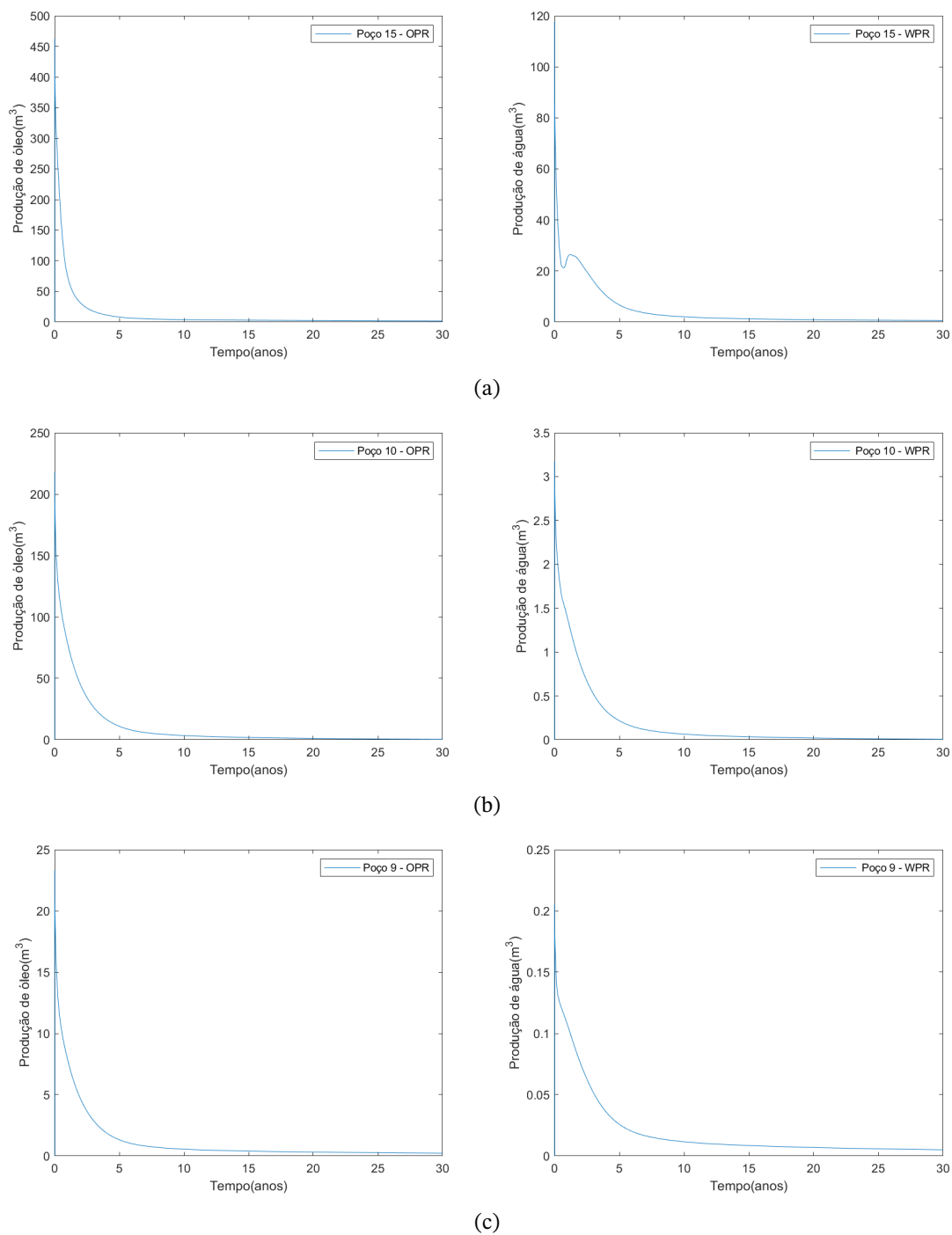
Figura 8 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 1

Fonte: autor próprio



Fonte: Autor próprio.

Figura 9 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 1



Fonte: Autor próprio.

Figura 10 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 1

O caso 1 apresentou a menor recuperação das 4 simulações, mesmo sem injeção de água apresentou produção de água devido ao aquífero presente no reservatório. Com um NPV de $3,6271 \cdot 10^9$ dólares, produção de água de $9,9475 \cdot 10^4 \text{ m}^3$ e produção de óleo de $7,0130 \cdot 10^5 \text{ m}^3$. Contudo apresentou uma vida curta de produção, com a maior parte da

produção pelos 5 primeiros anos.

A pressão do reservatório baixou a 51 bars quando a sua produção média efetivamente parou. A diminuição da produção se dá por volta dos 5 anos. A falta de injeção de água para manter a pressão do reservatório se mostrou o principal fator para aumentar a produção de óleo, exemplificando o porquê a injeção de água é uma ótima maneira de aumentar o retorno monetário da recuperação de petróleo.

3.2.2 Caso 2 - Recuperação secundária Injeção no máximo por 30 anos

Os resultados do caso da simulação da recuperação de petróleo utilizando a injeção de água para suplementar a energia do reservatório (recuperação secundária) mostraram os seguintes valores de NPV pelo tempo, produção de petróleo pelo tempo, produção de água pelo tempo, dos dados dos 3 melhores e 3 piores poços produtores. E o comportamento de pressão e injeção dos injetores do reservatório. O caso 2 apresentou um tempo médio de simulação de 1 minuto, um baixo de de simulação comparado com o caso 3.

Tabela 3 – Dados de recuperação de cada poço do caso 2

Poços	OPR (m^3)	WPR (m^3)	BHP médio (bars)	tempo (anos)
Poço 1	2,1711 *1,0e+04	0,0003*1,0e+03	50	4,3
Poço 2	6,2444 *1,0e+04	0,0202 *1,0e+03	0	8,3
Poço 3	3,5468 *1,0e+04	0,0047 *1,0e+03	0	5,9
Poço 4	2,4009 *1,0e+04	0,0026 *1,0e+03	0	4,7
Poço 5	3,4706 *1,0e+04	6,0307 *1,0e+03	50	29,9
Poço 6	4,3746 *1,0e+04	0,0743 *1,0e+03	0	12,0
Poço 7	3,4151 *1,0e+04	0,0578 *1,0e+03	0	9,8
Poço 8	2,6424 *1,0e+04	0,0564 *1,0e+03	0	11,3
Poço 9	0,1487 *1,0e+04	0,0246 *1,0e+03	50	29,9
Poço 10	1,2820 *1,0e+04	0,2279 *1,0e+03	50	29,9
Poço 11	5,1560 *1,0e+04	0,9056 *1,0e+04	0	9,8
Poço 12	3,7640 *1,0e+04	2,1780 *1,0e+04	0	10,2
Poço 13	5,7844 *1,0e+04	0,7960 *1,0e+04	0	15,0
Poço 14	3,4853 *1,0e+04	0,3330 *1,0e+04	50	29,9
Poço 15	1,3065 *1,0e+04	0,6345 *1,0e+04	50	29,9
Poço 11	3,6962 *1,0e+04	0,0013 *1,0e+04	0	7,3
Poço 17	4,3204 *1,0e+04	0,0075 *1,0e+04	0	10,8
Poço 18	3,3436 *1,0e+04	2,3803 *1,0e+04	50	22,3
Poço 19	5,7354 *1,0e+04	0,0047 *1,0e+04	0	10,6
Poço 20	3,7499 *1,0e+04	2,0566 *1,0e+04	50	17,9

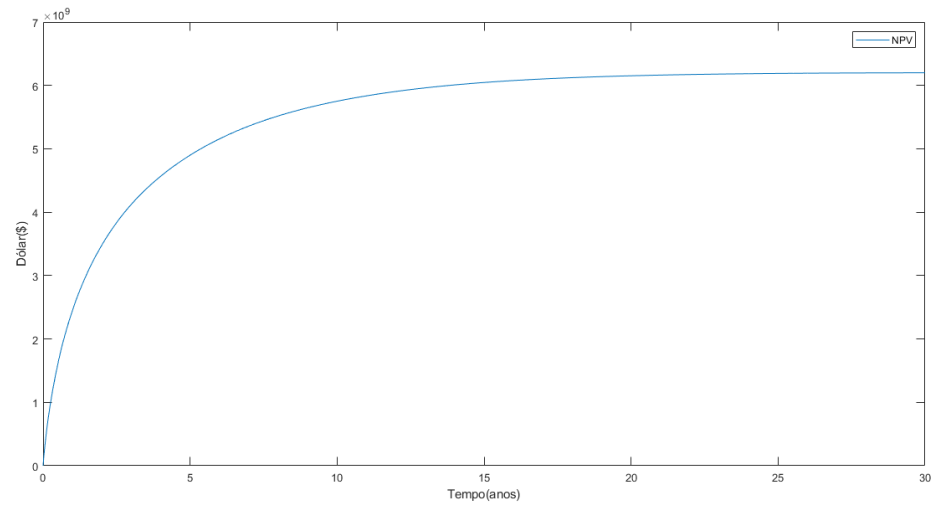


Figura 11 – NPV pelo tempo do caso 2

Fonte: autor próprio

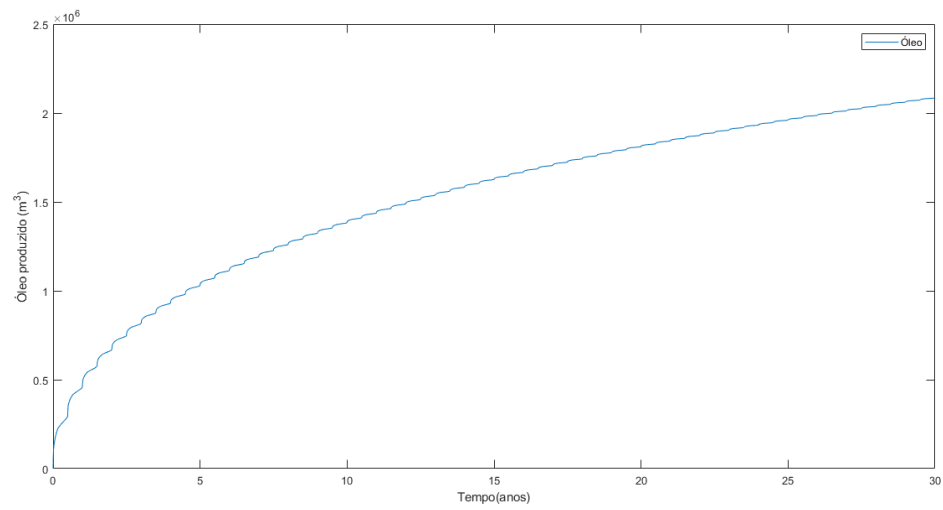


Figura 12 – Produção de óleo pelo tempo do caso 2

Fonte: autor próprio

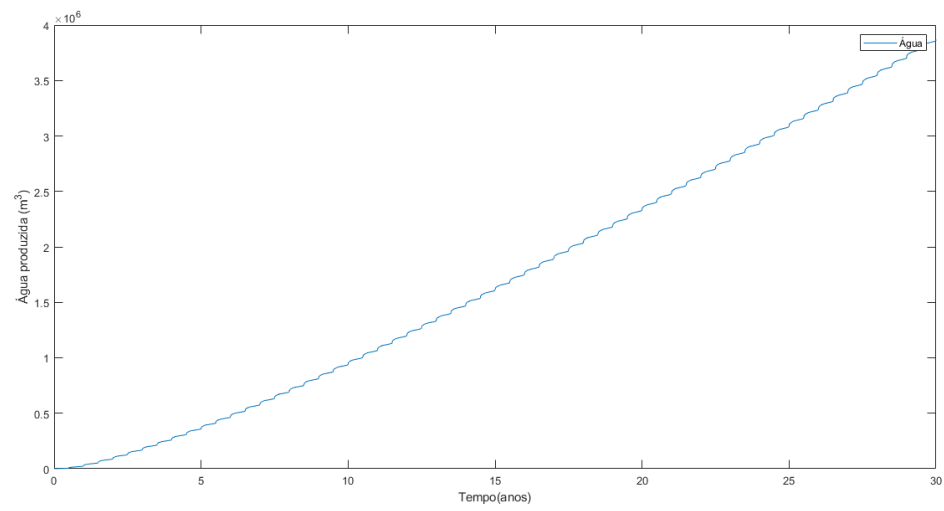


Figura 13 – Produção de água pelo tempo do caso 2

Fonte: autor próprio

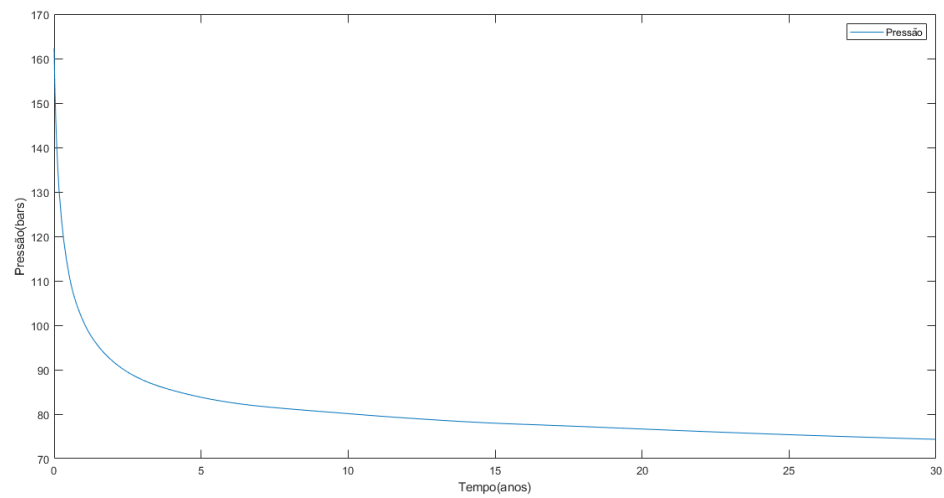
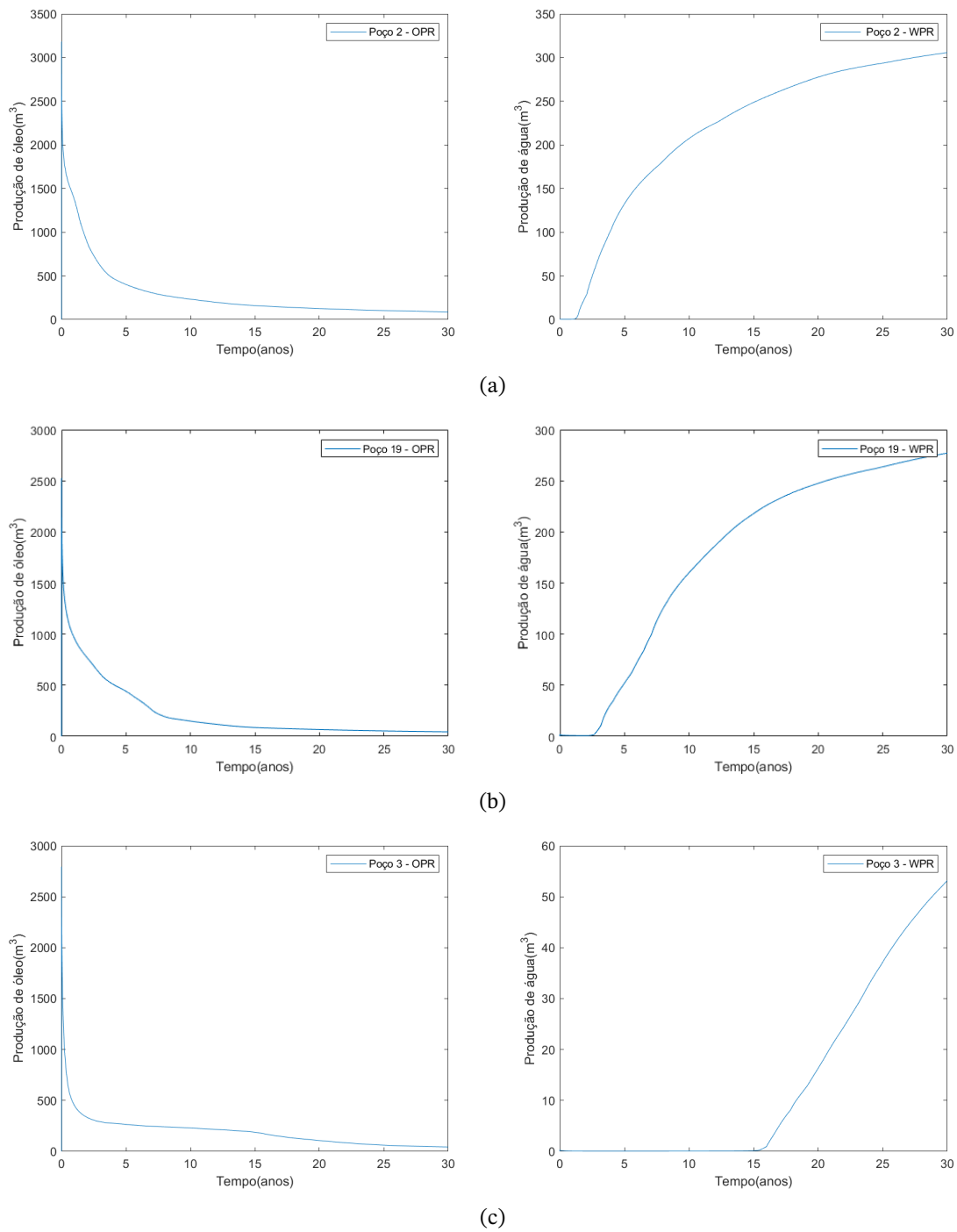


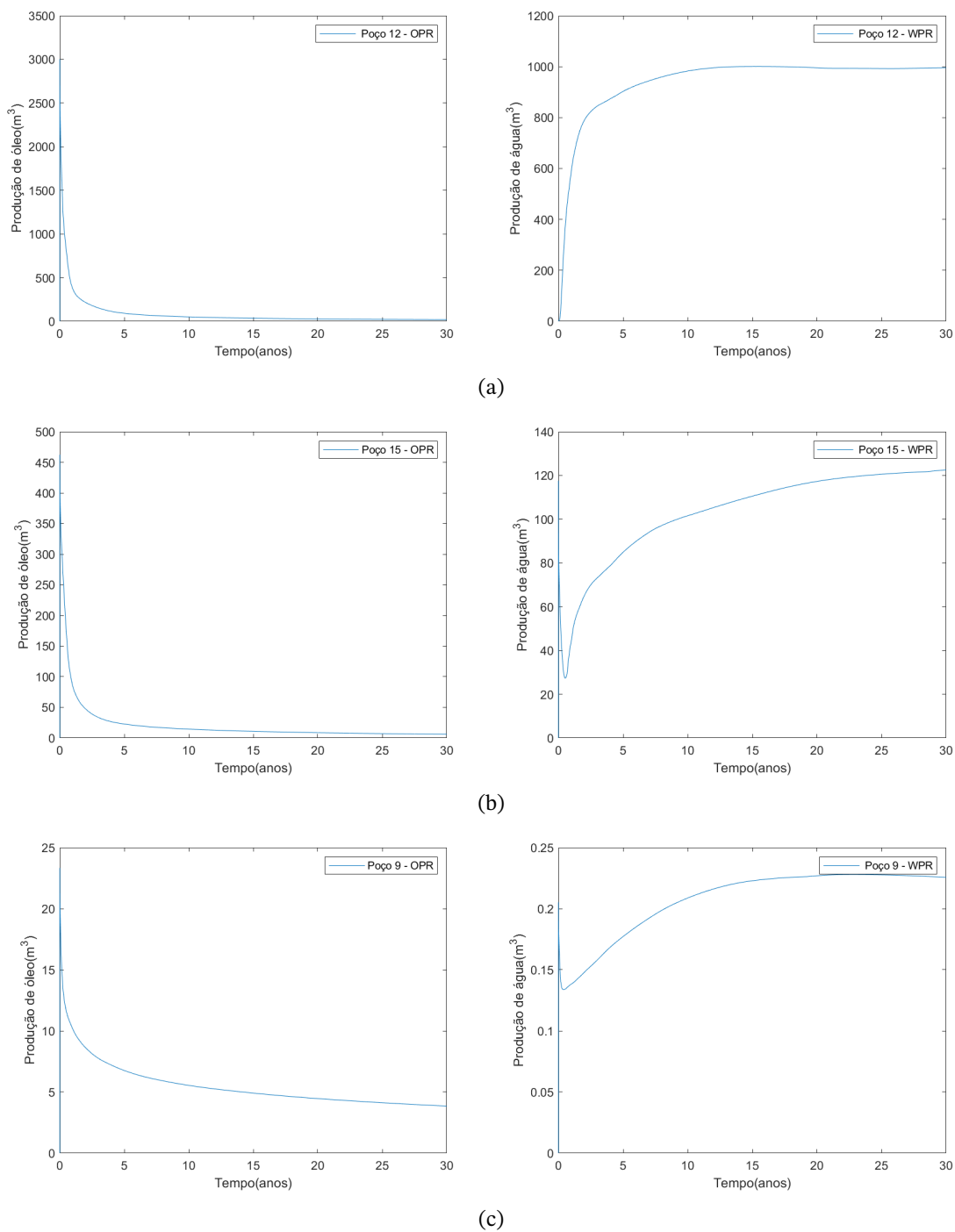
Figura 14 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 2

Fonte: autor próprio



Fonte: Autor próprio.

Figura 15 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 2



Fonte: Autor próprio.

Figura 16 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 2

O caso 2 apresentou um NPV de $6,5949 \cdot 10^9$ dólares, uma produção de óleo de $2,3565 \cdot 10^6 m^3$ e $2,3740 \cdot 10^6 m^3$, um aumento considerável do caso 1 contudo ainda pode ser melhorado a eficiência do processo de produção.

O caso 2 apresentou uma melhora de 80% no valor do NPV, mostrando a efetividade

da injeção de água para o aumento da produção. Apesar da presença de injeção de água a pressão no reservatório não subiu além de 50 bars, devido ao fato que os poços produtores não fecharam mesmo com alta produção de água. O valor configurado foi de 0.99%, assim o modelo 1 funcionaria como um reservatório em modo *open*, aberto, sem a chance de ocorrer um "chaveamento" dos campos produtores. O chaveamento pode ocorrer pois no modo *open* da biblioteca Storms, não importa os dados de produção, a simulação deve utilizar as restrições colocadas. Contudo o simulador eclipse pode fechar os poços dependendo do WCT configurado. Então a biblioteca Storms mandaria o poço produtor abrir e logo em seguida o simulador fecharia o poço.

3.2.3 Caso 3 - Recuperação secundária com o regime de controle reativo do reservatório por 30 anos

Os resultados do caso da simulação da recuperação de petróleo utilizando a injeção de água no reservatório com controle reativo, mostraram os seguintes valores de NPV pelo tempo, produção de petróleo pelo tempo, produção de água pelo tempo, dos dados dos 3 melhores e 3 piores poços produtores. E o comportamento de pressão e injeção dos injetores do reservatório. O caso 3 apresentou um tempo médio de simulação de 40 minuto, um tempo considerável comparado com os caso 1 e 2 mas muito menor que o caso 4.

Tabela 4 – Tabela de dados do caso 3

Poços	OPR (m^3)	WPR (m^3)	BHP médio (bars)	tempo (anos)
Poço 1	2,0840 *1,0e+05	0,0416 *1,0e+05	50	29,9
Poço 2	2,6823*1,0e+05	4,8344 *1,0e+05	50	29,9
Poço 3	1,9701 *1,0e+05	1,4831 *1,0e+05	50	20,5
Poço 4	1,5344 *1,0e+05	1,0984 *1,0e+05	50	24,5
Poço 5	0,5121 *1,0e+05	0,9751 *1,0e+05	0	9,5
Poço 6	1,9183 *1,0e+05	2,2361 *1,0e+05	50	29,9
Poço 7	2,3858 *1,0e+05	0,7486 *1,0e+05	50	29,9
Poço 8	1,8130 *1,0e+05	0,2528 *1,0e+05	50	29,9
Poço 9	0,1052 *1,0e+05	0,0049 *1,0e+05	50	29,9
Poço 10	0,6259 *1,0e+05	0,2620 *1,0e+05	50	29,9
Poço 11	1,3803 *1,0e+05	2,6603 *1,0e+05	0	17,5
Poço 12	0,4887 *1,0e+05	0,7488 *1,0e+05	0	6,5
Poço 13	1,3836 *1,0e+05	2,7030 *1,0e+05	0	20,5
Poço 14	0,7058 *1,0e+05	1,2909 *1,0e+05	50	16,5
Poço 15	0,1290 *1,0e+05	0,2226 *1,0e+05	0	5,0
Poço 11	1,1302 *1,0e+05	0,7340 *1,0e+05	50	13,0
Poço 17	0,7048 *1,0e+05	0,5400 *1,0e+05	0	8,0
Poço 18	0,4567 *1,0e+05	0,7693 *1,0e+05	0	4,5
Poço 19	1,9119 *1,0e+05	1,9016 *1,0e+05	50	17,5
Poço 20	0,5119 *1,0e+05	0,6174 *1,0e+05	0	5,0

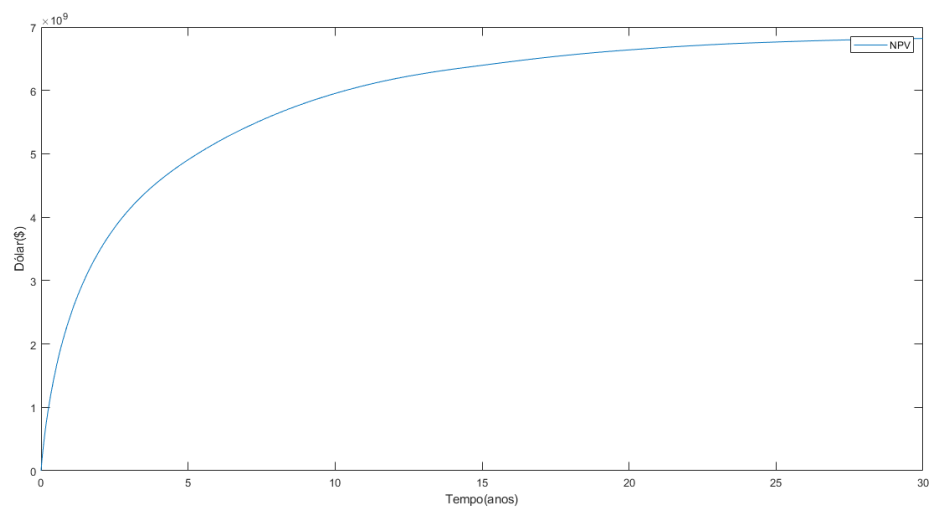


Figura 17 – NPV pelo tempo do caso 3

Fonte: autor próprio

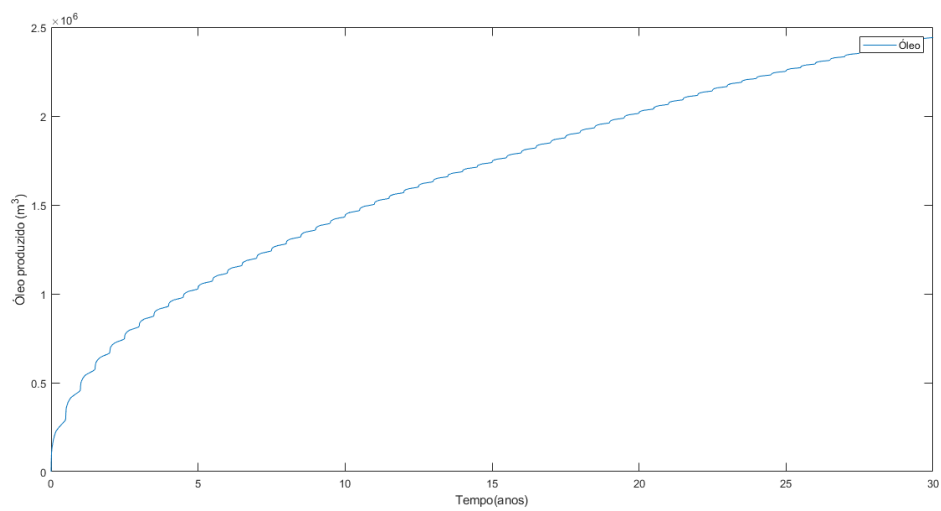


Figura 18 – Produção de óleo pelo tempo do caso 3

Fonte: autor próprio

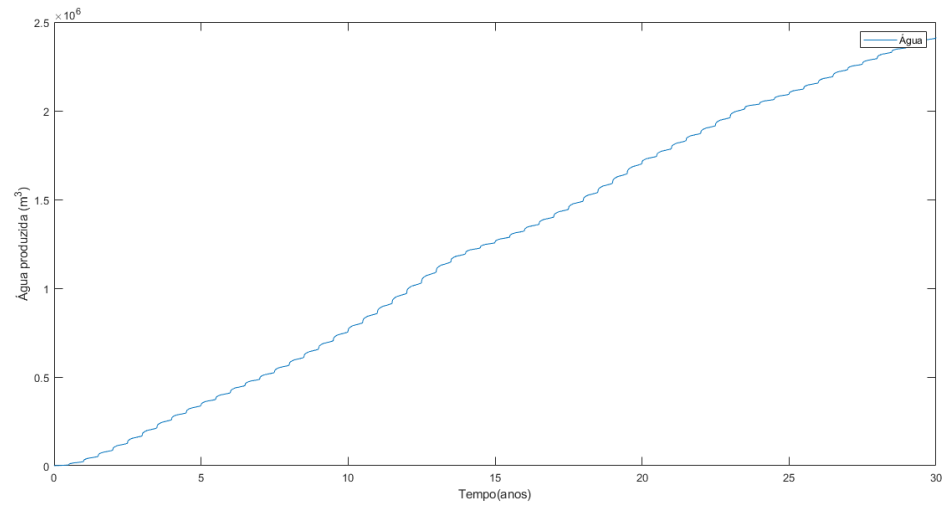


Figura 19 – Produção de água pelo tempo do caso 3

Fonte: autor próprio

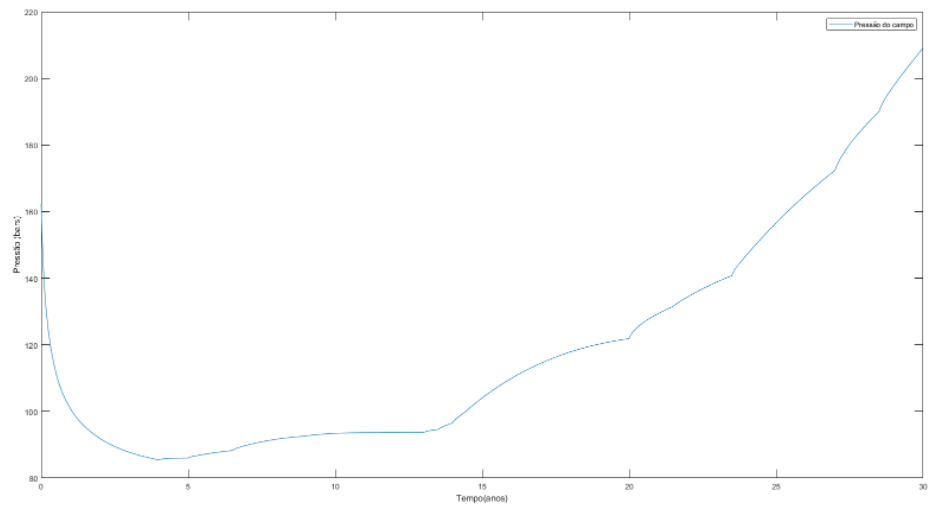
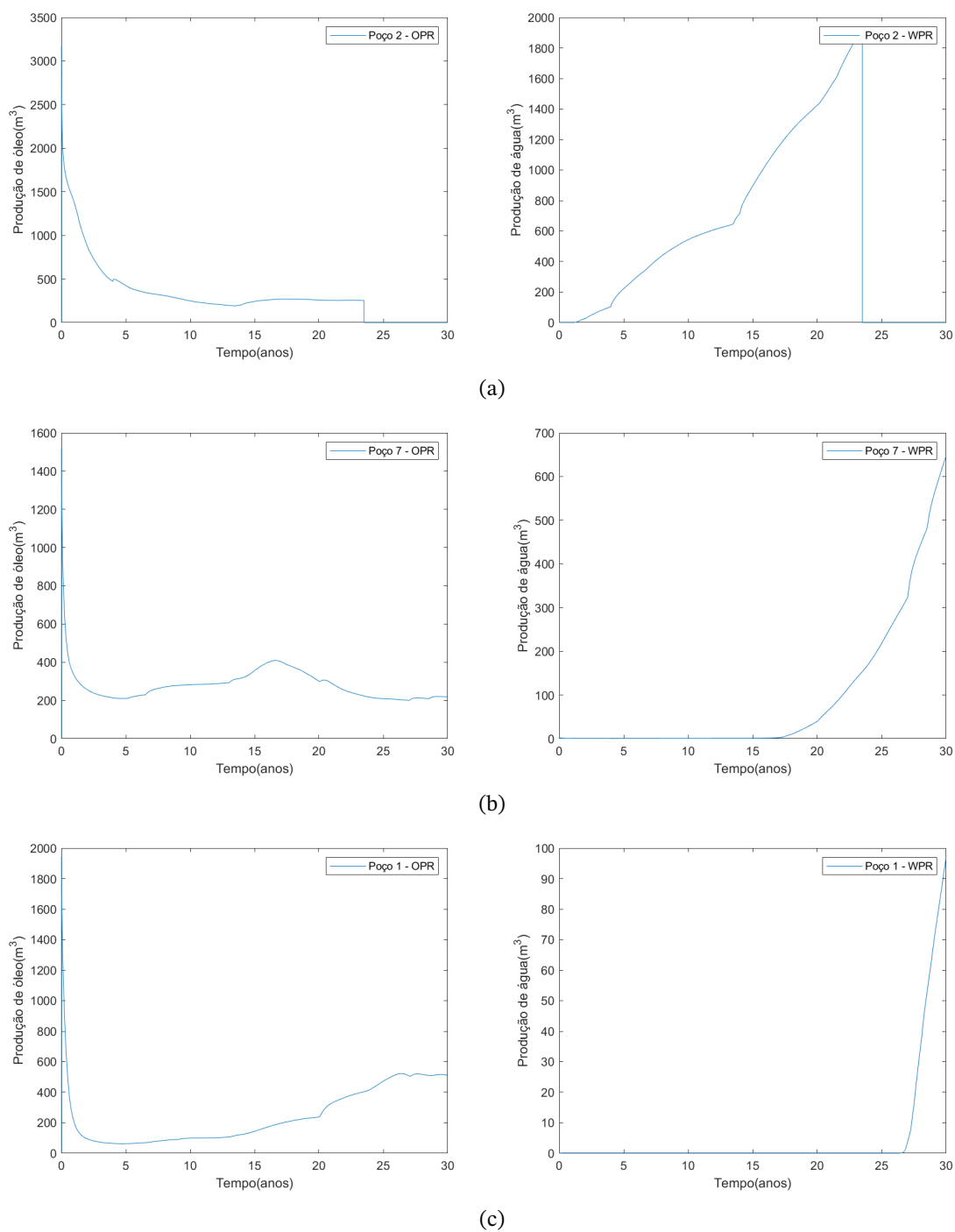


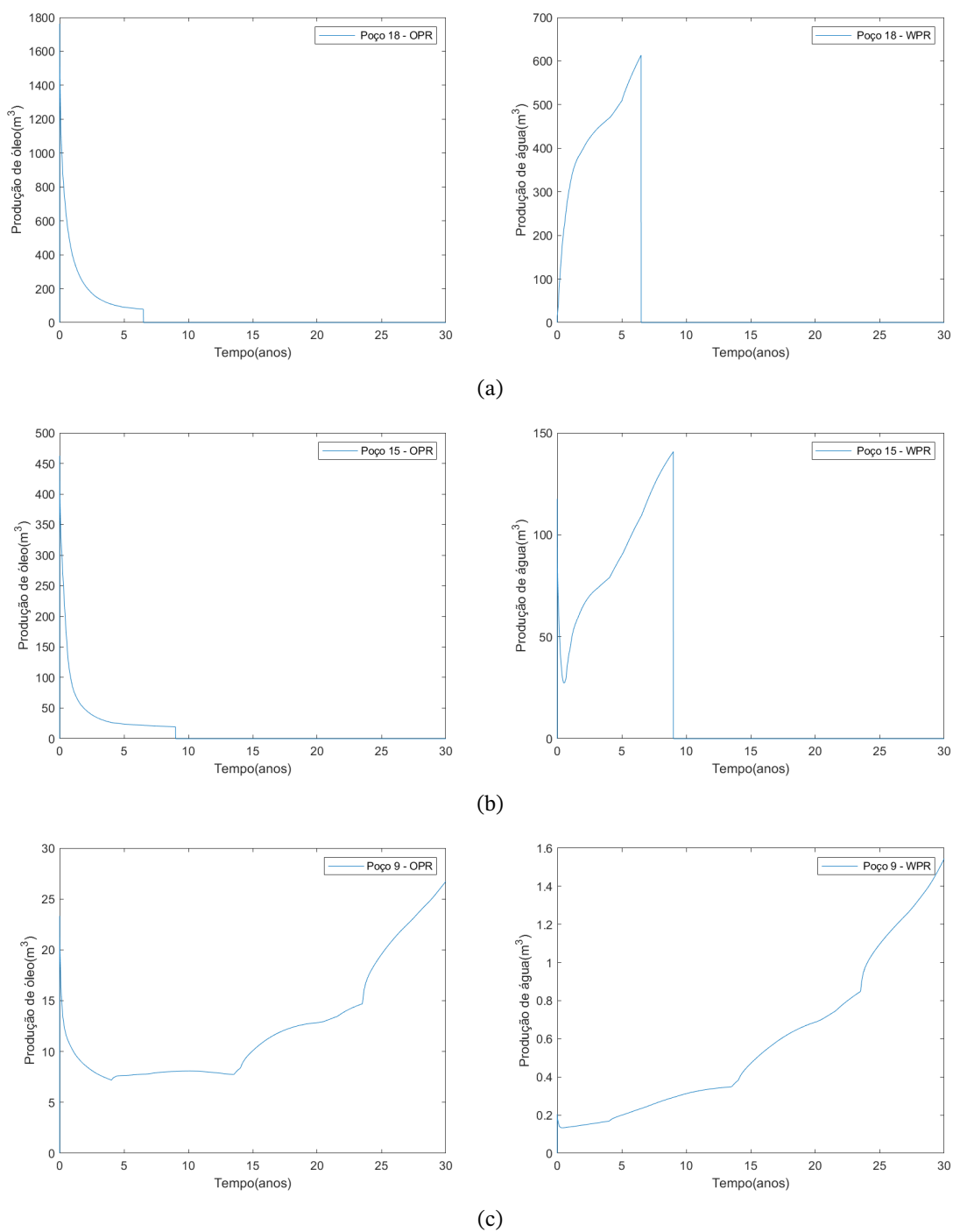
Figura 20 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 3

Fonte: autor próprio



Fonte: Autor próprio.

Figura 21 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 3



Fonte: Autor próprio.

Figura 22 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 3

O caso 3 apresentou um NPV de $6,8200 \cdot 10^9$ dólares, uma produção de óleo de $2,4434 \cdot 10^6 m^3$ e $2,4125 \cdot 10^6 m^3$ de água e um aumento de 3,41% de NPV do caso 2. A pressão do campo foi maior que a do caso 2, devido ao fechamento de poços com WCT acima de 88%, o que ajuda a explicar o maior NPV. Com isso o Caso 3 obteve o segundo melhor

NPV.

3.2.4 Caso 4 - Recuperação secundária com o regime de controle simplex do reservatório por 30 anos

Os resultados do caso da simulação da recuperação de petróleo utilizando a injeção de água no reservatório com controle simplex, mostraram os seguintes valores de NPV pelo tempo, produção de petróleo pelo tempo, produção de água pelo tempo, dos dados dos 3 melhores e 3 piores poços produtores. E o comportamento de pressão e injeção dos injetores do reservatório. O caso 4 apresentou um tempo médio de simulação de 8 horas, com uma variação a depender do número de usuários utilizando o AIRIS, um tempo muito maior que todos os outros casos.

Tabela 5 – Tabela de dados do caso 4

Poços	OPR (m^3)	WPR (m^3)	BHP médio (<i>bars</i>)	tempo (anos)
Poço 1	3,8402 *1,0e+05	2,6154 *1,0e+05	50	29,9
Poço 2	2,5333 *1,0e+05	3,6182 *1,0e+05	0	29,9
Poço 3	1,8976 *1,0e+05	1,0784 *1,0e+05	50	20,5
Poço 4	1,3425 *1,0e+05	0,2706 *1,0e+05	50	24,5
Poço 5	0,4684 *1,0e+05	0,6823 *1,0e+05	0	9,5
Poço 6	1,8539 *1,0e+05	1,6463 *1,0e+05	50	29,9
Poço 7	2,8583 *1,0e+05	2,5600 *1,0e+05	50	29,9
Poço 8	2,4072 *1,0e+05	2,2086 *1,0e+05	50	29,9
Poço 9	0,2144 *1,0e+05	0,0171 *1,0e+05	50	29,9
Poço 10	0,9809 *1,0e+05	1,0308 *1,0e+05	50	29,9
Poço 11	1,2842 *1,0e+05	1,9948 *1,0e+05	0	17,5
Poço 12	0,4716 *1,0e+05	0,6277 *1,0e+05	0	6,5
Poço 13	1,2629 *1,0e+05	1,9015 *1,0e+05	0	20,5
Poço 14	0,6683 *1,0e+05	0,9863 *1,0e+05	0	16,5
Poço 15	0,1214 *1,0e+05	0,1726 *1,0e+05	0	5,0
Poço 11	1,0975 *1,0e+05	0,5269 *1,0e+05	0	13,0
Poço 17	0,6757 *1,0e+05	0,3416 *1,0e+05	0	8,0
Poço 18	0,4218 *1,0e+05	0,5378 *1,0e+05	0	4,5
Poço 19	1,8515 *1,0e+05	1,4646 *1,0e+05	0	17,5
Poço 20	0,4994 *1,0e+05	0,5321 *1,0e+05	0	5,0

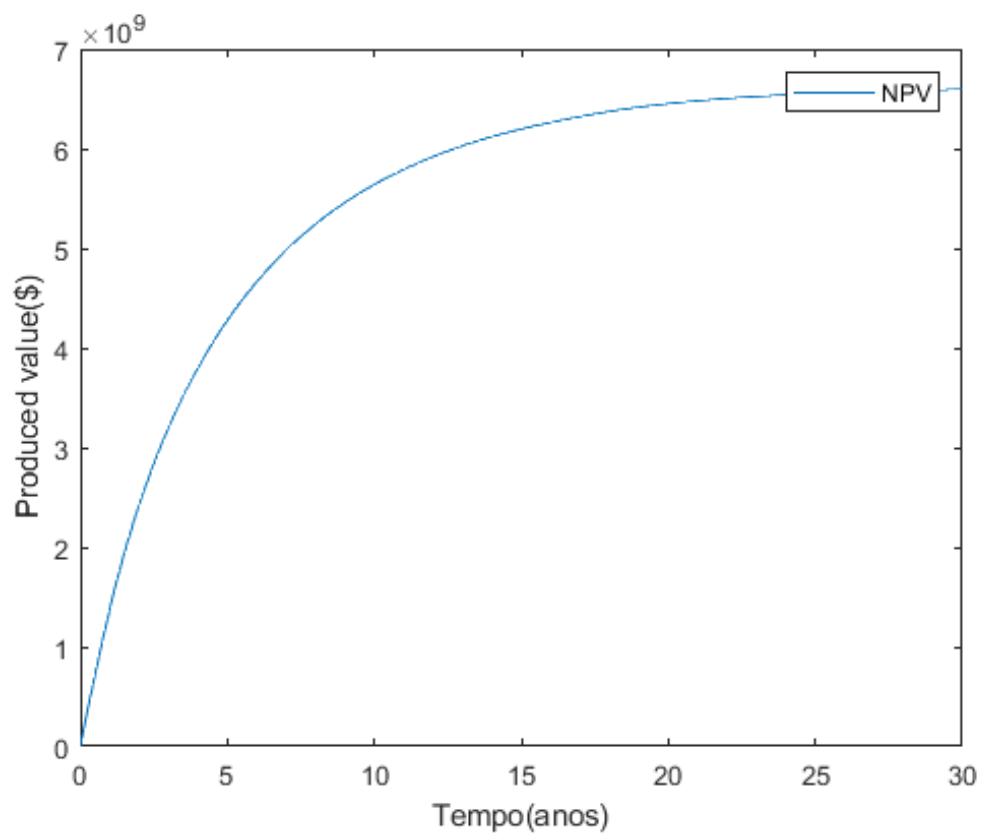


Figura 23 – NPV pelo tempo do caso 4

Fonte: autor próprio

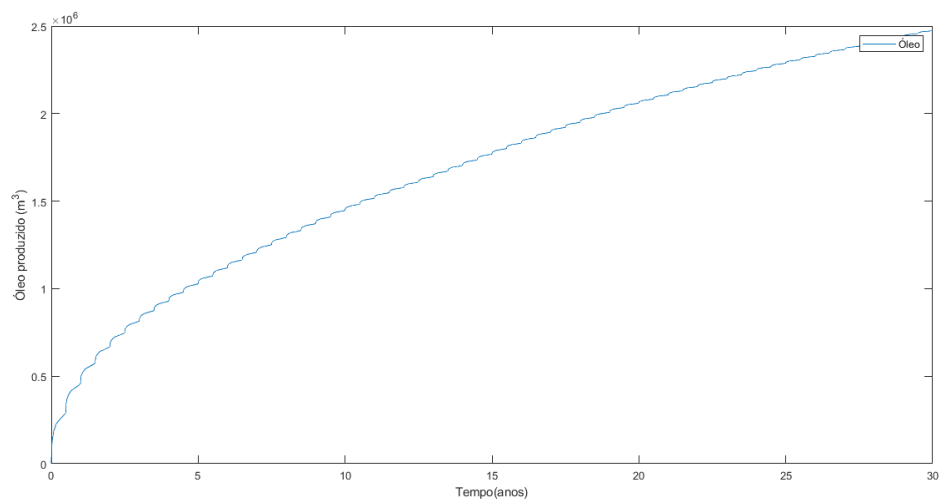


Figura 24 – Produção de óleo pelo tempo do caso 4

Fonte: autor próprio

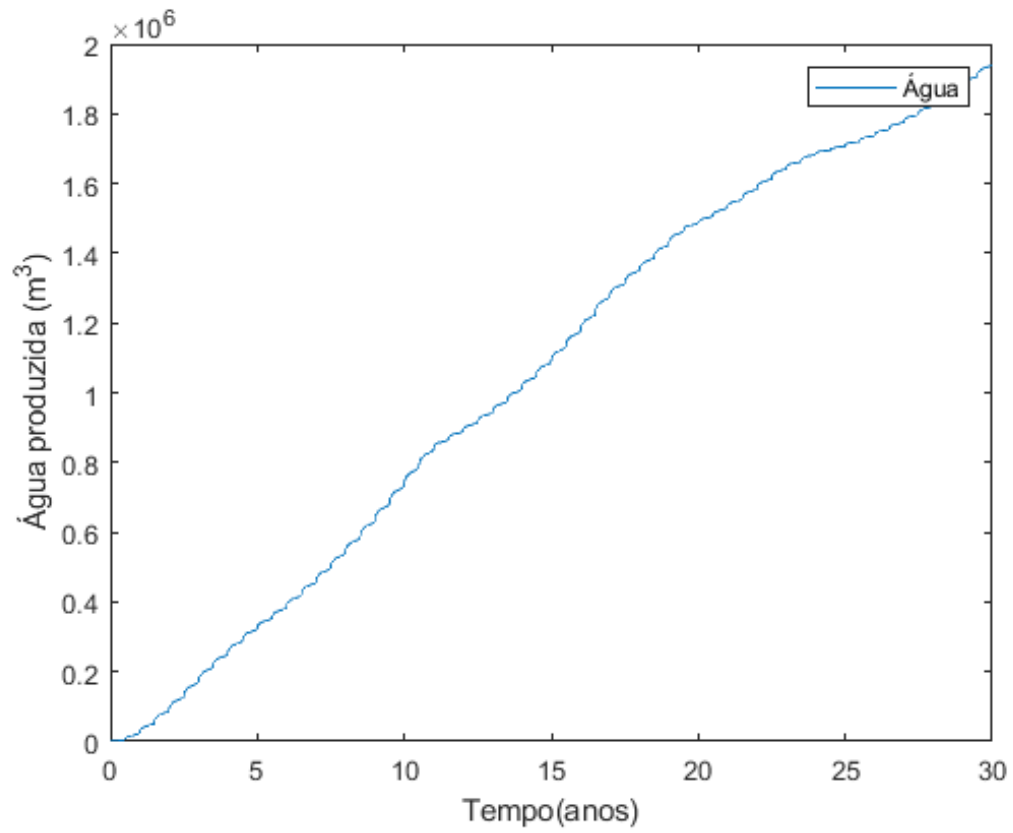


Figura 25 – Produção de água pelo tempo do caso 4

Fonte: autor próprio

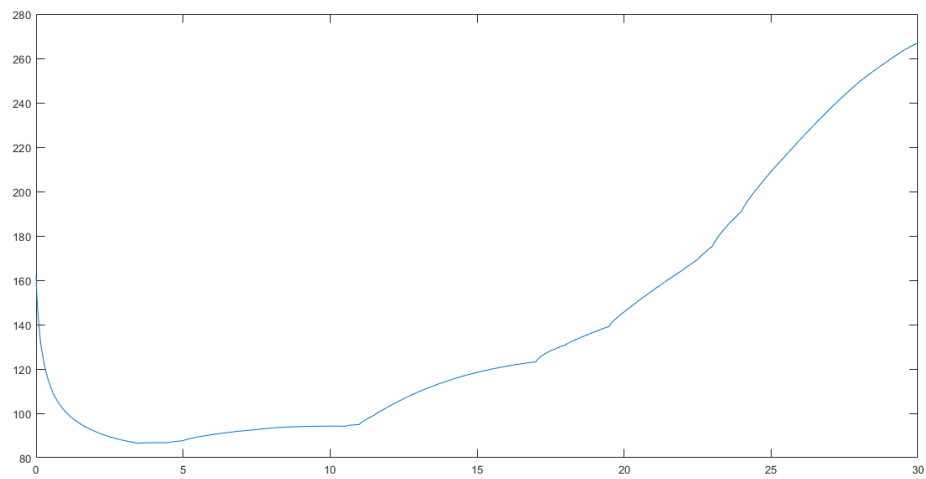
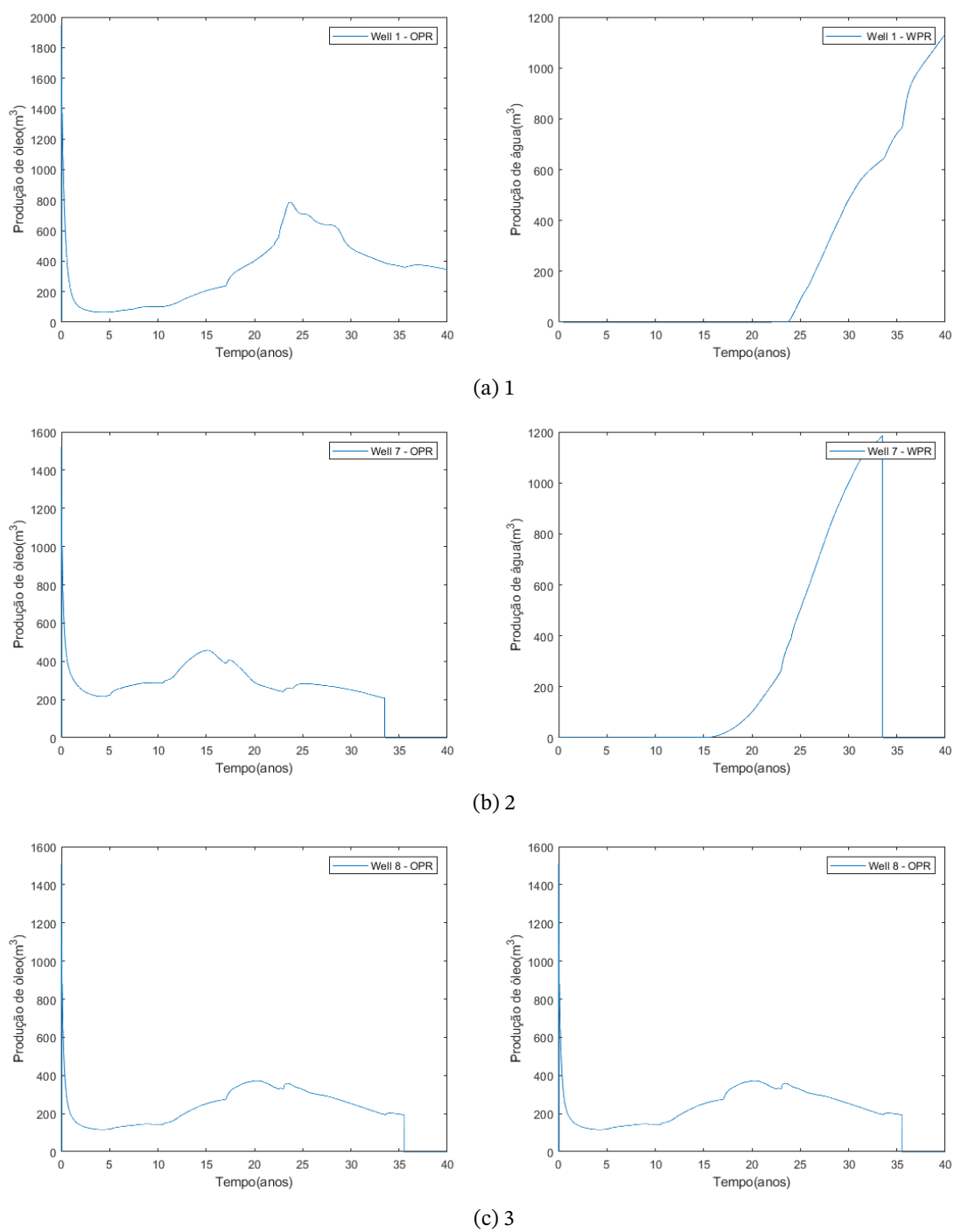


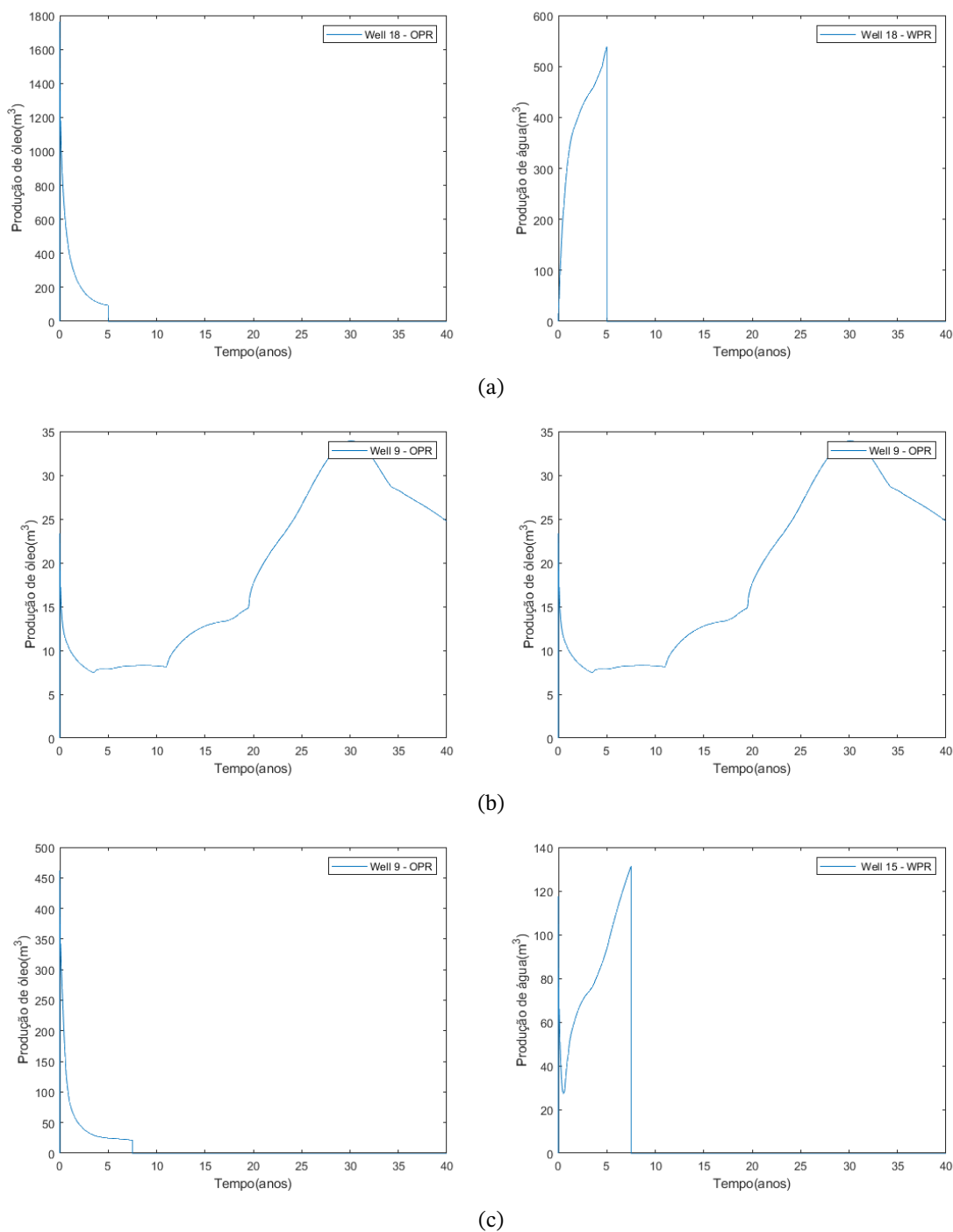
Figura 26 – Pressão do campo Brugge pelo tempo do caso 4

Fonte: autor próprio



Fonte: Autor próprio.

Figura 27 – Gráfico de Produção dos três melhores poços do caso 4



Fonte: Autor próprio.

Figura 28 – Gráfico de Produção dos três piores poços do caso 4

O caso 4 apresentou o melhor NPV dos 4 casos e obteve produção de água de 80% em relação ao caso 3. Além de ser o caso que obteve a melhor produção óleo dos 4 casos. Mostrando que o regime de injeção e produção ao máximo em reservatório nem sempre será o mais vantajoso. Os gráficos de produção dos casos 3 e 4 são idênticos em boa parte da vida

do reservatório Brugge, o motivo é a alta taxa de desconto pois quanto maior a produção nos anos iniciais melhor esse valor será em razão da taxa de juros.

3.3 Comparação de casos

Nessa sessão se compara os valores de NPV total do campo e da recuperação de óleo e água do campo. Comparando a efetividade da recuperação secundária com a recuperação primária e comparando os métodos de recuperação secundária, método reativo e simplex.

Tabela 6 – Tabela comparativa dos valores NPV e recuperação do campo

Caso	NPV (\$)	OPR (m^3)	WPR (m^3)
Primária	3,6271*e+09	7,0130*e+05	9,9475*e+04
Secundária	6,5949*e+09	2,3565*e+06	2,3740*e+06
Reativo	6,8200*e+09	2,4434*e+06	2,4125*e+06
Simplex	6,9465*e+09	2,4749*e+06	1,9436e+06

A tabela 6 mostra que a produção de água do caso 1 foi de $9,9475 \times 10^4$, duas ordens de grandeza menor que os outros casos, o NPV foi de $3,6271 \times 10^9$, 53,4% da média dos outros casos com injeção de água. Sendo a produção de óleo uma ordem de grandeza menor que os outros casos.

Os gráficos comparativos dos valores do NPV com o tempo do caso 1 com o caso 2:

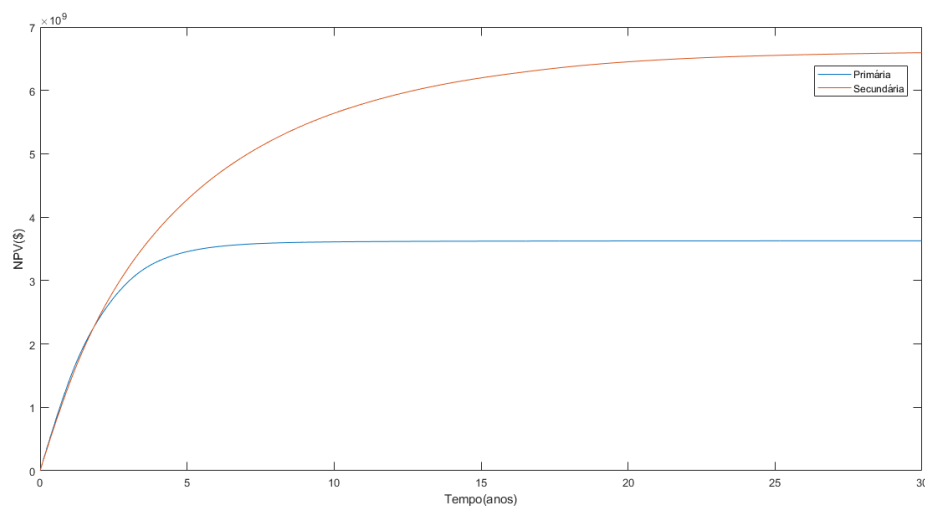


Figura 29 – Valor NPV sobre o tempo do caso 1 e caso 2

Fonte: autor próprio

O caso 1 apresenta um NPV menor que o caso 2, sem a injeção de água a produção de óleo demonstra um decaimento mais rápido que impacta diretamente no valor econômico que se pode obter do campo Brugge.

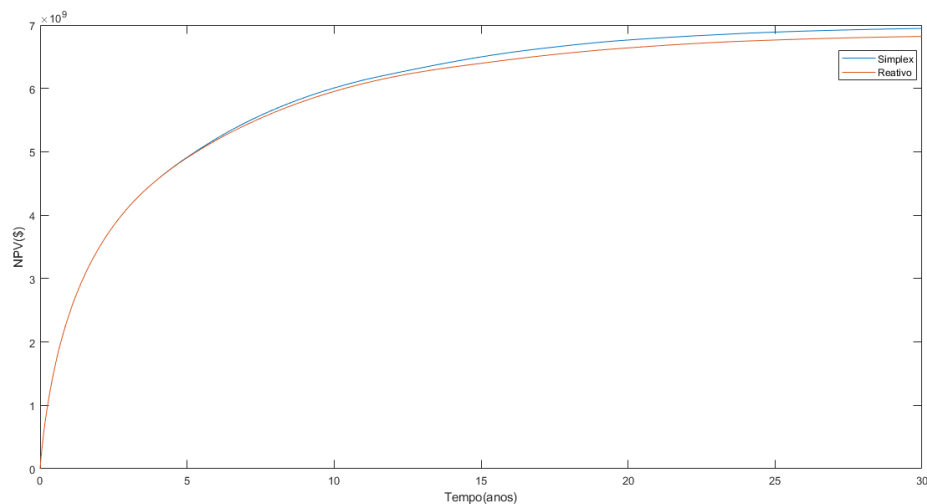


Figura 30 – Valor NPV sobre o tempo do caso 3 e caso 4

Fonte: autor próprio

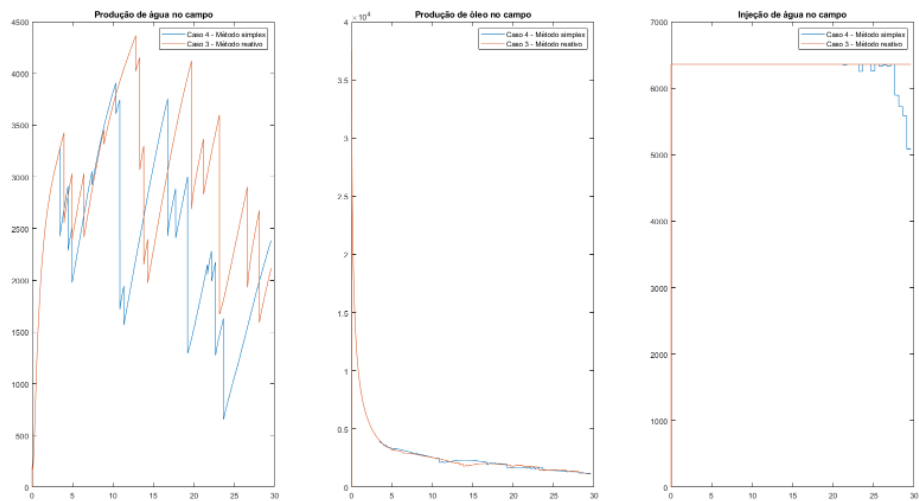


Figura 31 – Gráficos de produção de água, óleo e de injeção de água

Fonte: autor próprio

Os gráficos comparativos dos valores do NPV com o tempo do caso 3 com o caso 4:

3.3.1 Comparação de poços

Observa-se que nas Figuras 9, 10, 15, 16, 21, 22, 27 e 28 que nos casos 1, 2 e 3 o poço 2 foi o melhor, e nos casos 3 e 4 o poço 1 e 7 foram um dos 3 melhores devido a maior pressão de reservatório. Além do mais os poços 9 e 15 permaneceram consistentemente nos 3 piores poços em todos os casos.

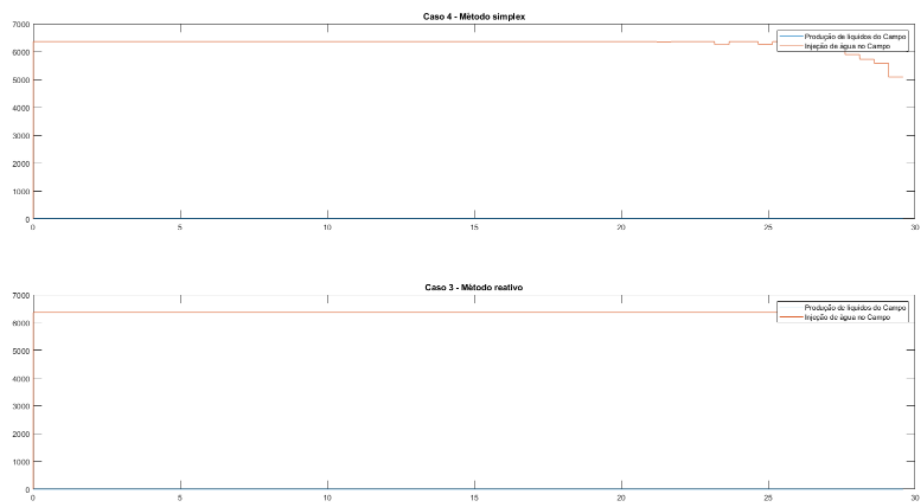


Figura 32 – Injeção de água pelo tempo

Fonte: autor próprio

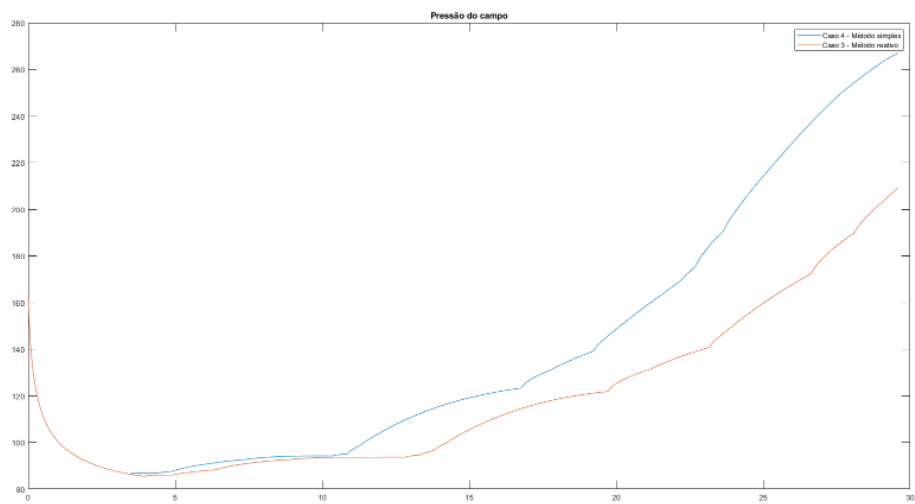


Figura 33 – Pressão do reservatório do caso 3 e caso 4

Fonte: autor próprio

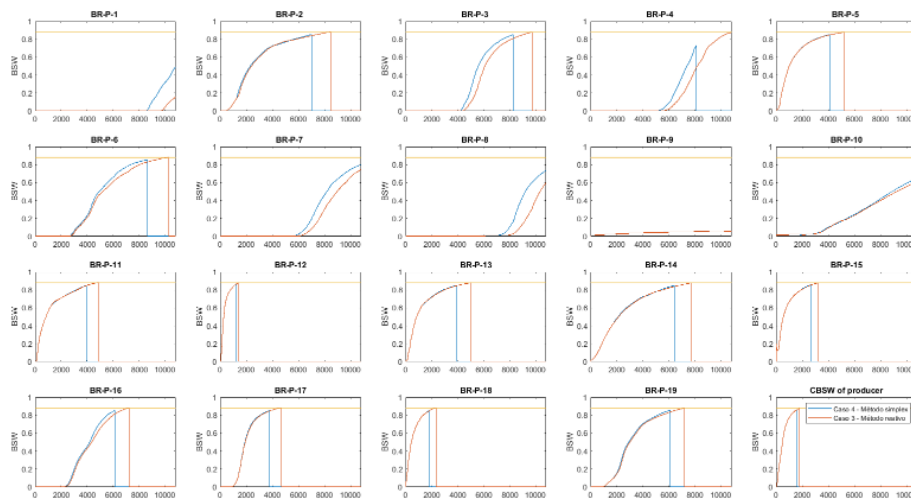


Figura 34 – Saturação de água dos poços do caso 3 e caso 4

Fonte: autor próprio

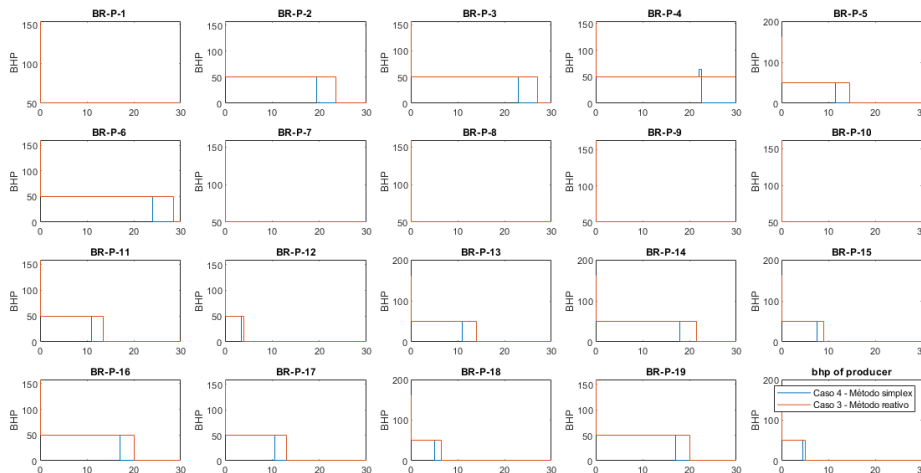


Figura 35 – Regime de BHP do caso 3 e caso 4

Fonte: autor próprio

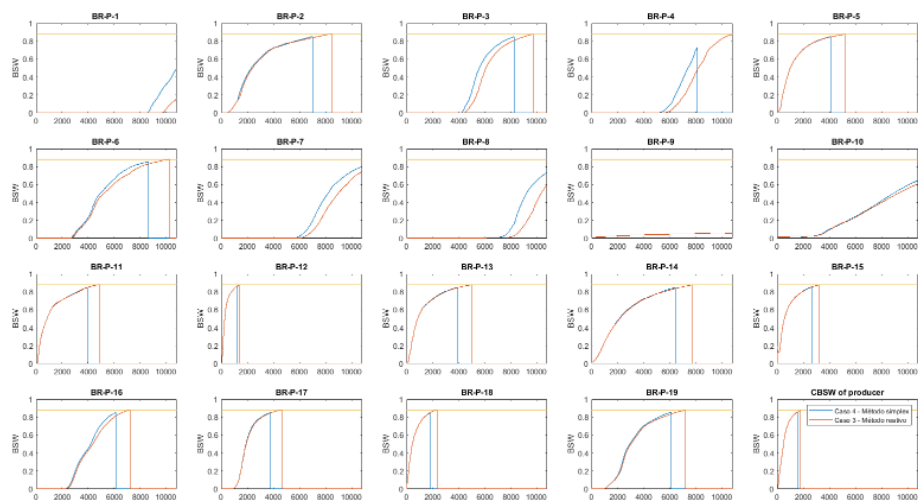


Figura 36 – Saturação de água e sedimentos dos poços do caso 3 e caso 4

Fonte: autor próprio

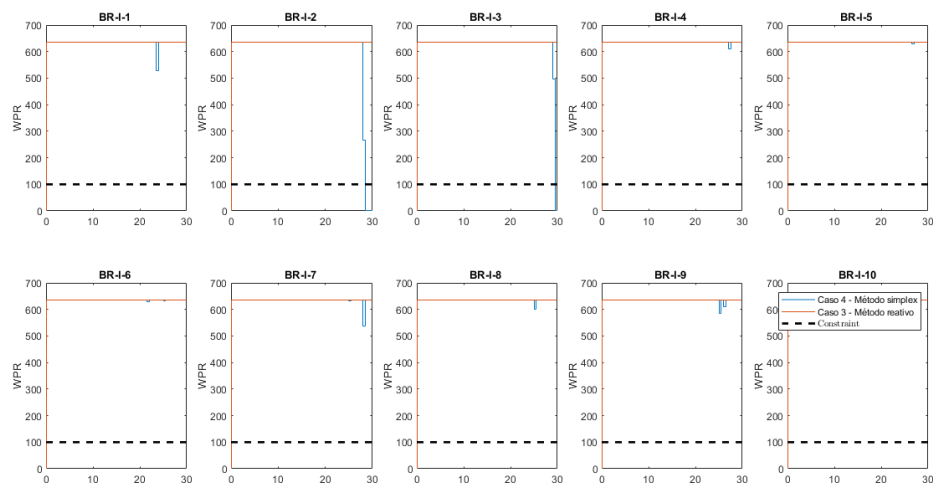


Figura 37 – Regime de injeção de água do caso 3 e caso 4

Fonte: autor próprio

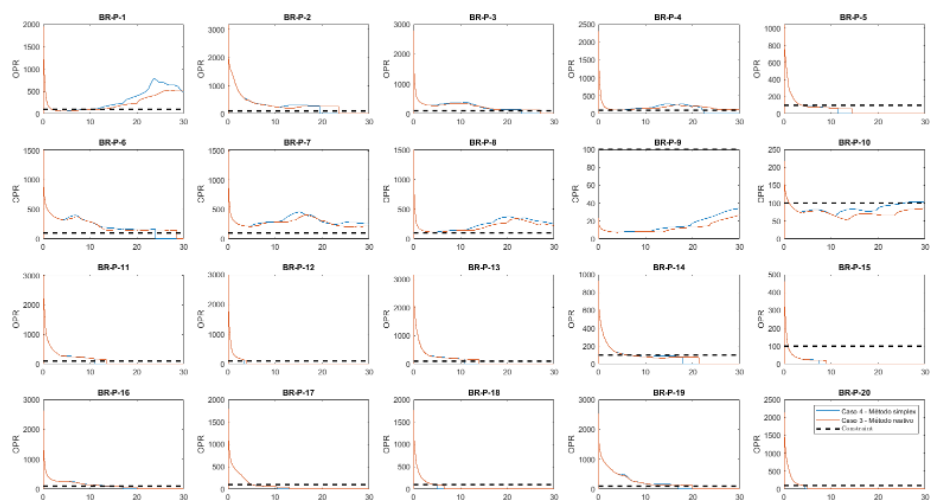


Figura 38 – Comparação da produção de óleo de cada poço do caso 3 com o caso 4

Fonte: autor próprio

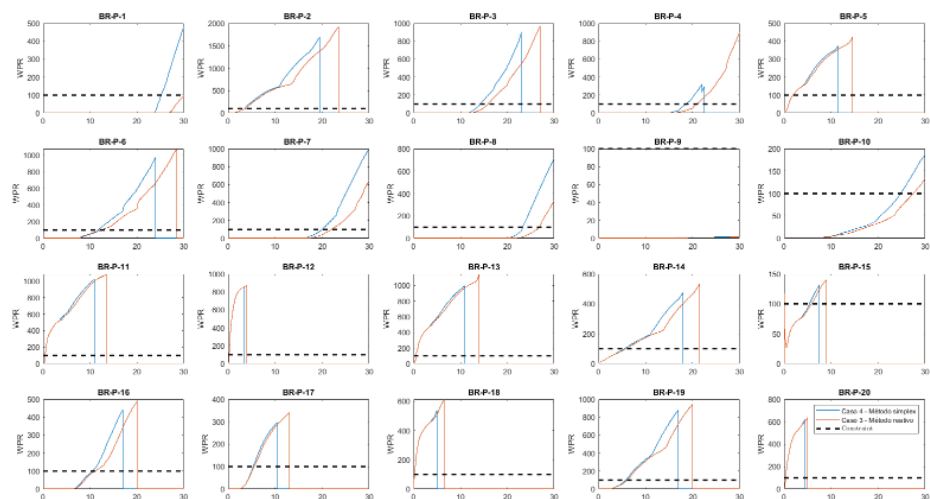


Figura 39 – Comparação da produção de água de cada poço do caso 3 com o caso 4

Fonte: autor próprio

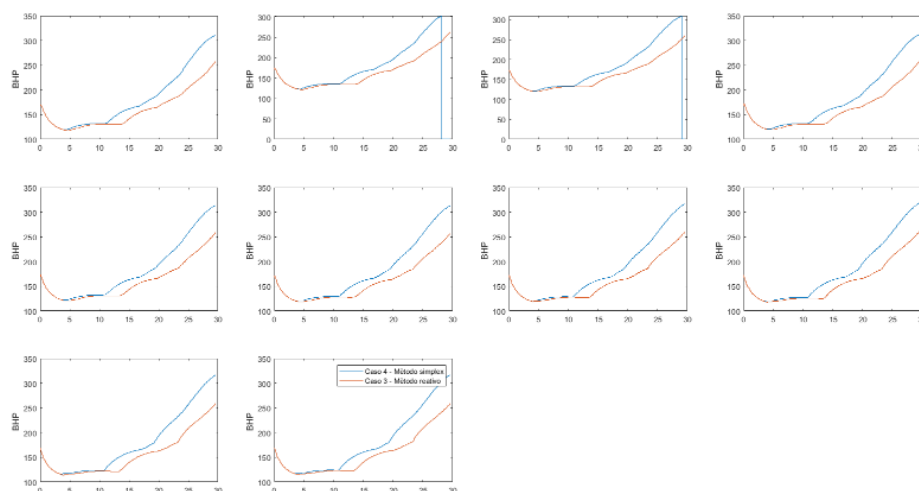


Figura 40 – BHP da pressão de injetores do caso 3 com o caso 2

Fonte: autor próprio

Mostrando como o posicionamento do poço é importante para sua produção pois não importando o método de recuperação os poços 9 e 15 permaneceram sendo os piores 3 poços.

3.3.2 Comparação com do caso 3 com o caso 4

Na Figura 34 podemos observar que no método simplex os poços são fechados mais cedo que o reativo, permitindo um aumento na pressão do reservatório, que pode ser observado na Figura 33, sendo isso possível mesmo com a injeção de água sendo diminuída no final da vida do reservatório, exemplificado na Figura 32. Essa mudança de comportamento, fechando os poços antes que alcançassem 88% de saturação de água - ponto em que o poço não se configura mais economicamente viável - permitiu o aumento da pressão e do NPV do reservatório.

Os resultados obtidos das simulações permitem observar os efeitos da ferramenta de otimização de produção de petróleo. Na tabela 6 podemos observar os NPVs obtidos das simulações, mostrando como o método simplex, com sua procura de caminho ótimo, foi capaz de aumentar o rendimento econômico da recuperação secundária do reservatório.

Na tabela 6, podemos comparar a quantidade de recuperação de petróleo e água do método simplex e do reativo. O método de recuperação simplex apresentou a maior quantidade de produção de óleo e menor de água.

O MNPV foi efetivo, balanceando o ganho monetário e a qualidade de vida dos poços nas árvores de simulações. Gerando o ganho de 1,86% no NPV, representando um ganho de 126,55 milhões de dólares como prova.

O tempo médio de vida dos poços do caso 3 foi de 18,925 anos e o do caso 4 foi de 18,25 anos, a diferença de 0,725 anos mostra uma diferença de como os dois campos foram controlados. A figura 38 apresenta a produção de petróleo dos 20 poços. Nesta figura pode se observar que os poços no regime simplex foram fechados primeiros que os poços no regime reativo, o que permitiu um aumento de pressão e melhora na produção do poço 1, 7 e 8 principalmente, compensando o fechamento dos poços antes do WCT de 88%.

Uma observação importante é a comparação das entradas de controle dos dois casos. A comparação dos regimes de injeção de água e do regime de pressão dos poços produtores foram iguais por maior parte da vida do reservatório. Possivelmente com mais tempo de simulação a diferença dos regimes de controle seriam maiores.

4 Conclusões

A comparação dos resultados mostra que o caso 4, método simplex, obteve a maior produtividade no campo Brugge. Alcançou um aumento de NPV com menor injeção e produção de água que os casos 2 e 3. O aumento de 1,86% é um valor expressivo na melhora sobre o caso 3, representando um ganho de 126 milhões de dólares.

O fechamento dos poços antes de atingir o WCT de 88% foi um dos fatores contribuintes no aumento da pressão do reservatório, que ajudou no aumento da produção do poço 1 no caso 4 em relação ao caso 3. Esta série de eventos pode ser um dos principais fatores para o aumento do NPV do método simplex em relação ao método reativo.

Devido a grande diferença de NPV entre o método de recuperação primária e secundária não foi feito o estudo do método simplex em recuperação primária, pois a possível melhora não conseguiria um ganho expressivo comparado à utilização da recuperação secundária.

Futuros trabalhos devem focar na utilização de 104 realizações nas simulações, assim como no artigo (PETERS; ARTS et al., 2010). As simulações utilizarão os parâmetros de produção de 10 anos que os participantes do workshop original tiveram acesso. Tornando as simulações mais semelhantes, permitindo uma comparação mais próxima dos resultados do workshop.

Referências

- ANDRADE NETO, J. D. d. Simulação de aquecimento de fluidos em dutos de petróleo usando ondas eletromagnéticas. Universidade Federal Rural do Semi-Árido, 2016. Citado na p. 18.
- BARROSO NETO, E. P.; CUÉLLAR SÁNCHEZ, W. H.; RODRIGUES MIRANDA, M. E.; PIMIENTA, B. G.; MUNERATO, F. P.; BARROSO, J. B.; FORTALEZA, E. L. F. Water-flooding Optimization Under Constraints on Oil and Gas Reservoir Using Modified NPV Gradient, 2022. DOI: [10.4043/31803-ms](https://doi.org/10.4043/31803-ms). Citado na p. 25.
- BEALESSIO, B. A.; ALONSO, N. A. B.; MENDES, N. J.; SANDE, A. V.; HASCAKIR, B. A **review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan**. v. 7. KeAi Communications Co., fev. 2021. P. 1–9. DOI: [10.1016/j.petlm.2020.03.003](https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.03.003). Citado na p. 18.
- DAVID, O. A.; CHURCHILL, A.; ADESINA, F. S.; TOPE, O. **Evaluation of Different Wag Optimization and Secondary Recovery Techniques in a Stratified Reservoir**. v. 12. 2017. P. 9259–9270. Disponível em: <http://www.ripublication.com>. Citado nas pp. 15, 19.
- ECLIPSE. Industry-reference reservoir simulator. Schlumberger, 2013. Citado na p. 21.
- EIA. **Gasoline consumption - Country rankings**. 2022. website. Disponível em: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=23&t=10>. Acesso em: 15 set. 2022. Citado na p. 15.
- FORTALEZA, E. L. F.; SANCHEZ, W. H. C.; NETO, E. P. B.; MIRANDA, M. E. R.; MUNERATO, F. P. Robust Optimization Technique Using Modified Net Present Value and Stochastic Simplex Approximate Gradient. **SPE Journal**, April, p. 1–22, 2022. ISSN 1086-055X. DOI: [10.2118/209828-pa](https://doi.org/10.2118/209828-pa). Citado nas pp. 25, 27.
- FORTALEZA, E. L. F.; NETO, E. P. B.; MIRANDA, M. E. R. Production optimization using a modified net present value. **Computational Geosciences**, v. 24, n. 3, p. 1087–1100, 2020. ISSN 15731499. DOI: [10.1007/s10596-019-09927-3](https://doi.org/10.1007/s10596-019-09927-3). Citado na p. 25.
- IEA, I. E. A. **World gross electricity production by source**. 2021. Matriz Energética e Elétrica. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-gross-electricity-production-by-source-2019>. Acesso em: 24 jul. 2022. Citado na p. 15.

JAEGAR, J. **Explaining the Exponential Growth of Renewable Energy**. 2021. Explaining the Exponential Growth of Renewable Energy. Disponível em: <<https://www.wri.org/insights/growth-renewable-energy-sector-explained>>. Acesso em: 20 set. 2021. Citado na p. 15.

KOUSKSOU, T.; BRUEL, P.; JAMIL, A.; RHAFIKI, T. E.; ZERAOULI, Y. **Energy storage: Applications and challenges**. v. 120. 2014. P. 59–80. DOI: [10.1016/j.solmat.2013.08.015](https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015). Citado na p. 15.

KUMAR, N.; SAMPAIO, M. A.; OJHA, K.; HOTEIT, H.; MANDAL, A. Fundamental aspects, mechanisms and emerging possibilities of CO₂ miscible flooding in enhanced oil recovery: A review. **Fuel**, Elsevier BV, v. 330, p. 125633, dez. 2022. ISSN 00162361. DOI: [10.1016/j.fuel.2022.125633](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125633). Citado na p. 18.

Closed Loop Reservoir Management Using the Ensemble Kalman Filter and Sequential Quadratic Programming. Fev. 2009. All Days. SPE-119101-MS. DOI: [10.2118/119101-MS](https://doi.org/10.2118/119101-MS). eprint: <https://onepetro.org/spersc/proceedings-pdf/09RSS/All-09RSS/SPE-119101-MS/2721812/spe-119101-ms.pdf>. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/119101-MS>>. Citado na p. 17.

EOR Simulation by in situ Nitrogen Production via Denitrifying Bacteria and Performance Improvement by Nitrogen Alternating Surfactant Injection. Set. 2011. All Days. SPE-147823-MS. DOI: [10.2118/147823-MS](https://doi.org/10.2118/147823-MS). eprint: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-pdf/11APOG/All-11APOG/SPE-147823-MS/1677143/spe-147823-ms.pdf>. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/147823-MS>>. Citado na p. 18.

PETERS, E.; ARTS, R. J.; BROUWER, G. K.; GEEL, C. R.; CULLICK, S.; LORENTZEN, R. J.; CHEN, Y.; DUNLOP, K. N.; VOSSEPOEL, F. C.; XU, R.; SARMA, P.; ALHUTALI, A. H.; REYNOLDS, A. C. Results of the brugge benchmark study for flooding optimization and history matching. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, v. 13, n. 3, p. 391–405, 2010. ISSN 10946470. DOI: [10.2118/119094-pa](https://doi.org/10.2118/119094-pa). Citado nas pp. 16, 23, 58.

PETERS, E.; CHEN, Y.; LEEUWENBURGH, O.; OLIVER, D. Extended Brugge benchmark case for history matching and water flooding optimization. **Computers Geosciences**, Elsevier, v. 50, p. 16–24, jan. 2013. ISSN 00983004. DOI: [10.1016/j.cageo.2012.07.018](https://doi.org/10.1016/j.cageo.2012.07.018). Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.cageo.2012.07.018%20https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0098300412002610>>. Citado nas pp. 20, 22.

PORTILHO, G. **Quanto tempo vai durar o petróleo no mundo? Superinteressante**. 2011. Quanto tempo vai durar o petróleo no mundo? Superinteressante. Disponível em: <<https://super.abril.com.br/mundo-estranho/quanto-tempo-vai-durar-o-petroleo-no-mundo>>. Acesso em: 24 jul. 2022. Citado na p. 15.

-
- RAZIPERCHIKOLAE, S.; PASUMARTI, A.; MISHRA, S. The effect of natural fractures on CO₂ storage performance and oil recovery from CO₂ and WAG injection in an Appalachian basin reservoir. **Greenhouse Gases: Science and Technology**, v. 10, p. 1098–1114, 5 2020. ISSN 21523878. DOI: [10.1002/ghg.2028](https://doi.org/10.1002/ghg.2028). Citado na p. 15.
- RODRIGUES, P. D. **UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA INSTITUTO DE QUÍMICA Programa de Pós-Graduação em Química Curso: Mestrado Área de Concentração Físico-Química Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) por Métodos Químicos e Dependência do Tipo de Glicerina Bruta**. 2013. Citado na p. 18.
- ROSA, A. J.; SOUZA CARVALHO, R. de; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. 1. ed. The address: Interciência, jul. 2009. v. 1. (1). An optional note. ISBN 8571931356. Citado na p. 17.
- THEGLOBALECONOMY. **Gasoline consumption - Country rankings**. 2022. database. Disponível em: <https://www.theglobaleconomy.com/rankings/gasoline_consumption/Europe/>. Acesso em: 15 set. 2022. Citado na p. 15.
- WANG, L.; MOHANTY, K. Enhanced oil recovery in gasflooded carbonate reservoirs by wettability-altering surfactants. In: v. 20, p. 60–69. DOI: [10.2118/166283-pa](https://doi.org/10.2118/166283-pa). Citado na p. 15.

Apêndices

APÊNDICE A – Códigos de programação

A.1 Arquivos utilizados na simulação

Código A.1 – Código do Yaml Configuração

```
1 # Model Case Name
2 caseName: BRUGGE_SPXLAST
3 # Simulation Mode. Valid Values:
4 # 0 - Direct Simulation
5 # 1 - MNPV-like Simulation
6 # 3 - Simplex
7 simulationMode: 3
8
9 # optimization: robust or 1-1
10 # False - 1-1
11 # True - Robust
12 robust: True
13
14 # Producer Control BHP
15 # 0 without control
16 # 1 bhp of producer
17 # 2 WRAT
18 proControl: 1
19 producerMaximumBHPamplification: [110.0, 110.0, 110.0, 110.0,
    110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0,
    110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0]
20
21 # Control
22 # 0 without injection control (Rate)
23 # 1 bhp of producer
24 injeRateControl: 1
25
26 # Control
27 # 0 without injection control (BHP)
28 # 1 bhp of producer
29 injeBHPControl: 0
30
31 # Initial Time
32 initialTime: 0
33 # Schedule Mode. Valid values:
34 # 0 - Monthly
35 # 1 - By Bimester [1, 1, 28, ,28, 1, 1]
```



```
36 # 2 - By Trimester [1, 1, 28, 30, 28, 1, 1]
37 # 3 - By Semester
38 # 4 - Yearly
39 scheduleMode: 3
40
41 # NPV Settings (METRIC UNITS)
42 NPVParams:
43   unit: 'METRIC'
44   oilRevenue: 80.0
45   waterCost: 5.0
46   gasCost: 0.
47   waterInjectionCost: 5.0
48   gasInjectionCost: 0.
49   discountRate: .10
50
51 NPVModifiers:
52   eps: .01
53   tolerance: 1.e-8
54
55 # restartZero:
56 #   fileName:
57     '/scratch/storms/reservoir-data/Brugge_2/Realizations/BRUGGE1.DATA'
58
59 # only for well constraints
60 allowRestrictions: false
61
62 # Classic MNPV Parameters
63 # Algorithm Span
64 span: 12
65 # Maximum Iteration Number
66 iterations: 60
67
68 # Delta Parameters for MNPV (Emanuel's Definition)
69 deltaParameters:
70   - 1.75
71   - 1.0e-3
72   - 1.0e-2
73
74 # Production Span Start Direction. Valid values:
75 # 0 - Rise First
76 # 1 - Fall First
77 # 2 - Normal Span Mode (rest of algorithm)
78 spanInitialDirection: 1
79
80 # Injection Control Mode. Valid values:
81 # 0 - Constant Injection
82 # 1 - Paiva's Identification Method
83 # 2 - William's Well Identification Method
84 injectionControlMode: 0
85
86 # Producer shuffle. Valid values:
87 # 0 - No shuffle
```

```
87 # 1 - Shuffle
88 producerShuffle: 0
89
90 # Redirect Injection Cost flag
91 # If true, the injection costs will be redirected
92 # in the Modified NPV Calc.
93 redirectInjectionCost: true
94
95 # Reactive Control flag
96 # If true, producers will be shut as soon as
97 # a negative NPV is evaluated for them.
98 reactiveControl: true
99
100 # Reactive Control Mode
101 # 0 - any% WC
102 # 1 - Negative NPV
103 reactiveMode: 0
104
105 # Reactive WC Limit (use with the appropriate mode)
106 reactiveWC: 0.88
107
108 # Well controls (initial if algorithm, vector if direct simulation)
109 # Injector mode
110 injectionControlModePlatform: 0
111 fieldMaximumORAT: 400.0
112 fieldMaximumWRAT: 400.0
113 fieldMaximumLRAT: 420.0
114
115 # Well controls (initial if algorithm, vector if direct simulation)
116 producerTarget: BHP
117 producerNames: ['BR_P_1', 'BR_P_2', 'BR_P_3', 'BR_P_4', 'BR_P_5',
118                'BR_P_6', 'BR_P_7', 'BR_P_8', 'BR_P_9', 'BR_P_10', 'BR_P_11',
119                'BR_P_12', 'BR_P_13', 'BR_P_14', 'BR_P_15', 'BR_P_16',
120                'BR_P_17', 'BR_P_18', 'BR_P_19', 'BR_P_20']
121
122 # Producer Minimum BHP Constraints
123 producerMinimumBHP: [50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
124                    50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
125                    50.0, 50.0, 50.0]
126
127 # Producer Maximum BHP Constraints
128 producerMaximumBHP: [120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0,
129                    120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0,
130                    120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0]
131
132 # Producer Maximum WRAT Constraints
133 #producerMaximumWRAT: [500.0, 500.0, 500.0, 500.0]
134
135 # Producer Maximum LRAT Constraints
136 # producerMaximumLRAT: [317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98,
137                        317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98,
138                        317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98,
139                        317.98, 317.98, 317.98, 317.98]
140
141 # Producer Control Values
142 # PROD1 PROD2 PROD3 PROD4
143 producerValues: [50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
144                50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
```

```
    50.0, 50.0]
129
130 # Injector Control Mode
131 injectorTarget: RATE
132 # Producer Maximum BHP Constraints
133 injectorMaximumBHP: [180.0, 180.0, 180.0, 180.0, 180.0, 180.0,
    180.0, 180.0, 180.0, 180.0]
134 # Injector Maximum WRAT Constraints
135 # injectorMaximumRATE: [10.00, 10.00, 10.00, 10.00, 10.00, 10.00,
    10.00, 10.00, 10.00, 10.00]
136 injectorMaximumRATE: [635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95,
    635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95]
137 # Injector Control Values
138 # INJE1 INJE2 INJE3 INJE4 INJE5 INJE6 INJE7 INJE8
139 # injectorValues: [10.00, 10.00, 10.00, 10.00, 10.00, 10.00,
    10.00, 10.00, 10.00, 10.00]
140 injectorValues: [635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95,
    635.95, 635.95, 635.95, 635.95]
141
142
143
144 ##antigo
145 # # Model Case Name
146 # caseName: BRUGGE_SIMPLEX_8_SET
147 # # Simulation Mode. Valid Values:
148 # # 0 - Direct Simulation
149 # # 1 - MNPV-like Simulation
150 # # 3 - Simplex
151 # simulationMode: 3
152
153 # # optimization: robust or 1-1
154 # # False - 1-1
155 # # True - Robust
156 # robust: True
157
158 # # Producer Control BHP
159 # # 0 without control
160 # # 1 bhp of producer
161 # # 2 WRAT
162 # proControl: 1
163 # #Era 110
164 # producerMaximumBHPamplification: [110.0, 110.0, 110.0, 110.0,
    110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0,
    110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0, 110.0]
165
166 # # Control
167 # # 0 without injection control (Rate)
168 # # 1 bhp of producer
169 # injeRateControl: 1
170
171 # # Control
172 # # 0 without injection control (BHP)
```

```
173 # # 1 bhp of producer
174 # injeBHPControl: 0
175
176 # # Initial Time
177 # initialTime: 0
178 # # Schedule Mode. Valid values:
179 # # 0 - Monthly
180 # # 1 - By Bimester [1, 1, 28, ,28, 1, 1]
181 # # 2 - By Trimester [1, 1, 28, 30, 28, 1, 1]
182 # # 3 - By Semester
183 # # 4 - Yearly
184 # scheduleMode: 3
185
186 # # NPV Settings (METRIC UNITS)
187 # NPVParams:
188 #   unit: 'METRIC'
189 #   oilRevenue: 80.
190 #   waterCost: 5.
191 #   gasCost: 0.
192 #   waterInjectionCost: 5.
193 #   gasInjectionCost: 0.
194 #   discountRate: 0.10
195 # #caso necessario coloca um 0 a mais no eps
196 # NPVModifiers:
197 #   eps: .01
198 #   tolerance: 1.e-8
199
200 # # restartZero:
201 # #   fileName:
202 #       '/scratch/storms/reservoir-data/Brugge_2/Realizations/BRUGGE1.DATA'
203
204 # # only for well constraints
205 # allowRestrictions: False
206 # # allowRestrictions: false
207 # # Classic MNPV Parameters
208 # # Algorithm Span
209 # span: 12
210 # # Maximum Iteration Number
211 # iterations: 60
212 # # Delta Parameters for MNPV (Emanuel's Definition)
213 # deltaParameters:
214 #   - 1.75
215 #   - 1.0e-3
216 #   - 1.0e-2
217
218 # # Production Span Start Direction. Valid values:
219 # # 0 - Rise First
220 # # 1 - Fall First
221 # # 2 - Normal Span Mode (rest of algorithm)
222 # spanInitialDirection: 1
223
224 # # Injection Control Mode. Valid values:
```

```
224 # # 0 - Constant Injection
225 # # 1 - Paiva's Identification Method
226 # # 2 - William's Well Identification Method
227 # injectionControlMode: 0
228
229 # # Producer shuffle. Valid values:
230 # # 0 - No shuffle
231 # # 1 - Shuffle
232 # producerShuffle: 0
233
234 # # Redirect Injection Cost flag
235 # # If true, the injection costs will be redirected
236 # # in the Modified NPV Calc.
237 # redirectInjectionCost: true
238
239 # # Reactive Control flag
240 # # If true, producers will be shut as soon as
241 # # a negative NPV is evaluated for them.
242 # reactiveControl: true
243
244 # # Reactive Control Mode
245 # # 0 - any% WC
246 # # 1 - Negative NPV
247 # reactiveMode: 0
248
249 # # Reactive WC Limit (use with the appropriate mode)
250 # reactiveWC: 0.88
251
252 # # Well controls (initial if algorithm, vector if direct
    simulation)
253 # # Injector mode
254 # injectionControlModePlatform: 0
255 # fieldMaximumORAT: 400.0
256 # fieldMaximumWRAT: 400.0
257 # fieldMaximumLRAT: 420.0
258
259 # # Well controls (initial if algorithm, vector if direct
    simulation)
260 # producerTarget: BHP
261 # producerNames: ['BR_P_1', 'BR_P_2', 'BR_P_3', 'BR_P_4',
    'BR_P_5', 'BR_P_6', 'BR_P_7', 'BR_P_8', 'BR_P_9', 'BR_P_10',
    'BR_P_11', 'BR_P_12', 'BR_P_13', 'BR_P_14', 'BR_P_15',
    'BR_P_16', 'BR_P_17', 'BR_P_18', 'BR_P_19', 'BR_P_20']
262 # # Producer Minimum BHP Constraints
263 # producerMinimumBHP: [50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
    50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
    50.0, 50.0, 50.0]
264 # # Producer Maximum BHP Constraints
265 # producerMaximumBHP: [120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0,
    120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0, 120.0,
    120.0, 120.0, 120.0, 120.0]
266 # # Producer Maximum WRAT Constraints
```

```

267 # #producerMaximumWRAT: [500.0, 500.0, 500.0, 500.0]
268 # # Producer Maximum LRAT Constraints
269 # #producerMaximumLRAT: [476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96,
    476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96,
    476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96, 476.96]
270 # # producerMaximumLRAT: [317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98,
    317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98,
    317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98, 317.98]
271 # # Producer Control Values
272 # #   PROD1  PROD2  PROD3  PROD4
273 # producerValues: [50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
    50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0, 50.0,
    50.0, 50.0]
274
275 # # Injector Control Mode
276 # injectorTarget: RATE
277 # # Producer Maximum BHP Constraints
278 # #injectorMaximumBHP: [180.0, 180.0, 180.0, 180.0, 180.0, 180.0,
    180.0, 180.0, 180.0, 180.0]
279 # # Injector Maximum WRAT Constraints
280 # injectorMaximumRATE: [635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95,
    635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95]
281 # injectorMinimumRATE: [0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00,
    0.00, 0.00, 0.00]
282 # # Injector Control Values
283 # #   INJE1  INJE2  INJE3  INJE4  INJE5  INJE6  INJE7  INJE8
284 # injectorValues: [635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95, 635.95,
    635.95, 635.95, 635.95, 635.95]

```

Código A.2 – Código do YamlMaster

```

1 #simulator type so storms select which simulator class to use
2 simulator:
3   type: eclipse
4
5 launcher:
6   type: slurm
7   queue: eclinter
8   account: storms
9   num_processes_per_node: 1 #eclipse so pode 1 devido as licensas
10  job_definition_template: storms.sh

```

Código A.3 – Código do reservatório Brugge

```

1 -- (c) 2009-2016 TNO, The Hague, the Netherlands. All copyrights
   and other intellectual property rights reserved.
2
3 -- Generated [
4 -- Format      : ECLIPSE keywords (ASCII)
5 -- Exported by : Petrel 2014.3 (64-bit) Schlumberger
6 -- User name   : peterse
7 -- Date       : Friday, December 23 2016 14:06:28

```

```
8  -- Project      : Brugge_60K_ResEng.pet
9  -- Generated ]
10
11 RUNSPEC
12
13 FAULTDIM          -- Generated : Petrel
14   45 /
15
16 WELLDIMS         -- Generated : Petrel
17   30 11 2 30 /
18
19 START            -- Generated : Petrel
20   1 JAN 2000 /
21
22 UNIFOUT
23
24 WATER            -- Generated : Petrel
25
26 OIL              -- Generated : Petrel
27
28 MONITOR          -- Generated : Petrel
29
30 METRIC           -- Generated : Petrel
31
32 NUMRES
33   1 /
34
35 EQLDIMS
36   1 /
37
38 DIMENS           -- Generated : Petrel
39   139 48 9 /
40
41 TITLE
42 BRUGGE60K_ECLIPSE100
43
44 TABDIMS          -- Generated : Petrel
45   7 1* 24 1* 7 7* 1 /
46
47 VFPPDIMS
48   5 3 4 1 1 1 /
49
50 GRID
51
52 INCLUDE          -- Generated : Petrel
53 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_GRID.INC' /
54
55 NOECHO           -- Generated : Petrel
56
57 INCLUDE          -- Generated : Petrel
58 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_GRID.GRDECL' /
59
```

```
60 INCLUDE -- Generated : Petrel
61 'PERMS/PERMX_1.GRDECL' /
62 INCLUDE -- Generated : Petrel
63 'PERMS/PERMY_1.GRDECL' /
64 INCLUDE -- Generated : Petrel
65 'PERMS/PERMZ_1.GRDECL' /
66
67 INCLUDE -- Generated : Petrel
68 'PERMS/PORO_1.GRDECL' /
69
70 INCLUDE -- Generated : Petrel
71 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_PROP_NTG.GRDECL' /
72
73 ECHO -- Generated : Petrel
74
75 EDIT
76
77 PROPS
78
79 INCLUDE -- Generated : Petrel
80 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_PROPS.INC' /
81
82 REGIONS
83
84 -- Format : Generic ECLIPSE style (ASCII) properties
85 -- (*.GRDECL, *.* )
86 -- Exported by : Petrel 2008.1 Schlumberger
87 -- User name : epeters
88 -- Date : Monday, April 27 2009 12:54:34
89 -- Project : Brugge_60K_ResEng.pet
90 -- Grid : Part of 60K Grid
91 -- Unit system : ECLIPSE-Metric
92
93
94 NOECHO -- Generated : Petrel
95
96 INCLUDE -- Generated : Petrel
97 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_PROP_SATNUM.GRDECL' /
98
99 INCLUDE -- Generated : Petrel
100 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_PROP_PVTNUM.GRDECL' /
101
102 INCLUDE -- Generated : Petrel
103 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_PROP_EQLNUM.GRDECL' /
104
105 INCLUDE -- Generated : Petrel
106 'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_PROP_FIPNUM.GRDECL' /
107
108 ECHO -- Generated : Petrel
109
110 SOLUTION
111
112 EQUIL -- Generated : Petrel
```



```
111          1700          170          1678          0 1* 1* 0 0 0 /
112
113 RPTRST          -- Generated : Petrel
114   BASIC=2 /
115
116 RPTSOL          -- Generated : Petrel
117   RESTART=2 FIP /
118
119
120 SUMMARY
121
122 INCLUDE          -- Generated : Petrel
123   'COMMON/BRUGGE60K_FY-SF-KM-1-1_SUM.INC' /
124
125 WWCT
126 /
127 SCHEDULE
128
129 INCLUDE
130   'COMMON/VFP_BRUGGE.INC' /
131
132 RPTSCHED          -- Generated : Petrel
133   FIP WELLS /
134
135 RPTRST          -- Generated : Petrel
136   BASIC=2 /
137
138 WELSPECS          -- Generated : Petrel
139   'BR-P-1' 'GROUP 1' 82 5 1* 'OIL' /
140   'BR-P-2' 'GROUP 1' 97 11 1* 'OIL' /
141   'BR-P-3' 'GROUP 1' 67 7 1* 'OIL' /
142   'BR-P-4' 'GROUP 1' 76 7 1* 'OIL' /
143   'BR-P-5' 'GROUP 1' 43 3 1* 'OIL' /
144   'BR-P-6' 'GROUP 1' 53 2 1* 'OIL' /
145   'BR-P-7' 'GROUP 1' 62 2 1* 'OIL' /
146   'BR-P-8' 'GROUP 1' 70 3 1* 'OIL' /
147   'BR-P-9' 'GROUP 1' 96 4 1* 'OIL' /
148   'BR-P-10' 'GROUP 1' 101 4 1* 'OIL' /
149   'BR-P-11' 'GROUP 1' 104 9 1* 'OIL' /
150   'BR-P-12' 'GROUP 1' 99 14 1* 'OIL' /
151   'BR-P-13' 'GROUP 1' 91 16 1* 'OIL' /
152   'BR-P-14' 'GROUP 1' 83 16 1* 'OIL' /
153   'BR-P-15' 'GROUP 1' 75 15 1* 'OIL' /
154   'BR-P-16' 'GROUP 1' 72 11 1* 'OIL' /
155   'BR-P-17' 'GROUP 1' 65 12 1* 'OIL' /
156   'BR-P-18' 'GROUP 1' 56 11 1* 'OIL' /
157   'BR-P-19' 'GROUP 1' 52 6 1* 'OIL' /
158   'BR-P-20' 'GROUP 1' 45 7 1* 'OIL' /
159   'BR-I-1' 'GROUP 1' 32 5 1* 'WATER' /
160   'BR-I-2' 'GROUP 1' 38 10 1* 'WATER' /
161   'BR-I-3' 'GROUP 1' 47 14 1* 'WATER' /
162   'BR-I-4' 'GROUP 1' 55 21 1* 'WATER' /
```

```
163 'BR-I-5' 'GROUP 1' 63 22 1* 'WATER' /
164 'BR-I-6' 'GROUP 1' 72 20 1* 'WATER' /
165 'BR-I-7' 'GROUP 1' 82 21 1* 'WATER' /
166 'BR-I-8' 'GROUP 1' 92 22 1* 'WATER' /
167 'BR-I-9' 'GROUP 1' 105 17 1* 'WATER' /
168 'BR-I-10' 'GROUP 1' 112 6 1* 'WATER' /
169 /
170
171 COMPDAT -- Generated : Petrel
172 'BR-P-1' 82 5 1 1 'OPEN' 1* 6.2351E+000 0.10160 704.33 0.00 1*
    'Z' 21.59 /
173 'BR-P-1' 82 5 2 2 'OPEN' 1* 3.4657E+000 0.10160 394.55 0.00 1*
    'Z' 22.64 /
174 'BR-P-1' 82 5 3 3 'OPEN' 1* 9.5344E-001 0.10160 107.94 0.00 1*
    'Z' 21.88 /
175 'BR-P-1' 81 5 3 3 'OPEN' 1* 6.1068E-001 0.10160 69.02 0.00 1*
    'Z' 21.66 /
176 'BR-P-1' 81 5 4 4 'OPEN' 1* 1.3044E+000 0.10160 147.58 0.00 1*
    'Z' 21.79 /
177 'BR-P-1' 81 5 5 5 'OPEN' 1* 1.2074E+000 0.10160 136.64 0.00 1*
    'Z' 21.84 /
178 'BR-P-1' 81 5 6 6 'OPEN' 1* 1.3190E+001 0.10160 1495.95 0.00 1*
    'Z' 22.12 /
179 'BR-P-1' 81 5 7 7 'OPEN' 1* 1.4876E+001 0.10160 1690.18 0.00 1*
    'Z' 22.36 /
180 'BR-P-1' 81 6 7 7 'OPEN' 1* 1.6786E+001 0.10160 1897.67 0.00 1*
    'Z' 21.69 /
181 'BR-P-1' 81 6 8 8 'OPEN' 1* 1.6526E+001 0.10160 1871.54 0.00 1*
    'Z' 21.93 /
182 'BR-P-2' 97 11 1 1 'OPEN' 1* 6.5407E-001 0.10160 75.21 0.00 1*
    'Z' 24.06 /
183 'BR-P-2' 97 12 1 1 'OPEN' 1* 8.8647E+000 0.10160 1018.88 0.00 1*
    'Z' 24.00 /
184 'BR-P-2' 97 12 2 2 'OPEN' 1* 5.9428E+000 0.10160 683.08 0.00 1*
    'Z' 24.01 /
185 'BR-P-2' 97 12 3 3 'OPEN' 1* 1.3916E+000 0.10160 159.90 0.00 1*
    'Z' 23.96 /
186 'BR-P-2' 97 12 4 4 'OPEN' 1* 3.1583E+000 0.10160 362.92 0.00 1*
    'Z' 23.96 /
187 'BR-P-2' 97 12 5 5 'OPEN' 1* 2.8906E+000 0.10160 332.07 0.00 1*
    'Z' 23.93 /
188 'BR-P-2' 97 12 6 6 'OPEN' 1* 3.1023E+001 0.10160 3564.83 0.00 1*
    'Z' 23.96 /
189 'BR-P-2' 97 12 7 7 'OPEN' 1* 3.2450E+001 0.10160 3729.01 0.00 1*
    'Z' 23.97 /
190 'BR-P-2' 97 12 8 8 'OPEN' 1* 5.0911E+001 0.10160 5850.38 0.00 1*
    'Z' 23.97 /
191 'BR-P-3' 67 7 1 1 'OPEN' 1* 6.6935E+000 0.10160 767.78 0.00 1*
    'Z' 23.70 /
192 'BR-P-3' 67 7 2 2 'OPEN' 1* 7.2503E+001 0.10160 8322.65 0.00 1*
    'Z' 23.81 /
193 'BR-P-3' 67 7 3 3 'OPEN' 1* 1.5402E+000 0.10160 177.01 0.00 1*
```

```

      'Z' 23.99 /
194 'BR-P-3' 67 7 4 4 'OPEN' 1* 2.0696E+000 0.10160 238.15 0.00 1*
      'Z' 24.18 /
195 'BR-P-3' 67 7 5 5 'OPEN' 1* 1.1238E+000 0.10160 129.47 0.00 1*
      'Z' 24.36 /
196 'BR-P-3' 67 7 6 6 'OPEN' 1* 9.9056E+000 0.10160 1143.10 0.00 1*
      'Z' 24.60 /
197 'BR-P-3' 66 7 6 6 'OPEN' 1* 5.2011E+000 0.10160 600.09 0.00 1*
      'Z' 24.58 /
198 'BR-P-3' 66 7 7 7 'OPEN' 1* 1.1031E+001 0.10160 1275.23 0.00 1*
      'Z' 24.87 /
199 'BR-P-3' 66 7 8 8 'OPEN' 1* 1.3466E+001 0.10160 1559.70 0.00 1*
      'Z' 25.17 /
200 'BR-P-4' 76 7 1 1 'OPEN' 1* 1.3000E+001 0.10160 1464.54 0.00 1*
      'Z' 21.24 /
201 'BR-P-4' 76 7 2 2 'OPEN' 1* 9.9390E-001 0.10160 111.95 0.00 1*
      'Z' 21.21 /
202 'BR-P-4' 76 7 3 3 'OPEN' 1* 1.6518E+000 0.10160 186.59 0.00 1*
      'Z' 21.59 /
203 'BR-P-4' 76 7 4 4 'OPEN' 1* 3.2399E-001 0.10160 36.66 0.00 1*
      'Z' 21.80 /
204 'BR-P-4' 75 7 4 4 'OPEN' 1* 7.2702E-001 0.10160 82.42 0.00 1*
      'Z' 22.06 /
205 'BR-P-4' 75 7 5 5 'OPEN' 1* 1.8771E+000 0.10160 213.08 0.00 1*
      'Z' 22.24 /
206 'BR-P-4' 75 7 6 6 'OPEN' 1* 1.7066E+001 0.10160 1940.51 0.00 1*
      'Z' 22.47 /
207 'BR-P-4' 75 7 7 7 'OPEN' 1* 2.2331E+001 0.10160 2543.97 0.00 1*
      'Z' 22.73 /
208 'BR-P-4' 75 8 7 7 'OPEN' 1* 6.7663E+000 0.10160 771.90 0.00 1*
      'Z' 22.92 /
209 'BR-P-4' 75 8 8 8 'OPEN' 1* 2.7135E+001 0.10160 3102.07 0.00 1*
      'Z' 23.22 /
210 'BR-P-5' 43 3 1 1 'OPEN' 1* 3.6890E+000 0.10160 431.72 0.00 1*
      'Z' 26.85 /
211 'BR-P-5' 42 3 1 1 'OPEN' 1* 2.2852E-001 0.10160 26.74 0.00 1*
      'Z' 26.83 /
212 'BR-P-5' 42 3 2 2 'OPEN' 1* 4.4725E+001 0.10160 5239.12 0.00 1*
      'Z' 27.01 /
213 'BR-P-5' 42 3 3 3 'OPEN' 1* 1.5724E+000 0.10160 184.18 0.00 1*
      'Z' 27.00 /
214 'BR-P-5' 42 3 4 4 'OPEN' 1* 2.1626E+000 0.10160 253.38 0.00 1*
      'Z' 27.05 /
215 'BR-P-5' 42 3 5 5 'OPEN' 1* 1.7881E+000 0.10160 209.66 0.00 1*
      'Z' 27.17 /
216 'BR-P-6' 53 2 1 1 'OPEN' 1* 4.7139E-001 0.10160 54.83 0.00 1*
      'Z' 25.83 /
217 'BR-P-6' 53 3 1 1 'OPEN' 1* 1.8328E-003 0.10160 0.21 0.00 1* 'Z'
      24.56 /
218 'BR-P-6' 53 3 2 2 'OPEN' 1* 8.5275E-005 0.10160 0.01 0.00 1* 'Z'
      7.76 /
219 'BR-P-6' 52 3 2 2 'OPEN' 1* 1.2955E-002 0.10160 1.51 0.00 1* 'Z'

```

```

25.68 /
220 'BR-P-6' 52 3 3 3 'OPEN' 1* 8.2970E-001 0.10160 96.79 0.00 1*
    'Z' 26.32 /
221 'BR-P-6' 52 3 4 4 'OPEN' 1* 1.3460E+000 0.10160 157.08 0.00 1*
    'Z' 26.38 /
222 'BR-P-6' 52 3 5 5 'OPEN' 1* 1.3586E+000 0.10160 158.60 0.00 1*
    'Z' 26.44 /
223 'BR-P-6' 52 3 6 6 'OPEN' 1* 2.6843E+001 0.10160 3136.65 0.00 1*
    'Z' 26.60 /
224 'BR-P-6' 52 3 7 7 'OPEN' 1* 5.8332E+000 0.10160 682.81 0.00 1*
    'Z' 26.89 /
225 'BR-P-6' 52 3 8 8 'OPEN' 1* 3.0155E+001 0.10160 3532.00 0.00 1*
    'Z' 26.99 /
226 'BR-P-7' 62 2 1 1 'OPEN' 1* 6.3700E-001 0.10160 73.43 0.00 1*
    'Z' 24.45 /
227 'BR-P-7' 62 3 1 1 'OPEN' 1* 3.8465E+000 0.10160 442.50 0.00 1*
    'Z' 24.13 /
228 'BR-P-7' 62 3 2 2 'OPEN' 1* 1.8260E+001 0.10160 2102.92 0.00 1*
    'Z' 24.29 /
229 'BR-P-7' 62 3 3 3 'OPEN' 1* 1.3024E+000 0.10160 150.15 0.00 1*
    'Z' 24.45 /
230 'BR-P-7' 62 3 4 4 'OPEN' 1* 1.7585E+000 0.10160 202.95 0.00 1*
    'Z' 24.61 /
231 'BR-P-7' 62 3 5 5 'OPEN' 1* 1.0189E+000 0.10160 117.69 0.00 1*
    'Z' 24.75 /
232 'BR-P-7' 62 3 6 6 'OPEN' 1* 1.3833E+001 0.10160 1600.29 0.00 1*
    'Z' 24.99 /
233 'BR-P-7' 62 3 7 7 'OPEN' 1* 5.2101E+000 0.10160 603.79 0.00 1*
    'Z' 25.26 /
234 'BR-P-7' 61 3 7 7 'OPEN' 1* 5.0898E+000 0.10160 588.44 0.00 1*
    'Z' 24.88 /
235 'BR-P-7' 61 3 8 8 'OPEN' 1* 1.2933E+001 0.10160 1497.92 0.00 1*
    'Z' 25.17 /
236 'BR-P-8' 70 3 1 1 'OPEN' 1* 6.1023E+000 0.10160 708.01 0.00 1*
    'Z' 25.44 /
237 'BR-P-8' 70 3 2 2 'OPEN' 1* 1.0344E+001 0.10160 1199.79 0.00 1*
    'Z' 25.40 /
238 'BR-P-8' 70 3 3 3 'OPEN' 1* 1.2453E+000 0.10160 144.80 0.00 1*
    'Z' 25.78 /
239 'BR-P-8' 70 3 4 4 'OPEN' 1* 1.9561E+000 0.10160 227.72 0.00 1*
    'Z' 25.98 /
240 'BR-P-8' 70 3 5 5 'OPEN' 1* 3.0306E-001 0.10160 35.32 0.00 1*
    'Z' 26.18 /
241 'BR-P-8' 69 3 5 5 'OPEN' 1* 1.7313E-001 0.10160 20.20 0.00 1*
    'Z' 26.31 /
242 'BR-P-8' 69 3 6 6 'OPEN' 1* 1.0253E+001 0.10160 1198.83 0.00 1*
    'Z' 26.69 /
243 'BR-P-8' 69 3 7 7 'OPEN' 1* 1.4027E+001 0.10160 1642.54 0.00 1*
    'Z' 26.95 /
244 'BR-P-8' 69 3 8 8 'OPEN' 1* 2.3234E+001 0.10160 2725.65 0.00 1*
    'Z' 27.26 /
245 'BR-P-9' 96 4 1 1 'OPEN' 1* 2.8762E-001 0.10160 32.69 0.00 1*

```

```
'Z' 22.42 /
246 'BR-P-9' 96 4 2 2 'OPEN' 1* 9.4113E-001 0.10160 106.51 0.00 1*
'Z' 21.83 /
247 'BR-P-10' 101 4 1 1 'OPEN' 1* 3.5831E+000 0.10160 413.93 0.00 1*
'Z' 24.77 /
248 'BR-P-10' 101 4 2 2 'OPEN' 1* 1.5367E+000 0.10160 176.36 0.00 1*
'Z' 23.78 /
249 'BR-P-10' 101 4 3 3 'OPEN' 1* 1.9213E-001 0.10160 22.25 0.00 1*
'Z' 25.13 /
250 'BR-P-10' 101 5 3 3 'OPEN' 1* 1.5724E+000 0.10160 182.07 0.00 1*
'Z' 25.12 /
251 'BR-P-10' 101 5 4 4 'OPEN' 1* 1.7463E+000 0.10160 202.01 0.00 1*
'Z' 24.98 /
252 'BR-P-10' 101 5 5 5 'OPEN' 1* 2.4444E+000 0.10160 282.74 0.00 1*
'Z' 24.96 /
253 'BR-P-11' 104 9 1 1 'OPEN' 1* 5.9330E+000 0.10160 686.30 0.00 1*
'Z' 24.97 /
254 'BR-P-11' 104 9 2 2 'OPEN' 1* 2.0469E-002 0.10160 2.33 0.00 1*
'Z' 22.80 /
255 'BR-P-11' 104 9 3 3 'OPEN' 1* 1.6443E+000 0.10160 190.37 0.00 1*
'Z' 25.10 /
256 'BR-P-11' 104 9 4 4 'OPEN' 1* 2.3552E+000 0.10160 272.54 0.00 1*
'Z' 25.02 /
257 'BR-P-11' 104 9 5 5 'OPEN' 1* 1.8957E+000 0.10160 219.37 0.00 1*
'Z' 25.03 /
258 'BR-P-11' 104 9 6 6 'OPEN' 1* 1.5716E+001 0.10160 1817.84 0.00
1* 'Z' 24.96 /
259 'BR-P-11' 104 10 6 6 'OPEN' 1* 1.2088E+001 0.10160 1396.26 0.00
1* 'Z' 24.74 /
260 'BR-P-11' 104 10 7 7 'OPEN' 1* 4.9433E+001 0.10160 5707.61 0.00
1* 'Z' 24.69 /
261 'BR-P-11' 104 10 8 8 'OPEN' 1* 3.9767E+001 0.10160 4589.92 0.00
1* 'Z' 24.63 /
262 'BR-P-12' 99 14 1 1 'OPEN' 1* 4.7544E+000 0.10160 546.83 0.00 1*
'Z' 24.10 /
263 'BR-P-12' 99 14 2 2 'OPEN' 1* 2.6447E+000 0.10160 303.50 0.00 1*
'Z' 23.77 /
264 'BR-P-12' 99 14 3 3 'OPEN' 1* 1.9592E+000 0.10160 225.22 0.00 1*
'Z' 24.02 /
265 'BR-P-12' 99 14 4 4 'OPEN' 1* 2.4494E+000 0.10160 281.53 0.00 1*
'Z' 24.00 /
266 'BR-P-12' 99 14 5 5 'OPEN' 1* 2.7311E+000 0.10160 313.85 0.00 1*
'Z' 23.98 /
267 'BR-P-12' 99 14 6 6 'OPEN' 1* 3.3479E+001 0.10160 3847.46 0.00
1* 'Z' 23.98 /
268 'BR-P-12' 99 14 7 7 'OPEN' 1* 7.3603E-001 0.10160 84.57 0.00 1*
'Z' 23.96 /
269 'BR-P-12' 99 15 7 7 'OPEN' 1* 3.1582E+001 0.10160 3629.74 0.00
1* 'Z' 23.99 /
270 'BR-P-12' 98 15 7 7 'OPEN' 1* 5.3456E+000 0.10160 614.84 0.00 1*
'Z' 24.10 /
271 'BR-P-12' 98 15 8 8 'OPEN' 1* 4.3101E+001 0.10160 4957.80 0.00
```

```

1* 'Z' 24.12 /
272 'BR-P-13' 91 16 1 1 'OPEN' 1* 1.0504E+001 0.10160 1212.55 0.00
1* 'Z' 24.65 /
273 'BR-P-13' 91 16 2 2 'OPEN' 1* 2.6736E+001 0.10160 3085.83 0.00
1* 'Z' 24.63 /
274 'BR-P-13' 91 16 3 3 'OPEN' 1* 1.1525E+000 0.10160 133.04 0.00 1*
'Z' 24.65 /
275 'BR-P-13' 91 16 4 4 'OPEN' 1* 2.7808E+000 0.10160 321.07 0.00 1*
'Z' 24.68 /
276 'BR-P-13' 91 16 5 5 'OPEN' 1* 1.8183E+000 0.10160 209.99 0.00 1*
'Z' 24.71 /
277 'BR-P-13' 91 16 6 6 'OPEN' 1* 2.9275E+001 0.10160 3381.43 0.00
1* 'Z' 24.74 /
278 'BR-P-13' 91 16 7 7 'OPEN' 1* 1.7539E+001 0.10160 2026.57 0.00
1* 'Z' 24.80 /
279 'BR-P-13' 91 16 8 8 'OPEN' 1* 2.7781E+001 0.10160 3210.59 0.00
1* 'Z' 24.82 /
280 'BR-P-13' 90 16 8 8 'OPEN' 1* 3.1495E+001 0.10160 3642.36 0.00
1* 'Z' 24.93 /
281 'BR-P-14' 83 16 1 1 'OPEN' 1* 9.3960E+000 0.10160 1096.69 0.00
1* 'Z' 26.41 /
282 'BR-P-14' 83 16 2 2 'OPEN' 1* 3.1227E+001 0.10160 3642.96 0.00
1* 'Z' 26.33 /
283 'BR-P-14' 83 16 3 3 'OPEN' 1* 1.1877E+000 0.10160 138.56 0.00 1*
'Z' 26.32 /
284 'BR-P-14' 83 16 4 4 'OPEN' 1* 2.3338E+000 0.10160 272.16 0.00 1*
'Z' 26.26 /
285 'BR-P-14' 83 16 5 5 'OPEN' 1* 6.6416E-001 0.10160 77.43 0.00 1*
'Z' 26.21 /
286 'BR-P-14' 83 15 5 5 'OPEN' 1* 2.1291E+000 0.10160 247.60 0.00 1*
'Z' 25.81 /
287 'BR-P-15' 75 15 1 1 'OPEN' 1* 4.4084E+000 0.10160 514.22 0.00 1*
'Z' 26.30 /
288 'BR-P-15' 75 15 2 2 'OPEN' 1* 1.5331E+001 0.10160 1788.80 0.00
1* 'Z' 26.34 /
289 'BR-P-15' 75 15 3 3 'OPEN' 1* 5.7018E-001 0.10160 66.50 0.00 1*
'Z' 26.29 /
290 'BR-P-15' 75 15 4 4 'OPEN' 1* 8.9200E-001 0.10160 104.11 0.00 1*
'Z' 26.41 /
291 'BR-P-15' 75 15 5 5 'OPEN' 1* 1.5434E+000 0.10160 179.90 0.00 1*
'Z' 26.17 /
292 'BR-P-16' 72 11 1 1 'OPEN' 1* 9.5099E+000 0.10160 1100.27 0.00
1* 'Z' 25.00 /
293 'BR-P-16' 72 11 2 2 'OPEN' 1* 3.2608E+001 0.10160 3774.97 0.00
1* 'Z' 25.09 /
294 'BR-P-16' 72 11 3 3 'OPEN' 1* 8.0868E-001 0.10160 93.74 0.00 1*
'Z' 25.29 /
295 'BR-P-16' 72 11 4 4 'OPEN' 1* 2.6250E+000 0.10160 304.73 0.00 1*
'Z' 25.53 /
296 'BR-P-16' 72 11 5 5 'OPEN' 1* 1.3104E+000 0.10160 152.34 0.00 1*
'Z' 25.76 /
297 'BR-P-16' 72 11 6 6 'OPEN' 1* 1.8022E+001 0.10160 2099.46 0.00

```

```
1* 'Z' 26.09 /
298 'BR-P-16' 72 11 7 7 'OPEN' 1* 2.2828E+001 0.10160 2664.79 0.00
1* 'Z' 26.42 /
299 'BR-P-16' 72 11 8 8 'OPEN' 1* 2.4755E+001 0.10160 2896.18 0.00
1* 'Z' 26.80 /
300 'BR-P-16' 72 11 9 9 'OPEN' 1* 2.5860E-002 0.10160 3.03 0.00 1*
'Z' 27.10 /
301 'BR-P-17' 65 12 1 1 'OPEN' 1* 9.8411E+000 0.10160 1161.13 0.00
1* 'Z' 28.26 /
302 'BR-P-17' 65 12 2 2 'OPEN' 1* 6.1980E+000 0.10160 732.81 0.00 1*
'Z' 28.64 /
303 'BR-P-17' 65 12 3 3 'OPEN' 1* 1.4276E+000 0.10160 168.93 0.00 1*
'Z' 28.79 /
304 'BR-P-17' 65 12 4 4 'OPEN' 1* 1.2154E+000 0.10160 144.05 0.00 1*
'Z' 29.07 /
305 'BR-P-17' 65 12 5 5 'OPEN' 1* 3.7386E-001 0.10160 44.37 0.00 1*
'Z' 29.35 /
306 'BR-P-17' 65 11 5 5 'OPEN' 1* 4.5869E-001 0.10160 53.95 0.00 1*
'Z' 27.72 /
307 'BR-P-17' 65 11 6 6 'OPEN' 1* 2.6612E+001 0.10160 3136.20 0.00
1* 'Z' 28.05 /
308 'BR-P-17' 65 11 7 7 'OPEN' 1* 6.0180E+000 0.10160 710.69 0.00 1*
'Z' 28.42 /
309 'BR-P-17' 65 11 8 8 'OPEN' 1* 2.0584E+001 0.10160 2436.16 0.00
1* 'Z' 28.82 /
310 'BR-P-18' 56 11 1 1 'OPEN' 1* 7.6647E+000 0.10160 905.88 0.00 1*
'Z' 28.57 /
311 'BR-P-18' 56 11 2 2 'OPEN' 1* 1.0857E+001 0.10160 1284.42 0.00
1* 'Z' 28.74 /
312 'BR-P-18' 55 11 2 2 'OPEN' 1* 7.2146E+000 0.10160 854.07 0.00 1*
'Z' 28.86 /
313 'BR-P-18' 55 11 3 3 'OPEN' 1* 1.0725E+000 0.10160 127.00 0.00 1*
'Z' 28.92 /
314 'BR-P-18' 55 11 4 4 'OPEN' 1* 1.8833E+000 0.10160 223.39 0.00 1*
'Z' 29.23 /
315 'BR-P-18' 55 11 5 5 'OPEN' 1* 1.3520E+000 0.10160 160.64 0.00 1*
'Z' 29.55 /
316 'BR-P-18' 55 11 6 6 'OPEN' 1* 1.8560E+001 0.10160 2208.06 0.00
1* 'Z' 29.78 /
317 'BR-P-18' 55 11 7 7 'OPEN' 1* 7.8340E+000 0.10160 933.64 0.00 1*
'Z' 30.12 /
318 'BR-P-18' 55 11 8 8 'OPEN' 1* 2.7135E+001 0.10160 3239.92 0.00
1* 'Z' 30.49 /
319 'BR-P-19' 52 6 1 1 'OPEN' 1* 2.3288E+000 0.10160 270.79 0.00 1*
'Z' 25.79 /
320 'BR-P-19' 52 6 2 2 'OPEN' 1* 4.3151E+001 0.10160 5016.48 0.00 1*
'Z' 25.76 /
321 'BR-P-19' 52 6 3 3 'OPEN' 1* 1.6145E+000 0.10160 187.84 0.00 1*
'Z' 25.89 /
322 'BR-P-19' 52 6 4 4 'OPEN' 1* 1.2321E+000 0.10160 143.49 0.00 1*
'Z' 26.05 /
323 'BR-P-19' 52 6 5 5 'OPEN' 1* 5.9134E-001 0.10160 68.92 0.00 1*
```

```
'Z' 26.16 /
324 'BR-P-19' 51 6 5 5 'OPEN' 1* 9.1079E-001 0.10160 106.26 0.00 1*
'Z' 26.33 /
325 'BR-P-19' 51 6 6 6 'OPEN' 1* 2.7039E+001 0.10160 3157.71 0.00 1*
'Z' 26.49 /
326 'BR-P-19' 51 6 7 7 'OPEN' 1* 6.1227E+000 0.10160 715.95 0.00 1*
'Z' 26.71 /
327 'BR-P-19' 51 6 8 8 'OPEN' 1* 2.6204E+001 0.10160 3067.87 0.00 1*
'Z' 26.91 /
328 'BR-P-20' 45 7 1 1 'OPEN' 1* 4.8947E+000 0.10160 572.91 0.00 1*
'Z' 26.87 /
329 'BR-P-20' 45 7 2 2 'OPEN' 1* 1.2879E+001 0.10160 1512.25 0.00 1*
'Z' 27.41 /
330 'BR-P-20' 45 7 3 3 'OPEN' 1* 1.4374E+000 0.10160 168.55 0.00 1*
'Z' 27.18 /
331 'BR-P-20' 45 7 4 4 'OPEN' 1* 1.7762E+000 0.10160 208.44 0.00 1*
'Z' 27.31 /
332 'BR-P-20' 45 7 5 5 'OPEN' 1* 1.5575E+000 0.10160 182.88 0.00 1*
'Z' 27.42 /
333 'BR-P-20' 45 7 6 6 'OPEN' 1* 2.1276E+001 0.10160 2500.06 0.00 1*
'Z' 27.54 /
334 'BR-P-20' 45 7 7 7 'OPEN' 1* 1.4009E+001 0.10160 1647.51 0.00 1*
'Z' 27.68 /
335 'BR-P-20' 45 7 8 8 'OPEN' 1* 3.7340E+001 0.10160 4396.37 0.00 1*
'Z' 27.89 /
336 'BR-I-1' 32 5 1 1 'OPEN' 1* 2.2433E-001 0.10160 26.65 0.00 1*
'Z' 29.48 /
337 'BR-I-1' 32 5 2 2 'OPEN' 1* 5.2984E+001 0.10160 6234.46 0.00 1*
'Z' 27.78 /
338 'BR-I-1' 32 5 3 3 'OPEN' 1* 1.2078E+000 0.10160 142.07 0.00 1*
'Z' 27.72 /
339 'BR-I-1' 32 5 4 4 'OPEN' 1* 1.1425E+000 0.10160 134.42 0.00 1*
'Z' 27.77 /
340 'BR-I-1' 32 5 5 5 'OPEN' 1* 2.1832E+000 0.10160 256.96 0.00 1*
'Z' 27.82 /
341 'BR-I-1' 32 5 6 6 'OPEN' 1* 1.7407E+001 0.10160 2049.34 0.00 1*
'Z' 27.88 /
342 'BR-I-1' 32 5 7 7 'OPEN' 1* 1.7144E+001 0.10160 2020.09 0.00 1*
'Z' 28.02 /
343 'BR-I-1' 32 5 8 8 'OPEN' 1* 2.4290E+001 0.10160 2864.28 0.00 1*
'Z' 28.16 /
344 'BR-I-1' 32 5 9 9 'OPEN' 1* 8.9162E-001 0.10160 105.17 0.00 1*
'Z' 28.21 /
345 'BR-I-2' 38 10 1 1 'OPEN' 1* 2.7016E+000 0.10160 320.88 0.00 1*
'Z' 29.48 /
346 'BR-I-2' 38 10 2 2 'OPEN' 1* 6.1841E+000 0.10160 732.11 0.00 1*
'Z' 28.87 /
347 'BR-I-2' 38 10 3 3 'OPEN' 1* 1.6537E+000 0.10160 196.36 0.00 1*
'Z' 29.42 /
348 'BR-I-2' 38 10 4 4 'OPEN' 1* 5.9498E-001 0.10160 70.75 0.00 1*
'Z' 29.69 /
349 'BR-I-2' 38 10 5 5 'OPEN' 1* 1.5183E+000 0.10160 180.47 0.00 1*
```



```
'Z' 29.62 /
350 'BR-I-2' 38 10 6 6 'OPEN' 1* 1.9745E+001 0.10160 2349.23 0.00 1*
    'Z' 29.80 /
351 'BR-I-2' 38 10 7 7 'OPEN' 1* 1.4230E+001 0.10160 1693.96 0.00 1*
    'Z' 29.91 /
352 'BR-I-2' 38 10 8 8 'OPEN' 1* 3.4812E+001 0.10160 4147.33 0.00 1*
    'Z' 30.06 /
353 'BR-I-2' 38 10 9 9 'OPEN' 1* 3.8379E+000 0.10160 457.50 0.00 1*
    'Z' 30.17 /
354 'BR-I-3' 47 14 1 1 'OPEN' 1* 1.3371E+000 0.10160 151.22 0.00 1*
    'Z' 21.74 /
355 'BR-I-3' 47 14 2 2 'OPEN' 1* 2.8446E+001 0.10160 3216.03 0.00 1*
    'Z' 21.70 /
356 'BR-I-3' 47 14 3 3 'OPEN' 1* 1.4879E+000 0.10160 168.25 0.00 1*
    'Z' 21.73 /
357 'BR-I-3' 47 14 4 4 'OPEN' 1* 1.5953E+000 0.10160 180.42 0.00 1*
    'Z' 21.74 /
358 'BR-I-3' 47 14 5 5 'OPEN' 1* 1.7071E+000 0.10160 193.04 0.00 1*
    'Z' 21.73 /
359 'BR-I-3' 47 14 6 6 'OPEN' 1* 2.3023E+001 0.10160 2604.61 0.00 1*
    'Z' 21.79 /
360 'BR-I-3' 47 14 7 7 'OPEN' 1* 9.0605E+000 0.10160 1024.78 0.00 1*
    'Z' 21.76 /
361 'BR-I-3' 46 14 7 7 'OPEN' 1* 2.4563E+000 0.10160 277.84 0.00 1*
    'Z' 21.77 /
362 'BR-I-3' 46 13 7 7 'OPEN' 1* 7.7503E-001 0.10160 94.51 0.00 1*
    'Z' 34.93 /
363 'BR-I-3' 46 13 8 8 'OPEN' 1* 4.7931E+001 0.10160 5850.36 0.00 1*
    'Z' 35.15 /
364 'BR-I-3' 46 13 9 9 'OPEN' 1* 2.1273E+000 0.10160 259.42 0.00 1*
    'Z' 34.94 /
365 'BR-I-4' 55 21 1 1 'OPEN' 1* 3.3204E+000 0.10160 375.19 0.00 1*
    'Z' 21.63 /
366 'BR-I-4' 55 21 2 2 'OPEN' 1* 7.2324E-001 0.10160 81.80 0.00 1*
    'Z' 21.76 /
367 'BR-I-4' 55 21 3 3 'OPEN' 1* 1.3909E+000 0.10160 157.67 0.00 1*
    'Z' 22.06 /
368 'BR-I-4' 55 21 4 4 'OPEN' 1* 2.1282E+000 0.10160 241.23 0.00 1*
    'Z' 22.05 /
369 'BR-I-4' 55 21 5 5 'OPEN' 1* 1.3689E+000 0.10160 155.17 0.00 1*
    'Z' 22.05 /
370 'BR-I-4' 55 21 6 6 'OPEN' 1* 2.4944E+001 0.10160 2826.96 0.00 1*
    'Z' 22.03 /
371 'BR-I-4' 55 21 7 7 'OPEN' 1* 1.9114E+001 0.10160 2165.77 0.00 1*
    'Z' 22.00 /
372 'BR-I-4' 55 21 8 8 'OPEN' 1* 3.1631E+001 0.10160 3583.93 0.00 1*
    'Z' 21.99 /
373 'BR-I-4' 55 21 9 9 'OPEN' 1* 2.8062E+000 0.10160 317.95 0.00 1*
    'Z' 21.99 /
374 'BR-I-5' 63 22 1 1 'OPEN' 1* 7.1439E+000 0.10160 818.09 0.00 1*
    'Z' 23.47 /
375 'BR-I-5' 63 22 2 2 'OPEN' 1* 1.1607E+001 0.10160 1328.93 0.00 1*
```

```
'Z' 23.44 /
376 'BR-I-5' 63 22 3 3 'OPEN' 1* 1.2568E+000 0.10160 143.88 0.00 1*
'Z' 23.42 /
377 'BR-I-5' 63 22 4 4 'OPEN' 1* 1.8054E+000 0.10160 206.64 0.00 1*
'Z' 23.39 /
378 'BR-I-5' 63 22 5 5 'OPEN' 1* 1.1894E+000 0.10160 136.10 0.00 1*
'Z' 23.36 /
379 'BR-I-5' 63 22 6 6 'OPEN' 1* 1.8645E+001 0.10160 2133.01 0.00 1*
'Z' 23.33 /
380 'BR-I-5' 63 21 6 6 'OPEN' 1* 1.8690E+000 0.10160 213.87 0.00 1*
'Z' 23.36 /
381 'BR-I-5' 63 21 7 7 'OPEN' 1* 2.0350E+001 0.10160 2327.86 0.00 1*
'Z' 23.31 /
382 'BR-I-5' 63 21 8 8 'OPEN' 1* 1.6363E+001 0.10160 1871.21 0.00 1*
'Z' 23.26 /
383 'BR-I-5' 63 21 9 9 'OPEN' 1* 2.5537E+000 0.10160 291.94 0.00 1*
'Z' 23.22 /
384 'BR-I-6' 72 20 1 1 'OPEN' 1* 1.2525E+001 0.10160 1457.18 0.00 1*
'Z' 25.88 /
385 'BR-I-6' 72 20 2 2 'OPEN' 1* 1.9463E+001 0.10160 2263.65 0.00 1*
'Z' 25.82 /
386 'BR-I-6' 72 20 3 3 'OPEN' 1* 1.3890E+000 0.10160 161.51 0.00 1*
'Z' 25.79 /
387 'BR-I-6' 72 20 4 4 'OPEN' 1* 2.0652E+000 0.10160 240.09 0.00 1*
'Z' 25.76 /
388 'BR-I-6' 72 20 5 5 'OPEN' 1* 1.2625E+000 0.10160 146.73 0.00 1*
'Z' 25.71 /
389 'BR-I-6' 72 20 6 6 'OPEN' 1* 1.9329E+001 0.10160 2246.45 0.00 1*
'Z' 25.71 /
390 'BR-I-6' 72 20 7 7 'OPEN' 1* 7.6561E+000 0.10160 889.23 0.00 1*
'Z' 25.61 /
391 'BR-I-6' 72 19 7 7 'OPEN' 1* 5.4636E+000 0.10160 632.76 0.00 1*
'Z' 25.15 /
392 'BR-I-6' 72 19 8 8 'OPEN' 1* 2.0134E+001 0.10160 2330.82 0.00 1*
'Z' 25.09 /
393 'BR-I-6' 72 19 9 9 'OPEN' 1* 1.3210E+000 0.10160 152.83 0.00 1*
'Z' 24.99 /
394 'BR-I-7' 82 21 1 1 'OPEN' 1* 8.4818E+000 0.10160 1007.43 0.00 1*
'Z' 29.48 /
395 'BR-I-7' 82 21 2 2 'OPEN' 1* 1.4452E+000 0.10160 172.37 0.00 1*
'Z' 30.28 /
396 'BR-I-7' 82 21 3 3 'OPEN' 1* 1.3503E+000 0.10160 160.30 0.00 1*
'Z' 29.38 /
397 'BR-I-7' 82 21 4 4 'OPEN' 1* 2.5742E-001 0.10160 30.55 0.00 1*
'Z' 29.34 /
398 'BR-I-7' 82 20 4 4 'OPEN' 1* 8.4619E-001 0.10160 100.25 0.00 1*
'Z' 29.00 /
399 'BR-I-7' 82 20 5 5 'OPEN' 1* 2.4603E+000 0.10160 291.54 0.00 1*
'Z' 29.04 /
400 'BR-I-7' 82 20 6 6 'OPEN' 1* 2.5979E+001 0.10160 3077.53 0.00 1*
'Z' 28.99 /
401 'BR-I-7' 82 20 7 7 'OPEN' 1* 1.6199E+001 0.10160 1918.10 0.00 1*
```

```
'Z' 28.91 /
402 'BR-I-7' 82 20 8 8 'OPEN' 1* 2.6407E+001 0.10160 3127.06 0.00 1*
'Z' 28.92 /
403 'BR-I-7' 82 20 9 9 'OPEN' 1* 1.7425E-004 0.10160 0.02 0.00 1*
'Z' 8.18 /
404 'BR-I-8' 92 22 1 1 'OPEN' 1* 2.1039E+000 0.10160 245.83 0.00 1*
'Z' 26.59 /
405 'BR-I-8' 92 22 2 2 'OPEN' 1* 3.7431E+000 0.10160 437.99 0.00 1*
'Z' 26.83 /
406 'BR-I-8' 92 22 3 3 'OPEN' 1* 6.7083E-001 0.10160 78.67 0.00 1*
'Z' 27.21 /
407 'BR-I-8' 92 21 3 3 'OPEN' 1* 7.0539E-001 0.10160 82.89 0.00 1*
'Z' 27.55 /
408 'BR-I-8' 92 21 4 4 'OPEN' 1* 1.0463E+000 0.10160 123.04 0.00 1*
'Z' 27.68 /
409 'BR-I-8' 92 21 5 5 'OPEN' 1* 5.3109E-001 0.10160 62.45 0.00 1*
'Z' 27.67 /
410 'BR-I-8' 92 21 6 6 'OPEN' 1* 2.6695E+001 0.10160 3137.31 0.00 1*
'Z' 27.57 /
411 'BR-I-8' 92 21 7 7 'OPEN' 1* 2.3075E+001 0.10160 2712.37 0.00 1*
'Z' 27.61 /
412 'BR-I-8' 92 21 8 8 'OPEN' 1* 1.9799E+001 0.10160 2327.59 0.00 1*
'Z' 27.62 /
413 'BR-I-8' 92 21 9 9 'OPEN' 1* 2.3222E-001 0.10160 27.25 0.00 1*
'Z' 27.33 /
414 'BR-I-9' 105 17 1 1 'OPEN' 1* 1.1791E+001 0.10160 1349.45 0.00
1* 'Z' 23.38 /
415 'BR-I-9' 105 17 2 2 'OPEN' 1* 3.8470E-001 0.10160 44.08 0.00 1*
'Z' 23.55 /
416 'BR-I-9' 105 17 3 3 'OPEN' 1* 1.9063E+000 0.10160 218.20 0.00 1*
'Z' 23.40 /
417 'BR-I-9' 105 17 4 4 'OPEN' 1* 1.5781E+000 0.10160 180.46 0.00 1*
'Z' 23.26 /
418 'BR-I-9' 105 17 5 5 'OPEN' 1* 1.5558E+000 0.10160 178.01 0.00 1*
'Z' 23.35 /
419 'BR-I-9' 105 17 6 6 'OPEN' 1* 4.0784E+001 0.10160 4667.06 0.00
1* 'Z' 23.36 /
420 'BR-I-9' 105 17 7 7 'OPEN' 1* 5.1903E+001 0.10160 5938.12 0.00
1* 'Z' 23.33 /
421 'BR-I-9' 105 18 7 7 'OPEN' 1* 9.4500E+000 0.10160 1084.28 0.00
1* 'Z' 23.75 /
422 'BR-I-9' 105 18 8 8 'OPEN' 1* 5.4887E+001 0.10160 6300.07 0.00
1* 'Z' 23.80 /
423 'BR-I-9' 105 18 9 9 'OPEN' 1* 4.9781E-003 0.10160 0.55 0.00 1*
'Z' 18.59 /
424 'BR-I-10' 112 6 1 1 'OPEN' 1* 1.1991E+001 0.10160 1395.20 0.00
1* 'Z' 25.90 /
425 'BR-I-10' 112 6 2 2 'OPEN' 1* 2.1252E+000 0.10160 245.43 0.00 1*
'Z' 24.72 /
426 'BR-I-10' 112 6 3 3 'OPEN' 1* 9.0878E-002 0.10160 10.55 0.00 1*
'Z' 25.59 /
427 'BR-I-10' 112 7 3 3 'OPEN' 1* 7.3633E-001 0.10160 85.30 0.00 1*
```

```

      'Z' 25.20 /
428 'BR-I-10' 112 7 4 4 'OPEN' 1* 1.3139E+000 0.10160 152.06 0.00 1*
      'Z' 25.04 /
429 'BR-I-10' 112 7 5 5 'OPEN' 1* 1.2278E+000 0.10160 142.17 0.00 1*
      'Z' 25.12 /
430 'BR-I-10' 112 7 6 6 'OPEN' 1* 3.4772E+001 0.10160 4023.88 0.00
      1* 'Z' 25.03 /
431 'BR-I-10' 112 7 7 7 'OPEN' 1* 7.0450E+001 0.10160 8149.04 0.00
      1* 'Z' 24.96 /
432 'BR-I-10' 112 7 8 8 'OPEN' 1* 2.2083E+001 0.10160 2553.96 0.00
      1* 'Z' 24.94 /
433 'BR-I-10' 112 7 9 9 'OPEN' 1* 3.4283E-001 0.10160 39.62 0.00 1*
      'Z' 24.83 /
434 /
435
436 GRUPTREE -- Generated : Petrel
437 'GROUP 1' FIELD /
438 /
439 --5 era o unico aberto originalmente com 317.98
440 WCONPROD -- Generated : Petrel
441 'BR-P-1' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
442 'BR-P-2' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
443 'BR-P-3' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
444 'BR-P-4' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
445 'BR-P-5' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
446 'BR-P-6' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
447 'BR-P-7' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
448 'BR-P-8' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
449 'BR-P-9' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
450 'BR-P-10' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
451 'BR-P-11' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
452 'BR-P-12' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
453 'BR-P-13' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
454 'BR-P-14' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
455 'BR-P-15' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
456 'BR-P-16' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
457 'BR-P-17' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
458 'BR-P-18' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
459 'BR-P-19' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
460 'BR-P-20' 'OPEN' 'LRAT' 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
461 /
462
463 WCONINJE -- Generated : Petrel
464 'BR-I-1' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
465 'BR-I-2' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
466 'BR-I-3' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
467 'BR-I-4' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
468 'BR-I-5' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
469 'BR-I-6' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
470 'BR-I-7' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
471 'BR-I-8' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
472 'BR-I-9' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /

```

```
473 'BR-I-10' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 635.95 1* 180.0000 /
474 /
475
476 WECON -- Generated : Petrel
477 'BR-P-1' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
478 'BR-P-2' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
479 'BR-P-3' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
480 'BR-P-4' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
481 'BR-P-5' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
482 'BR-P-6' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
483 'BR-P-7' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
484 'BR-P-8' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
485 'BR-P-9' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
486 'BR-P-10' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
487 'BR-P-11' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
488 'BR-P-12' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
489 'BR-P-13' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
490 'BR-P-14' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
491 'BR-P-15' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
492 'BR-P-16' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
493 'BR-P-17' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
494 'BR-P-18' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
495 'BR-P-19' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
496 'BR-P-20' 1* 1* 0.990 1* 1* 'WELL' /
497 /
498
499 DATES -- Generated : Petrel
500 1 FEB 2000 /
501 /
502
503 WCONPROD -- Generated : Petrel
504 BR-P-10 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
505 /
506
507 DATES -- Generated : Petrel
508 1 MAR 2000 /
509 /
510
511 WCONPROD -- Generated : Petrel
512 BR-P-11 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
513 /
514
515 DATES -- Generated : Petrel
516 1 APR 2000 /
517 /
518
519 WCONPROD -- Generated : Petrel
520 BR-P-12 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
521 /
522
523 DATES -- Generated : Petrel
524 1 MAY 2000 /
```

```
525 /
526
527 WCONPROD -- Generated : Petrel
528 BR-P-13 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
529 /
530
531 DATES -- Generated : Petrel
532 1 JUN 2000 /
533 /
534
535 WCONPROD -- Generated : Petrel
536 BR-P-14 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
537 /
538
539 DATES -- Generated : Petrel
540 1 JUL 2000 /
541 /
542
543 WCONPROD -- Generated : Petrel
544 BR-P-15 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
545 /
546
547 DATES -- Generated : Petrel
548 1 AUG 2000 /
549 /
550
551 WCONPROD -- Generated : Petrel
552 BR-P-16 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
553 /
554
555 DATES -- Generated : Petrel
556 1 SEP 2000 /
557 /
558
559 WCONPROD -- Generated : Petrel
560 BR-P-17 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
561 /
562
563 DATES -- Generated : Petrel
564 1 OCT 2000 /
565 /
566
567 WCONPROD -- Generated : Petrel
568 BR-P-18 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
569 /
570
571 DATES -- Generated : Petrel
572 1 NOV 2000 /
573 /
574
575 WCONPROD -- Generated : Petrel
576 BR-P-19 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
```

```
577 /
578
579 DATES -- Generated : Petrel
580 1 DEC 2000 /
581 /
582
583 WCONPROD -- Generated : Petrel
584 BR-P-20 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
585 /
586
587 DATES -- Generated : Petrel
588 1 JAN 2001 /
589 /
590
591 WCONPROD -- Generated : Petrel
592 BR-P-1 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
593 /
594
595 DATES -- Generated : Petrel
596 1 FEB 2001 /
597 /
598
599 WCONPROD -- Generated : Petrel
600 BR-P-2 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
601 /
602
603 DATES -- Generated : Petrel
604 1 MAR 2001 /
605 /
606
607 WCONPROD -- Generated : Petrel
608 BR-P-3 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
609 /
610
611 DATES -- Generated : Petrel
612 1 APR 2001 /
613 /
614
615 WCONPROD -- Generated : Petrel
616 BR-P-4 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
617 /
618
619 DATES -- Generated : Petrel
620 1 MAY 2001 /
621 /
622
623 WCONPROD -- Generated : Petrel
624 BR-P-6 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
625 /
626
627 DATES -- Generated : Petrel
628 1 JUN 2001 /
```

```
629 /
630
631 WCONPROD -- Generated : Petrel
632 BR-P-7 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
633 /
634
635 DATES -- Generated : Petrel
636 1 JUL 2001 /
637 /
638
639 WCONPROD -- Generated : Petrel
640 BR-P-8 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
641 /
642
643 DATES -- Generated : Petrel
644 1 AUG 2001 /
645 /
646
647 WCONPROD -- Generated : Petrel
648 BR-P-9 OPEN LRAT 1* 1* 1* 317.98 1* 50.0000 1* 1 /
649 /
650
651 DATES -- Generated : Petrel
652 1 SEP 2001 /
653 /
654
655 WCONINJE -- Generated : Petrel
656 BR-I-1 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
657 /
658
659 DATES -- Generated : Petrel
660 1 OCT 2001 /
661 /
662
663 WCONINJE -- Generated : Petrel
664 BR-I-2 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
665 /
666
667 DATES -- Generated : Petrel
668 1 NOV 2001 /
669 /
670
671 WCONINJE -- Generated : Petrel
672 BR-I-3 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
673 /
674
675 DATES -- Generated : Petrel
676 1 DEC 2001 /
677 /
678
679 WCONINJE -- Generated : Petrel
680 BR-I-4 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
```



```
681 /
682
683 DATES -- Generated : Petrel
684 1 JAN 2002 /
685 /
686
687 WCONINJE -- Generated : Petrel
688 BR-I-5 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
689 /
690
691 DATES -- Generated : Petrel
692 1 FEB 2002 /
693 /
694
695 WCONINJE -- Generated : Petrel
696 BR-I-6 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
697 /
698
699 DATES -- Generated : Petrel
700 1 MAR 2002 /
701 /
702
703 WCONINJE -- Generated : Petrel
704 BR-I-7 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
705 /
706
707 DATES -- Generated : Petrel
708 1 APR 2002 /
709 /
710
711 WCONINJE -- Generated : Petrel
712 BR-I-8 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
713 /
714
715 DATES -- Generated : Petrel
716 1 MAY 2002 /
717 /
718
719 WCONINJE -- Generated : Petrel
720 BR-I-9 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
721 /
722
723 DATES -- Generated : Petrel
724 1 JUN 2002 /
725 /
726
727 WCONINJE -- Generated : Petrel
728 BR-I-10 WATER OPEN RATE 635.95 1* 180.0000 /
729 /
730
731 TUNING
732 5 30 /
```

```
733 /
734 /
735
736 DATES -- Generated : Petrel
737 1 JAN 2003 /
738 /
739
740 DATES -- Generated : Petrel
741 1 JAN 2004 /
742 /
743
744 DATES -- Generated : Petrel
745 1 JAN 2005 /
746 /
747
748 DATES -- Generated : Petrel
749 1 JAN 2006 /
750 /
751
752 DATES -- Generated : Petrel
753 1 JAN 2007 /
754 /
755
756 DATES -- Generated : Petrel
757 1 JAN 2008 /
758 /
759
760 DATES -- Generated : Petrel
761 1 JAN 2009 /
762 /
763
764 DATES -- Generated : Petrel
765 1 JAN 2010 /
766 /
767
768 END
```

Código A.4 – Código da Storms que chama dos outros arquivos

```
1 # -*- coding: utf-8 -*-
2 #rodamos esse ESS 22 do 8
3 """
4 brugge_simplex.py
5 """
6
7 import glob
8 import os
9 from pathlib import Path
10
11 import stormslib
12 import yaml
13
```

```

14 from storms_unb.simplex.simplex_four_span_robust_new import
    SimplexFourRobust
15 #from storms_unb.linear.classic_mnpv import ClassicMNPV
16 #from storms_unb.linear.weighted_average_mnpv import
    WeightedAverageMNPV
17
18 def bruggeTest():
19     realis = [i + 1 for i in range(1)]
20     n = len(realis)
21     # yamlMaster =
22         '/scratch/storms/smart-reservoir/.stormslib/opm-slurm.yaml'
23     # yamlMaster =
24         '/scratch/storms/stormslib-config/opm-slurm-flow.yaml'
25     # yamlMaster = 'opm-slurm'
26     yamlMaster = '../..../yaml/e100_teste-vini.yaml' #principal
27     #yamlMaster = '../yaml/master.yaml'
28     storms = stormslib.CreateFromConfig(yamlMaster)
29     wdir = Path('../..').absolute()
30
31     yamlMNPV = n * ['../..../yaml/brugge/simplex_four_robust.yaml']
32     # yamlMNPV = n * ['../..../yaml/brugge/SIMPLEX_OLD_LT.yaml']
33     # yamlWAR = n *
34         ['../..../yaml/brugge/simplex_four_robust_half.yaml']
35     setsMNPV = []
36     # setsWAR = []
37
38     for y in yamlMNPV:
39         with open(y) as f:
40             setsMNPV.append(yaml.safe_load(f.read()))
41
42     # for y in yamlWAR:
43     #     with open(y) as f:
44     #         setsWAR.append(yaml.safe_load(f.read()))
45
46     # name =
47         '../..../..../reservoir-data/EmanuelBrugge/Realizations/BRUGGE1.DATA'
48     # name =
49         '/scratch/storms/reservoir-data/Brugge_2/Realizations/BRUGGE21.DATA'
50     name = '/home/matheus.bawden/BRUGGE_EMERGENCIAL/BRUGGE1.DATA'
51     # name = '/home/matheus.bawden/BRUGGE_EMERGENCIAL/BRUGGE1.DATA'
52     cases = [name.format(i) for i in realis]
53
54     s1 = SimplexFourRobust(cases, setsMNPV, storms, wdir)
55     s1.setRealizationNumbers(realis)
56     s1.run()
57     s1.saveData('BruggeSPXFOREVER')
58
59     # s2 = SimplexFourRobust(cases, setsWAR, storms, wdir)
60     # s2.setRealizationNumbers(realis)
61     # s2.run()
62     # s2.saveData('BruggeSimplexHalf')

```

```
59 if __name__ == '__main__':  
60     stormslib.ActivateLogging('stormslib')  
61     # percentileTest()  
62     bruggeTest()
```

Código A.5 – Código para rodar programas no AIRIS

```
1 #!/bin/bash  
2 #SBATCH --account=storms  
3 #SBATCH -o ./sbatch.out  
4 #SBATCH -N 1  
5 #SBATCH --partition=eclinter  
6 #SBATCH -J SWAG  
7 #SBATCH --time=120:00:00  
8 eclrun e300 SPE5_WAG.DATA
```