



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

VINICIUS EDUARDO BOTECHIA

**ANÁLISE DE DECISÃO APLICADA À
INJEÇÃO DE POLÍMEROS NO
DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE
ÓLEO PESADO**

CAMPINAS

2016

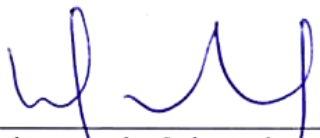
VINICIUS EDUARDO BOTECHIA

ANÁLISE DE DECISÃO APLICADA À INJEÇÃO DE POLÍMEROS NO DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE ÓLEO PESADO

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Tese defendida pelo aluno Vinicius Eduardo Botechia e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.



Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

B657a Botechia, Vinicius Eduardo, 1985-
Análise de decisão aplicada à injeção de polímeros no desenvolvimento de um campo de óleo pesado / Vinicius Eduardo Botechia. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Denis José Schiozer.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Engenharia de petróleo. 2. Avaliação de riscos. 3. Reservatórios (Simulação). 4. Polímeros. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Decision analysis applied to polymer flooding in the development of a heavy oil field

Palavras-chave em inglês:

Petroleum engineering
Risk assessment
Reservoirs (Simulation)
Polymers

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]
André Ricardo Fioravanti
Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar
Ana Paula de Araújo Costa
Manoel Leopoldino Rocha de Farias

Data de defesa: 29-07-2016

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

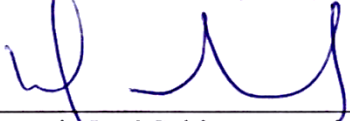
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

TESE DE DOUTORADO

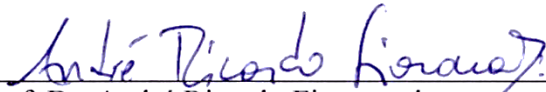
ANÁLISE DE DECISÃO APLICADA À INJEÇÃO DE POLÍMEROS NO DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE ÓLEO PESADO

Autor: Vinicius Eduardo Botechia
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

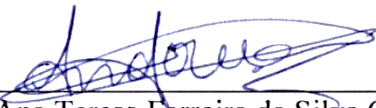
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



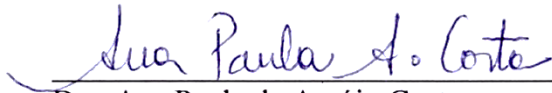
Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DE/FEM/UNICAMP



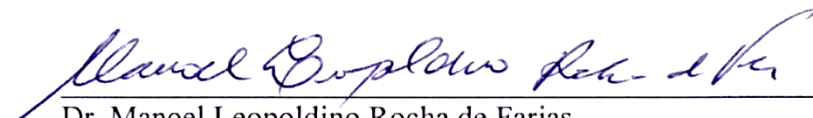
Prof. Dr. André Ricardo Fioravanti
DMC/FEM/UNICAMP



Dr. Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar
CEPETRO/UNICAMP



Dra. Ana Paula de Araújo Costa
PETROBRAS



Dr. Manoel Leopoldino Rocha de Farias
SHELL

Campinas, 29 de Julho de 2016.

AGRADECIMENTOS

Expresso os meus sinceros agradecimentos:

Aos meus pais, Wagner e Maria Teresa, pelo incentivo e dedicação, tornando possível chegar até aqui.

Ao professor Denis José Schiozer, pelos anos de orientação, competência e profissionalismo.

Aos pesquisadores e funcionários do UNISIM, do Cepetro e do Departamento de Engenharia de Petróleo, pelo suporte e colaboração para a realização deste trabalho.

A todos os amigos que conviveram comigo nestes anos, pelo companheirismo, amizade, ajuda e todos os bons momentos que proporcionaram.

A Petrobras, Statoil, Fundação CMG e ANP pelos suportes financeiro e técnico, e a CMG pelas licenças dos programas utilizados.

RESUMO

A injeção de polímeros é um método químico de recuperação avançada no qual se adiciona polímeros à água de injeção, aumentando sua viscosidade e, conseqüentemente, diminuindo a razão de mobilidade água-óleo, resultando em uma melhor eficiência de varrido. A avaliação da utilização deste método no desenvolvimento de campos de petróleo e a comparação com outros métodos são complexas e, muitas vezes, é feita de forma simplificada levando a possíveis decisões sub-ótimas. Assim, o objetivo deste trabalho é a aplicação de uma metodologia completa de análise de decisão de forma a se avaliar a viabilidade da aplicação da injeção de polímeros em um campo de óleo pesado através de comparações com injeção de água.

A metodologia inclui a otimização de um caso base, geração de cenários incertos, seleção de modelos representativos, seleção da estratégia de produção de cada modelo representativo, combinação das estratégias nos cenários incertos, análise risco-retorno e geração de curvas de risco. Especial atenção é dada às variáveis de projeto e de controle na escolha da estratégia adequada para cada modelo e para o campo. A metodologia fornece ferramentas para o tomador de decisão escolher a melhor dentre diversas opções de projeto possíveis de acordo com seu perfil de risco e é flexível para ser aplicada em diferentes estágios de desenvolvimento do campo ou para ser aplicada com outros métodos de recuperação.

Os resultados mostram que comparações simplificadas entre os dois métodos de recuperação, apenas trocando-se o fluido de injeção, podem levar a decisões equivocadas. Para obter as vantagens dos custos adicionais de polímeros, é preciso um planejamento prévio, através de uma análise detalhada com procedimentos que contemplem diversas etapas, de forma que as comparações possam ser feitas de forma adequada e minimizando a possibilidade de serem tomadas decisões equivocadas, escolhendo-se, portanto, uma estratégia mais adequada ao tipo de fluido injetado.

Palavras Chave: análise de decisão, injeção de polímeros, otimização, simulação numérica.

ABSTRACT

Polymer flooding is a chemical enhanced oil recovery method in which polymers are added to the injection water, increasing its viscosity and decreasing the water-oil mobility ratio, improving sweep efficiency. The evaluation of this method in oil fields development the comparison with other methods are complex and is done often in simplified form, leading to possible sub-optimal decisions. The objective of this work is the application of a complete methodology of decision analysis in order to assess the feasibility of applying the polymer injection in a heavy oil field by comparison with water injection.

The methodology includes the optimization of a base case, generation of uncertain scenarios, selection of representative models, selection of production strategy for each representative model, combination of strategies in uncertain scenarios, risk-return analysis and generation of risk curves. The methodology provides tools for the decision maker to choose the best of several possible project options according to his risk profile, and it is flexible to be applied in different field development stages or with other recovery mechanisms.

The results show that simplified comparisons between these two recovery methods, only by exchanging the fluid injection, may lead to wrong decisions, and to obtain the advantages of additional polymers costs, pre-planning is needed through detailed analysis procedures that include several stages, so that comparisons can be made properly, minimizing the possibility of taking wrong decisions and hence choosing an adequate strategy to the type of injected fluid.

Key Word: decision analysis, polymer flooding, optimization, numerical simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curva do fluxo fracionário de água e polímeros (Adaptado de Aluhwal, 2008).	27
Figura 2.2 – (a) Fenômeno da digitação viscosa (<i>viscous fingering</i>) na injeção de água; (b) melhora na eficiência de varrido areal devido à injeção de polímeros (Adaptado de Sorbie, 1991).	28
Figura 2.3 – Diagrama esquemático da melhora na eficiência de varrido vertical causada pela injeção de polímeros em um sistema dividido por camadas (Adaptado de Sorbie, 1991).	29
Figura 2.4 – Estrutura molecular da poliacrilamida parcialmente hidrolisada (Littman, 1988).	30
Figura 2.5 – Estrutura molecular da goma xantana (Littman, 1988).	31
Figura 2.6 – Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos (Adaptado de Machado, 2002).	36
Figura 2.7 – Concentração de polímeros x viscosidade, taxa de cisalhamento 7.3 s^{-1} , 1% NaCl a $23,33^\circ\text{C}$ (Adaptado de Sorbie, 1991).	37
Figura 2.8 – Efeito da concentração de polímeros na recuperação de óleo (Adaptado de Shirif, 2000).	37
Figura 2.9 – Fator de resistência de uma solução de poliacrilamida vs velocidade de Darcy (Adaptado de Littman, 1988).	39
Figura 2.10 – Diagrama esquemático dos mecanismos de retenção de polímeros no meio poroso (Adaptado de Sorbie, 1991).	41
Figura 2.11 – Dependência da Adsorção na concentração de polímeros e salinidade da água (Adaptado de Szabo, 1975).	43
Figura 2.12 – Formas Típicas das Isotermas de Langmuir (Adaptado de Lake, 1989).	43
Figura 2.13 – Reservas de óleo pesado por região (Adaptado de Gao, 2011).	44
Figura 2.14 – Exemplo de um fluxo de caixa de um projeto de E&P (Ravagnani, 2008).	47
Figura 2.15 – Exemplo de Curva de Risco (Adaptado de Hayashi, 2006).	56
Figura 2.16 – Gráfico para análise de decisão considerando dois indicadores (Mezzomo, 2005).	59

Figura 2.17 – Metodologia de análise de decisão em 12 passos (Schiozer et al., 2015).....	60
Figura 2.18 – Exemplos de <i>crossplots</i> para seleção de modelos representativos (Schiozer et al., 2015).....	63
Figura 3.1 – Metodologia de análise de decisão utilizada neste trabalho.	65
Figura 4.1 – Visão 3D do mapa de permeabilidade horizontal do modelo ST001a em escala logarítmica.	77
Figura 4.2 – Saturação de água do modelo ST001a.	78
Figura 4.3 – Curvas de permeabilidade relativa de óleo e água para (a) Fácies 1, (b) Fácies 2 e (c) Fácies 3.....	79
Figura 4.4 – (a) Concentração x viscosidade e (b) taxa de cisalhamento x viscosidade do polímero utilizado no trabalho.....	84
Figura 5.1 – Disposição dos (a) produtores na camada 1 e dos (b) injetores na camada 10 do modelo, para a estratégia inicial do processo de otimização determinística.	88
Figura 5.2 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação para os Passos 6.1.1 a 6.1.4 (estratégia inicial, retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de água. ..	90
Figura 5.3 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação para os Passos 6.1.1 a 6.1.4 (estratégia inicial, retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de polímeros.	90
Figura 5.4 – Correlação entre VPL e Np nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de água.	91
Figura 5.5 – Correlação entre VPL e Np nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de polímeros.....	92
Figura 5.6 – Vazão de Líquidos no Passo 6.2 (capacidade da plataforma).....	93
Figura 5.7 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação para a otimização das vazões de injeção e pressões mínima/máxima no fundo do poço para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros.....	95
Figura 5.8 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de injeção de polímeros.....	96

Figura 5.9 – Otimização da concentração da solução polimérica	97
Figura 5.10 – Otimização do banco de injeção de polímeros – duração do banco x VPL para diferentes datas de início da injeção	98
Figura 5.11 – VPL para diversas opções de cronograma de abertura de poços considerando as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros	99
Figura 5.12 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros.....	101
Figura 5.13 – Vazão de injeção para as estratégias de injeção de polímeros (linha vermelha) e injeção de água (linha azul).....	101
Figura 5.14 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório e (d) corte de água.	103
Figura 5.15 – Evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.....	104
Figura 5.16 – Curvas de risco para a estratégia base de injeção de água: (a) VPL, (b) produção acumulada de óleo, (c) fator de recuperação de óleo e (d) produção acumulada de água. Os pontos que se encontram dentro dos quadrados representam o caso base (MR1) e o P50 (MR5).	106
Figura 5.17 – Curvas de risco para a estratégia base de injeção de polímeros: (a) VPL, (b) produção acumulada de óleo, (c) fator de recuperação de óleo e (d) produção acumulada de água. Os pontos se encontram dentro dos quadrados pois já haviam sido selecionados.....	107
Figura 5.18 – <i>Crossplots</i> para a estratégia base de injeção de água: (a) FRO x VPL, (b) Np x Wp, (c) Np x FRO, (d) Np x VPL, (e) Wp x FRO e (f) Wp x VPL. Os pontos que se encontram dentro dos quadrados representam o caso base e o P50.	109
Figura 5.19 – <i>Crossplots</i> para a estratégia base de injeção de polímeros: (a) FRO x VPL, (b) Np x Wp, (c) Np x FRO, (d) Np x VPL, (e) Wp x FRO e (f) Wp x VPL. Os pontos se encontram dentro dos quadrados pois já haviam sido selecionados.....	110
Figura 5.20 – VPL para as simulações cruzadas das estratégias obtidas após a otimização dos modelos representativos. WW e PP representam as estratégias otimizadas para injeção de água e de polímeros, respectivamente. WP significa estratégia de injeção de água em que está	

sendo injetado polímero e PW significa estratégia de injeção de polímero em que está sendo injetada água.	114
Figura 5.21 - Poço x IEPP nos diversos cenários incertos para a estratégia S8P.....	115
Figura 5.22 – Cálculo do VME para cada estratégia. Números dentro das colunas indicam o número total de poços em cada estratégia.	116
Figura 5.23 – Massa de polímero (kg) necessária para produzir 1m ³ de óleo em relação à estratégia de injeção de água.	116
Figura 5.24 – Produções acumuladas de óleo e água, para as estratégias de água e de polímeros, considerando a média dos cenários.	117
Figura 5.25 – Gráfico risco x retorno. O risco é medido pelo semi-desvio e o retorno pelo VME.	119
Figura 5.26 – Gráficos risco x retorno utilizando como medidas de risco: (a) Semi desvio-padrão com valor de referência 0; (b) Desvio-padrão.	120
Figura 5.27 – Gráfico risco-retorno incluindo as simulações cruzadas das estratégias S8P e S3W. S8PW representa a melhor estratégia de polímero, porém injetando-se água (a seta menor indica a perda de eficiência econômica neste caso), enquanto S3WP representa a melhor estratégia de água, porém injetando-se polímeros (a seta maior indica a perda de eficiência econômica neste caso).....	121
Figura 5.28 – Curvas de Risco para todas as estratégias de injeção de água e de polímeros. As curvas das estratégias S8P e S3W estão destacadas. A barra preta representa o VME de referência para cálculo do risco.	122
Figura 5.29 – Curvas de risco para as estratégias S1W, S1P, S3W e S8P. A barra preta representa o VME de referência para cálculo do risco.....	122
Figura 5.30 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo mostrando as estratégias de produção: (a) S3W (24 poços, 21 produtores e 3 injetores) e (b) S8P (19 poços, 15 produtores e 9 injetores).	123
Figura 5.31 – Curvas de risco para todas as estratégias considerando somente o cenário econômico pessimista.	124
Figura 5.32 – Curvas de risco das estratégias S3W e S8P antes e depois da otimização das variáveis do grupo G2 para o cenário pessimista.	124

Figura 5.33 – Curvas de risco para todas as estratégias considerando o cenário econômico pessimista. 125

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Critérios de Seleção para Injeção de Polímeros	33
Tabela 3.1 – Hierarquização de variáveis no processo de otimização deste trabalho.	67
Tabela 3.2 – Opções de otimização para o cronograma de abertura de poços	71
Tabela 3.3 – Nomenclatura para as simulações cruzadas	73
Tabela 4.1 – Características das fácies dos modelos	78
Tabela 4.2 – Parâmetros principais do modelo ST001a	80
Tabela 4.3 – Variação da viscosidade com a pressão no modelo ST001a	80
Tabela 4.4 – Parâmetros econômicos para o cenário provável.....	81
Tabela 4.5 – Valores e probabilidades de ocorrência para os diferentes cenários econômicos	82
Tabela 4.6 – Custo do polímero e probabilidades de ocorrência para diferentes cenários.....	82
Tabela 4.7 – Incertezas geológicas consideradas	82
Tabela 4.8 – Valores e probabilidades de ocorrência para incertezas de 5 a 7.....	83
Tabela 4.9 – Parâmetros operacionais dos poços	84
Tabela 5.1 – Comparação entre indicadores após a realização do Passo 6.1.2 (retirada de poços)	89
Tabela 5.2 – Comparação entre indicadores após a realização do Passo 6.1.3 (acréscimo de poços)	89
Tabela 5.3 – Comparação entre indicadores após a realização do Passo 6.1.4 (localização dos poços)	92
Tabela 5.4 – Resultados do Passo 6.2 para injeção de água (capacidade do sistema de produção).....	93
Tabela 5.5 – Resultados do Passo 6.2 para injeção de polímeros (capacidade do sistema de produção).....	94

Tabela 5.6 – Resultados para as opções de cronograma de abertura de poços (injeção de água)	94
Tabela 5.7 – Resultados para as opções de cronograma de abertura de poços (injeção de polímeros)	94
Tabela 5.8 – Valores para o limite econômico de corte de água (injeção de água)	96
Tabela 5.9 – Valores para o limite econômico de corte de água (injeção de polímeros)	96
Tabela 5.10 – Resultados após Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos poços)	97
Tabela 5.11 – Resultados para o Passo 6.7 (injeção de polímeros)	98
Tabela 5.12 – Melhores opções para o cronograma de abertura de poços (etapa de refinamento) para injeção de água	99
Tabela 5.13 – Melhores opções para o cronograma de abertura de poços (etapa de refinamento) para injeção de polímeros	99
Tabela 5.14 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros	100
Tabela 5.15 – Características do Modelos Representativos	110
Tabela 5.16 – Resultados para as estratégias de produção após a otimização dos MR	111
Tabela 5.17 – Diferenças absolutas e relativas entre as estratégias de injeção de água e de polímeros	112
Tabela 5.18 – VME das estratégias S3W e S8P para o cenário pessimista antes e depois da otimização das variáveis G2	125

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Constante dependente da temperatura na equação da adsorção
B	Constante dependente da temperatura na equação da adsorção
b	Ponto na distribuição abaixo do qual serão consideradas perdas (<i>downside</i>)
C _a	Concentração adsorvida
C _{ab}	Custo de abandono
C _o	Custo associado à produção de óleo
COP	Custos operacionais de produção (óleo, água e gás)
C _p	Concentração da solução polimérica
cP	Centipoise
C _{tp}	Custo associado à injeção de polímeros
C _w	Custo associado à produção de água
C _{winj}	Custo associado à injeção de água
DM	Desvio médio
DP	Desvio padrão
E&P	Exploração e produção de petróleo
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
FCL _i	Fluxo de caixa líquido ao longo do tempo
f _o	Fluxo fracionário da fase óleo
FR _o	Fator de recuperação de óleo
FR _{o_e}	Fator de recuperação estimado
f _w	Fluxo fracionário da fase água
G1	Grupo de variáveis de projeto
G2	Grupo de variáveis operacionais
H	Profundidade
HLDG	Hipercubo Latino Discreto Geoestatístico
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolisada
IEPI	Indicador econômico de poços injetores
IEPP	Indicador econômico de poços produtores
Inv	Investimentos
Inv _{well}	Investimento no poço
IOR	<i>Improved Oil Recovery</i>
IRCS	Soma das alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido
M	Razão de mobilidades
m _{pol}	Massa injetada de polímeros
MR	Modelo representativo
N. inj.	Número de poços injetores
N. prod.	Número de poços produtores

N_p	Produção acumulada de óleo
N_{pp}	Produção de óleo acumulada de um poço
$N_{prod,e}$	Número aproximado de produtores (estimativa)
PIS	PIS/Pasep e COFINS
p_o	Preço do óleo
PP	Estratégia otimizada para injeção de polímeros, injetando-se polímeros
ppm	Partes por milhão
PW	Estratégia otimizada para injeção de polímeros, injetando-se água
r	Taxa de desconto ou de atratividade
R	Fator de resistência
R_o	Receita bruta da venda de óleo
Roy	Montante pago em royalties
RR	Fator de resistência residual
S3WP	Estratégia otimizada para injeção de água do MR3 injetando-se polímeros
S8PW	Estratégia otimizada para injeção de polímeros do MR8 injetando-se água
Sb	Semi desvio-padrão
S_nP	Estratégia otimizada para injeção de polímeros do MR_n , n variando de 1 a 9
S_nW	Estratégia otimizada para injeção de água do MR_n , n variando de 1 a 9
S_{or}	Saturação de óleo residual
Sw_i	Saturação inicial de água
t	Período de tempo
T	Temperatura
VDF	Valor da flexibilidade
VDI	Valor da informação
VME	Valor monetário esperado
VOIS	Volume de óleo <i>in situ</i>
VPL	Valor presente líquido
W_{inj}	Injeção acumulada de água
W_p	Produção acumulada de água
WP	Estratégia otimizada para injeção de água, injetando-se polímeros
WW	Estratégia otimizada para injeção de água, injetando-se água
X_i	VPL do projeto para iteração i

LISTA DE SÍMBOLOS

μ_o	Viscosidade do óleo
μ_w	Viscosidade da água
k_o	Permeabilidade efetiva ao óleo
k_w	Permeabilidade efetiva à água
γ	Taxa de cisalhamento ou de deformação
λ_o	Mobilidade do óleo
λ_w	Mobilidade da água
τ	Tensão de cisalhamento

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	21
1.1 Motivação	23
1.2 Objetivos	23
1.3 Organização da Tese.....	24
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONCEITOS	25
2.1 Injeção de Polímeros	25
2.1.1 Aspectos Básicos da Injeção de Polímeros.....	25
2.1.2 Tipos de Polímeros Utilizados na Recuperação Avançada de Petróleo	29
2.1.3 Critérios de Seleção	31
2.2 Propriedades das Soluções Poliméricas.....	34
2.2.1 Reologia e Efeitos Não-Newtonianos das Soluções Poliméricas.....	34
2.2.2 Concentração das Soluções Poliméricas.....	36
2.2.3 Fator de Resistência e Fator de Resistência Residual.....	38
2.3 Estabilidade e Degradação dos Polímeros.....	40
2.4 Retenção de Polímeros no Meio Poroso.....	41
2.4.1 Adsorção	41
2.4.2 Volume Poroso Inacessível.....	43
2.5 Injeção de Polímeros em Campos de Óleo Pesado	44
2.6 Conceitos Econômicos	46
2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	47
2.6.2 Valor Monetário Esperado (VME) e Risco	49
2.6.3 Indicadores de Poços (IEPP e IEPI)	52
2.7 Análise de Risco	53
2.7.1 Curva de Risco.....	56
2.7.2 Técnicas Estatísticas Usadas em Análise de Risco.....	57

2.7.3	Análise de Decisão	57
2.7.4	Modelos Representativos (MR)	61
3.	METODOLOGIA.....	65
3.1	Metodologia Geral da Tese	65
3.2	Passo 2 – Construção do Modelo Base	66
3.3	Passo 6 – Seleção Determinística de Estratégia de Produção para o Modelo Base	66
3.4	Passo 7 – Geração dos Cenários Incertos e Quantificação do Risco Inicial – Curva de Risco (estratégia do caso base)	73
3.5	Passo 8 – Seleção dos Modelos Representativos (MR)	74
3.6	Passo 9 – Seleção da Estratégia de Produção para os MR	74
3.7	Passo 10 – Seleção de Estratégia sob Incertezas	75
3.8	Passo 12 – Curva de Risco Final	75
4.	APLICAÇÃO	77
4.1	Modelo Geológico Base	77
4.2	Parâmetros Econômicos e Incertezas Consideradas.....	80
4.3	Especificidades do Polímero e Parâmetros Operacionais dos Poços	83
4.4	Programas utilizados	84
5.	RESULTADOS	87
5.1	Resultados do Passo 6.6 – Seleção de Estratégia de Produção Determinística do Modelo Base	87
5.2	Passos 7 e 8 – Geração dos Cenários Incertos, Quantificação do Risco Inicial (Curva de Risco da Estratégia Base) e Seleção dos Modelos Representativos	104
5.3	Passo 9 – Seleção da Estratégia de Produção para os MR	110
5.4	Passos 10 e 12 – Seleção da Estratégia de Produção sob Incertezas (incluindo econômicas), Curva de Risco Final e Análise de Decisão.....	114
5.4.1	Análise risco-retorno, seleção da melhor estratégia e curvas de risco finais.....	118
5.4.2	Análise do Cenário Econômico Mais Pessimista	123

6. CONCLUSÕES.....	127
6.1 Conclusões do Processo de Otimização Determinística do Caso Base.....	127
6.2 Conclusões do Processo de Análise de Decisão.....	129
6.3 Sugestões para Atividades Futuras.....	131
REFERÊNCIAS	133
APÊNDICE A – Otimização dos Modelos Representativos.....	139
APÊNDICE B – Análise de Sensibilidade de Parâmetros nas Estratégias de Injeção de Água e de Polímeros	198
APÊNDICE C – Arquivo de Entrada do Simulador STARS – Injeção de Polímeros.....	201

1. INTRODUÇÃO

A demanda por energia em todo o mundo é crescente, sendo o petróleo ainda a principal fonte. Para atender a essa necessidade, a aplicação de tecnologias avançadas para recuperação de óleo desempenhará um papel fundamental no atendimento da demanda de energia nos próximos anos (Manrique et al., 2007).

A recuperação de petróleo é basicamente classificada em três tipos: primária, secundária e terciária. Na recuperação primária o óleo é retirado do reservatório unicamente devido às suas energias naturais. Na secundária, busca-se aumentar ou acelerar a recuperação do óleo por meio de injeção de água ou gás. A recuperação terciária, também conhecida como métodos de recuperação avançada, inicialmente era utilizada para a recuperação adicional em campos maduros. Porém, atualmente esses métodos estão sendo estudados de forma que possam ser empregados em fases iniciais de projetos de exploração de petróleo, aumentando a eficiência e consequentemente o retorno econômico do projeto. Dessa forma, os termos recuperação primária, secundária e terciária têm interesse apenas histórico, já que diferentes técnicas de recuperação são aplicadas em diferentes estágios da vida do campo.

Os métodos de recuperação avançada são comumente abreviados por EOR (*Enhanced Oil Recovery*) ou IOR (*Improved Oil Recovery*), sendo que essa última classificação engloba uma faixa mais ampla de atividades, como caracterização do reservatório, gerenciamento inteligente do reservatório, novas tecnologias de poços e de perfuração, técnicas avançadas de monitoramento do reservatório e a aplicação de diferentes melhorias de processos de recuperação primária e secundária (Green e Willhite, 1998; Alvarado e Manrique, 2010).

Existem três tipos básicos de métodos de recuperação avançada: térmicos, químicos e miscíveis (estes podendo ser divididos em miscíveis e imiscíveis). A injeção de polímeros enquadra-se como um método de recuperação químico, que consiste em adicionar polímeros à água de injeção, aumentando sua viscosidade. Outro possível efeito é reduzir a permeabilidade efetiva à água. Dessa forma, há uma diminuição na razão de mobilidade água-óleo, proporcionando melhor eficiência de varrido do reservatório e, teoricamente, maior recuperação de óleo. Entretanto, em projetos de injeção de polímeros, geralmente há uma menor injetividade devido a maior viscosidade da solução de injeção. Portanto, existem efeitos contrários (menor injetividade contra diminuição na razão de mobilidade e maior

eficiência de varrido), sendo necessário investigar, para cada caso, qual efeito é mais significativo.

Projetos de exploração e produção de campos de petróleo em geral apresentam muitos riscos, devido à necessidade de se realizar grandes investimentos em cenários complexos, nos quais há uma grande quantidade de incertezas envolvidas (econômicas, geológicas, tecnológicas, políticas etc.). Em projetos de recuperação avançada, os investimentos tendem a ser ainda maiores, devido ao uso de novas tecnologias, havendo, assim, um maior número de variáveis incertas que não estão presentes em projetos tradicionais, tornando-os mais difíceis de gerenciar.

Em projetos de injeção de polímeros, por exemplo, há diversos fenômenos físicos que não estão presentes na tradicional injeção de água e que podem influenciar na eficiência do processo e, conseqüentemente, no retorno econômico do projeto, tais como: efeitos não-Newtonianos da solução polimérica, retenção do polímero no meio poroso, degradação do polímero, dentre outros. Em campos marítimos, projetos de injeção de polímeros se tornam ainda mais complexos, pois as plataformas produtoras de petróleo devem ser adaptadas para este tipo de método de recuperação, devendo contar com espaço para armazenagem e mistura do polímero com a água. Todos estes fatores devem ser contabilizados para a implementação do projeto.

Cada técnica de EOR é mais bem aplicada a determinados tipos de reservatórios e de fluidos presentes neles, existindo critérios de seleção para a implementação de cada diferente técnica. Assim, é importante que se faça um estudo prévio para averiguar qual método é mais eficiente em determinado campo. Para a injeção de polímeros, por exemplo, é importante que o reservatório apresente alta permeabilidade e baixa temperatura, dentre outras características. O tipo de óleo também é um fator que deve ser levado em consideração. Para reservatórios de óleo pesado, por exemplo, diversas técnicas de EOR têm sido investigadas de forma a verificar a viabilidade de aplicação em campos com esse tipo de óleo, que apresentam grandes desafios para as companhias produtoras. Além dos métodos térmicos, a injeção de polímeros também vem sendo estudada para se verificar técnica e economicamente a viabilidade de ser aplicada em reservatórios de óleo pesado.

1.1 Motivação

A experiência de campo mostra que a injeção de polímeros pode ser um meio eficiente para aumentar a recuperação de óleo. Porém, avaliar se a injeção de polímeros é adequada para um determinado campo e desenvolver o melhor projeto requer análises detalhadas antes da implementação em larga escala (Kaminsky et al., 2007). Assim, a gestão do risco torna-se parte integrante do fluxo de trabalho de tomada de decisão no setor de petróleo, em especial em projetos de recuperação avançada (Alvarado et al., 2006).

Os projetos de EOR são bastante influenciados por fatores econômicos, como o preço do óleo. Assim, a combinação de incertezas do reservatório, incertezas da técnica de recuperação avançada e incertezas econômicas, com os seus impactos sobre o desempenho do projeto, permite que o risco do projeto possa ser melhor quantificado. Além disso, o resultado de uma avaliação de risco pode ser utilizado de forma proativa para gerenciar o risco através da identificação de ações para reduzir a probabilidade de resultados do projeto com baixo retorno econômico e alta exposição (Goodyear e Gregory, 1994).

Portanto, a comparação entre projetos de injeção de água e de polímeros é complexa e deve ser feita através de processos completos e detalhados, devendo cada técnica ser planejada desde o início do desenvolvimento do campo, obtendo-se, assim, as reais vantagens obtidas ao investir em polímeros. Se forem feitas comparações simplificadas, por exemplo, apenas trocando o fluido de injeção, podem ser tomadas decisões inadequadas.

Além disso, fatores técnicos e econômicos costumavam restringir a aplicação da injeção de polímeros em determinados tipos de campos, como aqueles que possuem óleo pesado. No entanto, com o avanço da tecnologia (por exemplo, uso de poços horizontais que garantem uma maior injetividade), estudos vêm sendo realizados para averiguar a aplicabilidade técnica e econômica da injeção de polímeros nestes tipos de reservatório.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é apresentar uma metodologia completa de análise de risco e de decisão, através do uso de simulação numérica de reservatórios, para injeção de polímeros em reservatórios de óleo pesado, proporcionando ao tomador de decisão uma ferramenta que possa guiá-lo na decisão do melhor investimento considerando a viabilidade deste método de recuperação, de acordo com seu perfil como investidor (propensão a assumir riscos).

A viabilidade de se utilizar este método de recuperação em um caso específico em cenários incertos é analisada através de comparações com injeção de água, considerando incertezas geológicas, econômicas e específicas para o caso de injeção de polímeros.

1.3 Organização da Tese

Este trabalho encontra-se dividido em sete capítulos. No Capítulo 1 apresentou-se uma breve introdução sobre o assunto abordado, incluindo a motivação e os objetivos relativos ao presente trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica contendo os principais trabalhos relacionados com os assuntos abordados, bem como a definição de conceitos básicos para o entendimento do decorrer do texto.

O Capítulo 3 mostra a metodologia proposta para o trabalho, detalhando os passos que devem ser executados para a sua utilização.

No Capítulo 4 é descrita a aplicação da metodologia proposta, detalhando os dados e premissas utilizadas e o modelo de reservatório nos quais a metodologia foi aplicada.

O Capítulo 6 traz os resultados obtidos pela aplicação da metodologia, sendo feita uma análise e discussão dos mesmos.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas nesta tese e são feitas sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E CONCEITOS

Este capítulo tem como objetivo situar o leitor em relação a alguns aspectos e aplicação da técnica de injeção de polímeros, abordando também conceitos econômicos e outros tópicos importantes para o entendimento deste texto.

2.1 Injeção de Polímeros

2.1.1 Aspectos Básicos da Injeção de Polímeros

A injeção de polímeros é um método de recuperação avançada de petróleo, classificado como um método químico, que consiste em adicionar polímeros à água de injeção, aumentando sua viscosidade. Dependendo do polímero, este pode também diminuir a permeabilidade efetiva à água (Needham e Doe, 1987). Estes fatores ocasionam uma diminuição na razão de mobilidades água-óleo, acarretando uma melhora nas eficiências de varrido e de deslocamento, que é objetivo principal dos projetos de injeção de polímeros (Miglicco, 1986). Esta razão é definida como a relação entre as mobilidades dos fluidos deslocante e deslocado (Equação 2.1):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad \text{Equação 2.1}$$

sendo:

M = razão de mobilidades;

λ_w = mobilidade da água;

λ_o = mobilidade do óleo;

k_w = permeabilidade efetiva à água;

k_o = permeabilidade efetiva ao óleo;

μ_w = viscosidade da água;

μ_o = viscosidade do óleo.

Needham e Doe (1987) citam ainda, além da redução da razão de mobilidades, duas outras formas em que a injeção de polímeros pode tornar o processo de recuperação de óleo mais eficiente: através dos efeitos dos polímeros no fluxo fracionário (o que na realidade é um efeito derivado da mobilidade) e desviando a água injetada de zonas que já foram varridas.

Em relação ao fluxo fracionário, este pode ser obtido através de relações de permeabilidades relativas e viscosidades das fases óleo e água, conforme mostram as Equações 2.2 e 2.3, que mostram o fluxo fracionário para o óleo e para água, respectivamente, desconsiderando-se efeitos capilares e gravitacionais.

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o k_w}{k_o \mu_w}} \quad \text{Equação 2.2}$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad \text{Equação 2.3}$$

sendo:

f_o = fluxo fracionário do óleo;

f_w = fluxo fracionário da água;

k_w = permeabilidade efetiva à água;

k_o = permeabilidade efetiva ao óleo;

μ_w = viscosidade da água;

μ_o = viscosidade do óleo.

No caso do fluxo fracionário da fase óleo, qualquer alteração que reduza a razão $\mu_o k_w / \mu_w k_o$ irá melhorar a taxa de recuperação de óleo através do aumento do fluxo fracionário de óleo. Os polímeros podem fazer isso aumentando a viscosidade da água, ou, no caso de alguns polímeros, diminuindo a permeabilidade relativa à água. Os efeitos do fluxo fracionário são mais significativos para injeções de polímeros que são conduzidos mais cedo na vida do reservatório (já que a saturação de óleo móvel ainda é alta) ou em reservatórios com óleos viscosos, já que, nestes casos, o fluxo fracionário da água é maior podendo levar a uma irrupção de água precoce (Needham e Doe, 1987). A Figura 2.1 exemplifica diferentes curvas de fluxo fracionário para água e para polímeros.

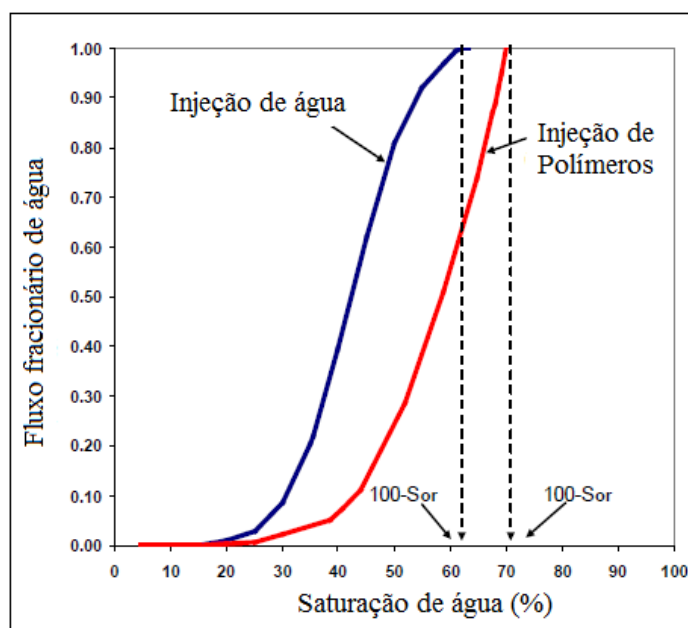


Figura 2.1 – Curva do fluxo fracionário de água e polímeros (Adaptado de Aluhwal, 2008).

Em relação aos efeitos de desvios de fluidos, Needham e Doe (1987) afirmam que foram identificados dois efeitos benéficos da injeção de polímeros: um deslocamento de óleo mais rápido através da mudança das características do fluxo fracionário e a melhora da eficiência de varrido areal através da melhora da razão de mobilidades.

Demin et al. (2000) afirmam que a viscosidade por si só não pode mover o óleo residual, mas a injeção de polímeros pode mobilizar o óleo residual devido às propriedades elásticas dos polímeros e devido ao fato de que o seu gradiente de velocidade na superfície do poro é maior do que para os fluidos newtonianos (ver Item 2.2.1). Outra vantagem da injeção de polímeros tratada pelos autores é que ela pode mobilizar gotículas de óleo presos por forças capilares.

No caso de razão de mobilidades desfavorável (maior que 1) há uma baixa eficiência de varrido microscópica (linear), que pode ocasionar a irrupção prematura de água, bem como pode haver baixa eficiência de varrido areal como resultado de digitação viscosa (*viscous fingering*), que ocorre quando há avanço irregular da água. Os polímeros melhoram as eficiências areal e microscópica reparando o problema da razão de mobilidades (Sorbie, 1991).

A Figura 2.2 ilustra o fenômeno de deslocamento horizontal quando há avanço irregular da água e o efeito da correção da razão de mobilidades devido à injeção de polímeros.

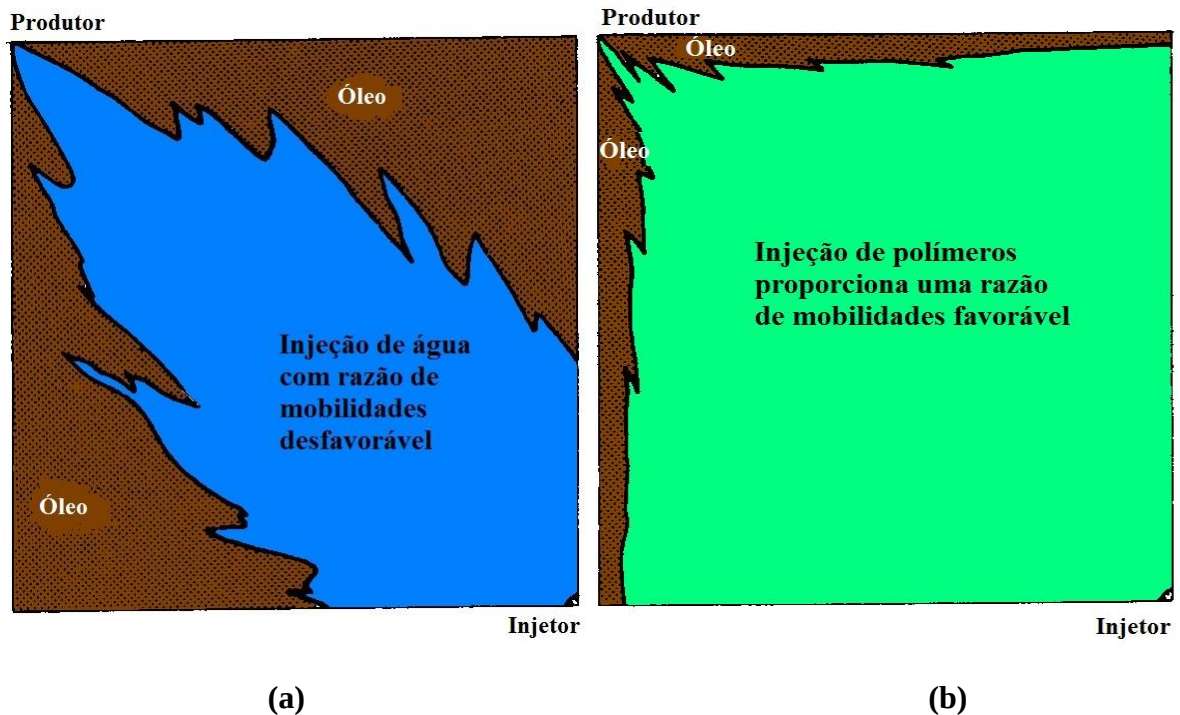


Figura 2.2 – (a) Fenômeno da digitação viscosa (*viscous fingering*) na injeção de água; (b) melhora na eficiência de varrido areal devido à injeção de polímeros (Adaptado de Sorbie, 1991).

Mesmo em reservatórios em que a razão de mobilidades água-óleo é próxima da unidade, pode haver um varrido ineficiente por injeção de água devido às heterogeneidades do reservatório. Por exemplo, uma característica comum em muitos reservatórios é uma grande diferença de permeabilidade em sistemas divididos em camadas verticais, levando a uma irrupção de água prematura na camada de maior permeabilidade (Sorbie, 1991). A injeção de polímeros nesses casos pode melhorar a eficiência de varrido vertical, como está esquematizado na Figura 2.3:



(a)

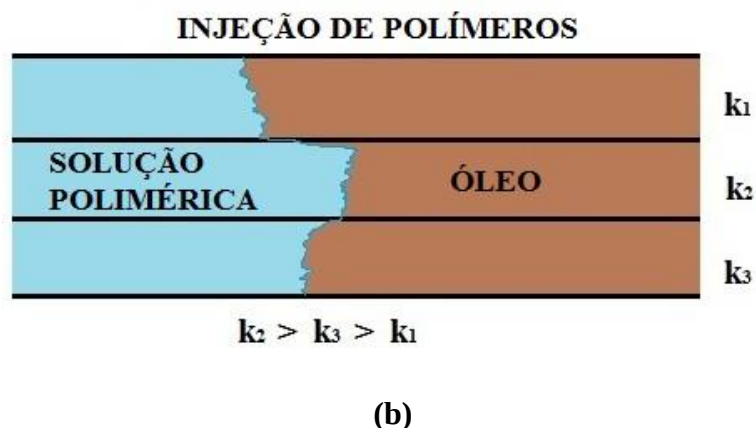


Figura 2.3 – Diagrama esquemático da melhora na eficiência de varrido vertical causada pela injeção de polímeros em um sistema dividido por camadas (Adaptado de Sorbie, 1991).

Existem ainda métodos químicos de recuperação que combinam os polímeros com outros produtos, por exemplo: a solução micelar (que contem surfactante e polímero) e ASP (que consiste na injeção de uma solução aquosa contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero).

2.1.2 Tipos de Polímeros Utilizados na Recuperação Avançada de Petróleo

Os polímeros constituem-se de uma classe de produtos químicos que, quando adicionados à água, mesmo em baixas concentrações, aumentam sua viscosidade. Um polímero é uma molécula muito grande, formada por milhares de blocos que se repetem, chamados monômeros. À medida que os monômeros se juntam para formar os polímeros, uma longa cadeia de moléculas é formada com massas moleculares da ordem de milhões (Rosa et al., 2006).

Na indústria de petróleo, os polímeros usados para recuperação avançada podem ser divididos em dois grupos principais: os sintéticos e os polissacarídeos (Littman, 1988). No primeiro grupo, a mais utilizada é a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM). Já no segundo grupo o exemplo mais comum é a goma xantana.

A HPAM é um polímero sintético de cadeia longa de monômeros de acrilamida, sendo que alguns destes foram hidrolisados (Sorbie, 1991), o que acarreta em moléculas de polímeros negativamente carregadas, devido à geração de grupos carboxila (Lake, 1989). Graus típicos de hidrólise estão em torno de 30 a 35% e foram selecionados para otimizar algumas propriedades como solubilidade, viscosidade e retenção, já que se a hidrólise for

muito baixa o polímero não será dissolvido e, caso contrário, se for muito alta, poderá se tornar muito sensível a parâmetros como salinidade (Shupe, 1981 apud Lake, 1989).

A HPAM possui um alto peso molecular, fator importante em relação ao aumento da viscosidade ao utilizar este polímero. Atua também na diminuição da permeabilidade efetiva à água. A poliacrilamida é mais barata que os polissacarídeos, porém são, em geral, altamente sensíveis à salinidade (Lake, 1989). A Figura 2.4 mostra a estrutura molecular da HPAM.

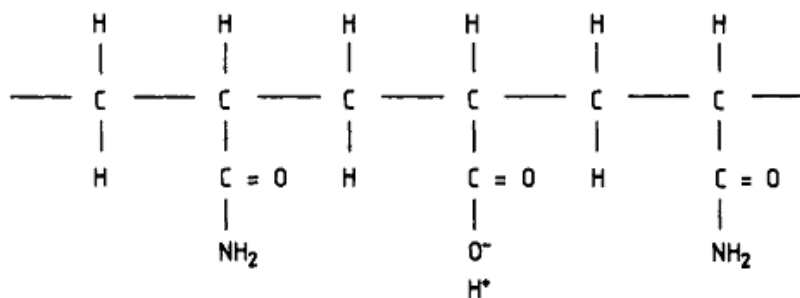


Figura 2.4 – Estrutura molecular da poliacrilamida parcialmente hidrolisada (Littman, 1988).

Já a goma xantana é um biopolímero produzido pelo microrganismo *Xanthomonas campestris* (Sorbie, 1991), através de um processo de fermentação (Lake, 1989). Esse processo deixa alguns detritos nos polímeros, que devem ser removidos antes de injetados. Outro problema com esse tipo de polímero é que são suscetíveis ao ataque de bactérias depois de introduzido no reservatório. Estas desvantagens são compensadas pelo fato de a xantana não ser tão sensível à salinidade (Lake, 1989), por tolerarem efeitos de cisalhamento, o que a torna mais fácil de manusear e injetar através de bombas, além de serem mais resistentes à degradação (Rosa et al., 2006). Porém, ambos os tipos de polímeros (poliacrilamidas e polissacarídeos) tendem a degradar quimicamente em elevadas temperaturas (Lake, 1989). A Figura 2.5 ilustra a estrutura molecular da goma xantana.

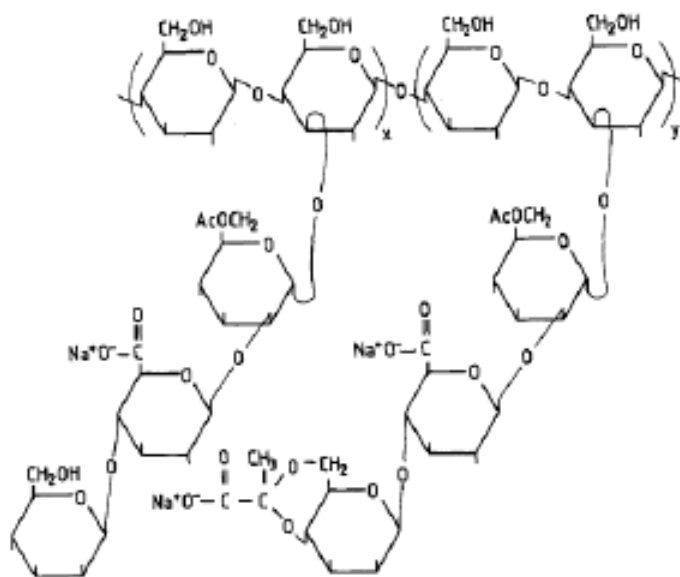


Figura 2.5 – Estrutura molecular da goma xantana (Littman, 1988).

2.1.3 Critérios de Seleção

Devido ao fato de que a injeção de polímeros não é adequada para todos os tipos de reservatório, antes de um projeto deste tipo ser planejado em detalhes, uma seleção dos parâmetros do reservatório pode dar uma primeira indicação se a injeção de polímeros é adequada para ele (Littman, 1988).

Assim, os critérios de seleção consistem em regras para aplicação de um processo de recuperação segundo as características do campo onde se deseja implantar tal método. Os critérios trazem uma estimativa de valores limites de propriedades de óleo e reservatório, tais como grau API e viscosidade do óleo, permeabilidade, profundidade e temperatura (Zampieri, 2012). Segundo Maheshwari (2011), esse tipo de seleção representa um passo fundamental para reduzir o número de opções para futuras avaliações mais detalhadas.

Critérios de seleção de EOR são geralmente o primeiro passo para determinar se uma investigação mais aprofundada para a aplicação de determinado método de recuperação é justificada. Avaliação adicional é necessária antes de se poder afirmar com confiança que o campo de aplicação de um processo particular de EOR será técnico e economicamente bem-sucedido. Estas avaliações adicionais podem incluir medidas de laboratório, simulação de reservatórios e os pilotos de campo (Al-Bahar et al., 2004).

Alguns autores desenvolveram critérios de seleção técnicos e econômicos para diferentes processos de recuperação avançada através de simulação, usando dados de

laboratório e dados de campo. Taber et al. (1997), por exemplo, estipulam valores médios de um conjunto de parâmetros baseados na análise de dados de projetos de sucesso de EOR ao redor do mundo, observando-se as características do óleo e do reservatório. Adasani e Bai (2011) constroem um banco de dados baseado em vários projetos de recuperação avançada relatados, relacionando as propriedades de rocha e fluidos, bem como atributos associados à saturação de óleo, recuperação incremental e data de início do projeto, atualizando os critérios de seleção apresentado por Taber et al. (1997).

Dickson et al. (2010) descrevem uma nova metodologia de seleção de processos melhorados de recuperação de hidrocarbonetos que é capaz de selecionar e priorizar um grande número de reservatórios para diversos processos de recuperação avançada, utilizando propriedades de rocha-fluido e critérios de seleção técnicos e econômicos, classificando quantitativamente as melhores opções de EOR. Os resultados foram testados em vários campos obtendo resultados compatíveis com os dados publicados.

A Tabela 2.1 resume os parâmetros de critérios de seleção de injeção de polímeros de diversos autores. Os valores sublinhados representam a média dos valores dos projetos.

Em relação ao tipo de rocha, Taber et al. (1997), Green e Willhite (1998) e Melo et al. (2005) colocam que a injeção de polímeros é preferível em arenitos. Isto se deve ao fato de que o teor de argila na formação não deve ser muito alto, pois resulta em considerável retenção de polímeros, tal como em formações carbonáticas. Além disso, reservatórios carbonáticos podem muitas vezes ser fraturados e, quando estratégias de EOR são implementadas, os fluidos injetados podem fluir através das fraturas, não deslocando o óleo da matriz. Ademais, a alta permeabilidade na rede de fraturas e o baixo volume poroso frequentemente resultam em irrupção precoce do fluido injetado (Zampieri, 2012). Apesar disso, Taber et al. (1997) afirmam que, mesmo a injeção de polímeros sendo preferível em arenitos, também pode ser aplicada em carbonatos. Adasani e Bai (2011) mostram que, de um total de 38 projetos envolvendo injeção de polímeros, 35 envolveram a aplicação em arenitos.

Uma das restrições mais importantes para se escolher o método de injeção de polímeros é a temperatura do reservatório, já que altas temperaturas podem provocar a degradação dos polímeros. Em relação à permeabilidade, esta não pode ser muito baixa, já que retenção excessiva e bloqueio da formação podem ocorrer nesses casos. Também são preferíveis formações com baixo grau de heterogeneidades, ou seja, a razão entre a permeabilidade mais alta encontrada e a permeabilidade média da formação deve se encontrar entre 4 e 30. Se este contraste for muito baixo, não há um processo de controle da heterogeneidade. Por outro lado,

se o contraste for maior que 30, os polímeros terão pouco impacto na eficiência do processo (Sorbie, 1991).

Tabela 2.1 – Critérios de Seleção para Injeção de Polímeros

Referência	°API	μ_o (cp)	Soi	K (md)	H (m)	T (°C)	Salinidade
Taber et al. (1997)	> 15	10-150	0.5-0.8	>10 (<u>800</u>)	<2743	60-94	-
Adasani e Bai (2011)	13-42	9-75	0.65-0.82	>1.8 (<u>834</u>)	<2883	24-114	-
Sorbie (1991)	-	5-30	-	>20	-	< 80 (Max 95)	Não é crítica, mas define o tipo de polímero (alta sal. = xantana; baixa sal. = HPAM)
Melo et al. (2005)	-	<100	>0.2	>100	-	< 80	<50000 ppm
Green e Willhite (1998)	15-40	10-150	>0.7	>10 (<u>800</u>)	<2743	60-94	-
Dickson et al. (2010)	> 15	10-1000	>0.3	$>10^2$ se ($10 < \mu < 10^2$ cp) $>10^3$ se ($10^2 < \mu < 10^3$ cp)	244-2743	< 77	<3000 se ($10 < \mu < 10^2$ cp) <1000 se ($10^2 < \mu < 10^3$ cp)
Al-Bahar et al. (2004)	-	< 150	> 0.6	> 50	-	< 70	< 100000 ppm

Em relação à viscosidade do óleo, se este é muito viscoso, irrupção de água precoce e baixa eficiência de varrido podem ocorrer, resultando em um mal sucedido projeto de injeção de polímeros (Sorbie, 1991; Du e Guan, 2004).

Apesar de Sorbie (1991) não considerar a salinidade como um fator crítico, outros autores, como Melo et al. (2005), colocam a salinidade como um dos principais fatores para os critérios de seleção, pois acima de valores especificados, o polímero pode sofrer degradação e colocar em risco o sucesso do método. Schurz (1972) e Du e Guan (2004) complementam essa observação verificando que pode haver diminuição da viscosidade da solução devido à salinidade da água, ocasionando ineficiências no deslocamento, devido ao aumento da razão de mobilidades ou formações de digitações viscosas.

Melo et al. (2005) ainda colocam a saturação de óleo no começo do projeto como um fator importante, já que este parâmetro deve-se encontrar acima de um valor mínimo para o processo ser economicamente praticável.

Em relação à profundidade do reservatório, ela por si só não é um problema para a injeção de polímeros. O problema é que reservatórios profundos usualmente possuem altas

temperaturas e altas pressões, que são os fatores que mais acarretam em degradação do polímero.

2.2 Propriedades das Soluções Poliméricas

O deslocamento de óleo por soluções poliméricas possui características que não estão presentes na tradicional injeção de água, como, por exemplo, o comportamento não-Newtoniano destas soluções e a retenção do polímero no meio poroso. Nas seções a seguir são abordados alguns conceitos envolvendo as propriedades das soluções poliméricas e alguns fatores importantes que podem interferir nessas propriedades.

2.2.1 Reologia e Efeitos Não-Newtonianos das Soluções Poliméricas

A reologia pode ser definida como a ciência que estuda como a matéria se deforma ou escoam, quando submetida a esforços originados por forças externas. Assim, o escoamento de um fluido é caracterizado por leis que descrevem a variação contínua da taxa ou grau de deformação em função das forças ou tensões aplicadas (Machado, 2002).

Assim, o estudo das propriedades reológicas de uma solução polimérica para a aplicação em projetos de recuperação avançada de petróleo é de fundamental importância, tanto técnica quanto econômica. Para atingir um dos objetivos básicos desse tipo de projeto, que é o aumento da viscosidade da água de injeção, um polímero que esteja sendo avaliado deve apresentar valores elevados de viscosidade, a baixas concentrações e em condições adversas, para que o custo final do projeto de injeção de polímeros seja minimizado (Teixeira, 2005).

De acordo com Machado (2002), *tensão de cisalhamento* (τ) é a força por unidade de área cisalhante necessária para manter o escoamento do fluido, sendo a resistência ao escoamento quem solicita essa tensão. Já a *taxa de cisalhamento*, ou de *deformação* (γ) é definida como o deslocamento relativo das partículas ou planos de fluido, relacionando a diferença das velocidades entre duas partículas ou planos vizinhos com a distância entre eles. Dessa forma, a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento podem ser representadas, respectivamente, pelas Equações 2.4 e 2.5:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad \text{Equação 2.4}$$

$$\gamma = \frac{\Delta v}{\Delta y} \quad \text{Equação 2.5}$$

onde F é a força aplicada na direção do escoamento, A é área da superfície exposta ao cisalhamento, Δv é a diferença de velocidade entre duas camadas de fluido adjacentes e Δy é a distância entre elas. As unidades mais usuais para a tensão de cisalhamento são N/m^2 e lbf/ft^2 , enquanto para a taxa de cisalhamento é s^{-1} .

Para os fluidos viscosos ideais, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento, conforme mostra a Equação 2.6:

$$\tau = \mu \left(\frac{\Delta v}{\Delta y} \right) \quad \text{Equação 2.6}$$

Logo, é possível definir a *viscosidade dinâmica* (μ) de um fluido como a relação entre a tensão de cisalhamento e taxa cisalhante, de acordo com a Equação 2.7. Já a viscosidade do fluido dividida pela sua massa específica é denominada de *viscosidade cinemática* (ν), de acordo com a Equação 2.8.

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad \text{Equação 2.7}$$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad \text{Equação 2.8}$$

onde μ é a viscosidade dinâmica, ν é a viscosidade cinemática, τ é a tensão de cisalhamento e ρ é a massa específica do fluido.

Os fluidos que seguem a Equação 2.6, em que a viscosidade é proporcional à tensão de cisalhamento, são denominados de fluidos *newtonianos*. Os fluidos mais comuns, como água, ar e gasolina, por exemplo, são fluidos newtonianos (Fox et al., 2006). A deformação de um fluido newtoniano cresce contínua e linearmente, com a tensão de cisalhamento aplicada. A resistência ao escoamento (viscosidade) é independente da taxa de cisalhamento (Teixeira, 2005).

Já os fluidos *não-Newtonianos* são aqueles nos quais a tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional à taxa de deformação (Fox et al., 2006). As soluções poliméricas em geral apresentam comportamento não-Newtoniano, ou seja, a viscosidade não permanece constante em diferentes taxas de deformação (Sorbie, 1991).

Os fluidos não-Newtonianos são geralmente classificados como independentes ou dependentes do tempo (Fox et al, 2006). Os fluidos não-Newtonianos independentes do tempo

dependem somente do valor instantâneo da tensão de cisalhamento. Este é o caso dos materiais denominados como “Bingham”, dilatantes e pseudoplásticos (Teixeira, 2005). A Figura 2.6 ilustra curvas de escoamento dos fluidos de comportamento newtoniano, pseudoplástico, dilatante e de Bingham.

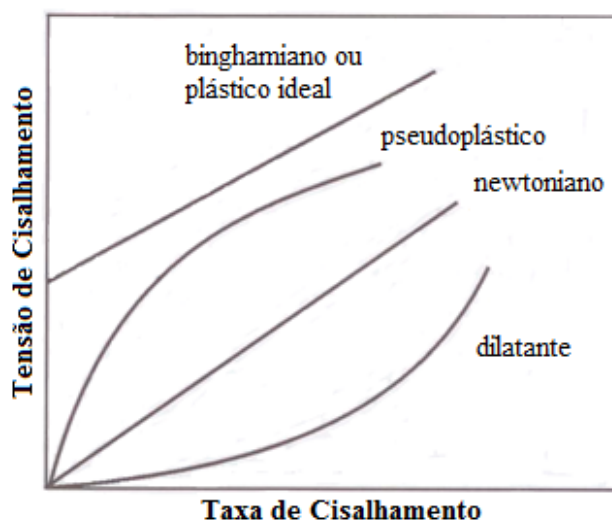


Figura 2.6 – Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos (Adaptado de Machado, 2002).

Materiais que apresentam comportamento de Bingham necessitam de uma tensão de cisalhamento mínima para começarem a fluir. Após essa tensão inicial, também chamada de tensão crítica de escoamento, o fluido escoar, mantendo uma relação constante entre tensão (τ) e taxa de cisalhamento (γ). Os materiais com comportamento dilatante ou pseudoplástico não necessitam de uma tensão inicial mínima para escoarem. Porém, a viscosidade destes fluidos varia de forma não linear com a taxa de cisalhamento (Teixeira, 2005).

2.2.2 Concentração das Soluções Poliméricas

A concentração de polímero na solução é um fator que altera as características reológicas do fluido, afetando sua viscosidade.

Segundo Sorbie (1991), uma possível explicação de como os polímeros alteram a viscosidade quando estão em solução é devido à dissipação de energia resultante das interações moleculares. Como os polímeros são constituídos de moléculas com grande peso molecular, dissipam mais energia do que as soluções com baixo peso molecular, o que faz com que a viscosidade de fluidos poliméricos seja maior do que a de líquidos feitos de moléculas pequenas.

Cada tipo de polímero proporciona um aumento característico da viscosidade do fluido, conforme é exemplificado na Figura 2.7. Nota-se que o aumento da concentração do polímero na solução aumenta substancialmente a viscosidade da mesma. Percebe-se também, que, mesmo a baixas concentrações, de algumas centenas de ppm, certos polímeros podem aumentar a viscosidade da água em fatores que variam de 10 a 100 (Sorbie, 1991).

Um aumento na concentração e, conseqüentemente, na viscosidade aparente, no entanto, não necessariamente significa um aumento proporcional na produção de óleo. Na Figura 2.8, Shirif (2000) mostra a quantidade de óleo recuperado quando um volume poroso de fluido é injetado, para diferentes concentrações de polímero.

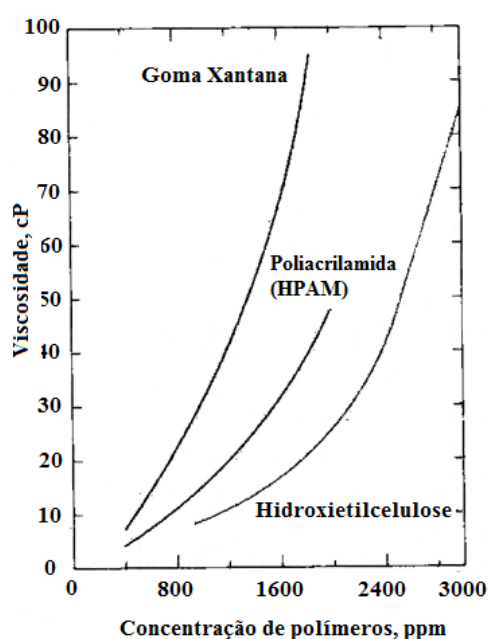


Figura 2.7 – Concentração de polímeros x viscosidade, taxa de cisalhamento 7.3 s^{-1} , 1% NaCl a $23,33^\circ\text{C}$ (Adaptado de Sorbie, 1991).

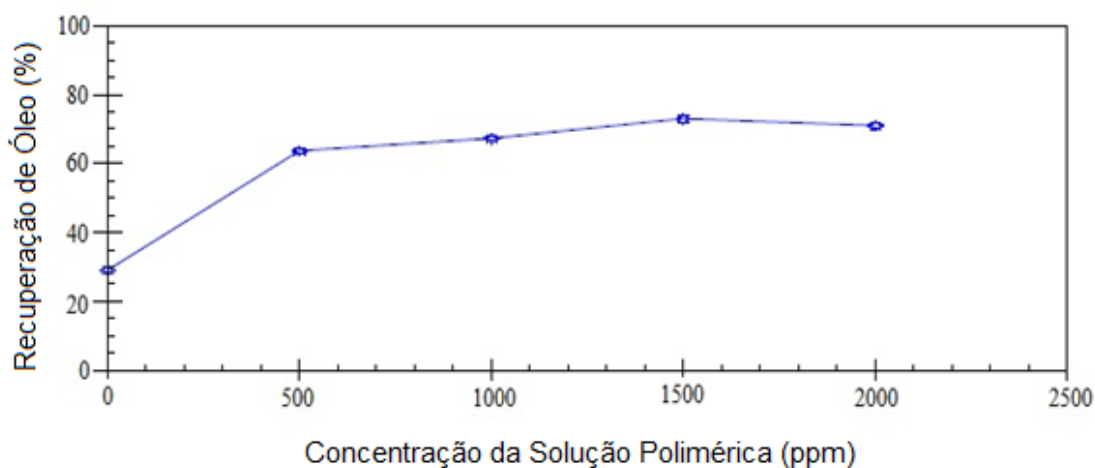


Figura 2.8 – Efeito da concentração de polímeros na recuperação de óleo (Adaptado de Shirif, 2000).

2.2.3 Fator de Resistência e Fator de Resistência Residual

A passagem das soluções de polímero no meio poroso pode criar zonas de bloqueio para o fluxo da solução e reduzir sua permeabilidade. Esta, por sua vez, não volta ao valor original após a passagem da solução polimérica. Assim, estas soluções mostram um aumento da resistência ao fluxo (diminuição da mobilidade). Uma vez que a viscosidade por si só não determina esta propriedade, uma função chamada *fator de resistência* é usada para especificar as propriedades reais de controle de mobilidade das soluções poliméricas (Schurz, 1972), sendo definida como a razão entre as mobilidades da água e da solução polimérica, tal como mostrado na Equação 2.9. De acordo com Littman (1988), o fator de resistência é frequentemente usado para caracterizar o comportamento da pressão acumulada durante a injeção de polímeros.

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w \mu_p}{k_p \mu_w} \quad \text{Equação 2.9}$$

sendo:

R = fator de resistência

λ_w = mobilidade da água

λ_p = mobilidade da solução polimérica

k_w = permeabilidade efetiva à água

k_p = permeabilidade efetiva à solução polimérica

μ_w = viscosidade da água

μ_p = viscosidade da solução polimérica

Em baixas velocidades, o fator de resistência é constante, o que reflete o comportamento de escoamento Newtoniano da solução em determinada variação da velocidade de fluxo. Em seguida, a velocidades mais elevadas, o comportamento de pseudoplasticidade começa, onde o fator de resistência diminui e, subsequentemente, a velocidades muito mais elevadas, o fator de resistência aumenta de novo, devido ao comportamento elástico do polímero que governa a resistência ao fluxo no meio poroso. Este comportamento depende fortemente do tipo de polímero e do seu peso molecular (Littman, 1988). A Figura 2.9 ilustra este comportamento de uma solução de poliacrilamida.

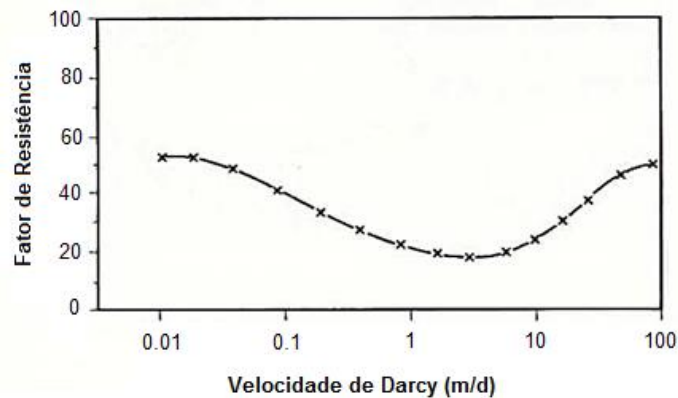


Figura 2.9 – Fator de resistência de uma solução de poliacrilamida vs velocidade de Darcy (Adaptado de Littman, 1988).

Depois de a solução polimérica passar pelo meio poroso, muitas moléculas de polímero permanecem adsorvidas à rocha-reservatório, persistindo a chamada resistência residual ao fluxo da água, que é medido através do *fator de resistência residual* (Rosa et al., 2006). Assim, o fator de resistência residual (RR) é a medida da tendência do polímero ser adsorvido e bloquear parcialmente o meio poroso, sendo definido como a razão entre as mobilidades da água antes e depois da injeção da solução de polímeros (Littman, 1988), conforme é mostrado na Equação 2.10.

$$RR = \frac{\lambda_{w1}}{\lambda_{w2}} = \frac{k_{w1}}{k_{w2}} \frac{\mu_{w2}}{\mu_{w1}} \quad \text{Equação 2.10}$$

sendo:

RR = fator de resistência residual

λ_{w1} = mobilidade da água antes do fluxo da solução polimérica

λ_{w2} = mobilidade da água após o fluxo da solução polimérica

k_{w1} = permeabilidade efetiva à água antes do fluxo da solução polimérica

k_{w2} = permeabilidade efetiva após o fluxo da solução polimérica

μ_{w1} = viscosidade da água antes do fluxo da solução polimérica

μ_{w2} = viscosidade da solução polimérica após o fluxo da solução polimérica

2.3 Estabilidade e Degradação dos Polímeros

Sorbie (1991) afirma que quando são utilizados polímeros em operações de recuperação de óleo, é importante que as propriedades dos polímeros não se degradem rapidamente, pois isso pode diminuir a eficiência do processo de injeção. A degradação do polímero refere-se a qualquer processo que pode quebrar a estrutura molecular da macromolécula.

Os polímeros são suscetíveis aos seguintes tipos básicos de degradação: mecânica, química, biológica e térmica.

A degradação mecânica refere-se à quebra das moléculas do polímero como resultado de altas tensões mecânicas na macromolécula. Littman (1998) afirma que condições de grande cisalhamento podem ocorrer durante a mistura da solução polimérica, no momento da injeção nas perfurações, no decorrer do envio de uma solução polimérica em bombas ou no reservatório próximo ao poço. Em geral, as poliacrilamidas são mais suscetíveis à degradação mecânica do que os biopolímeros.

A degradação química refere-se à quebra das moléculas do polímero, podendo ser, em termos de curto prazo, por meio de ataques sofridos por contaminantes (como o oxigênio), ou em termos de longo prazo, a estrutura molecular pode sofrer variações devido a processos como a hidrólise (Sorbie, 1991).

A degradação térmica acontece devido a condições de elevadas temperaturas (Davison e Mentzer, 1982; Seright et al., 2009), sendo algumas vezes classificada como um caso específico da degradação química.

A degradação biológica é um problema maior para os biopolímeros (Littman, 1988), mas também pode ocorrer com os polímeros sintéticos (Sorbie, 1991; Lake, 1989). Refere-se à destruição da molécula do polímero devido à ação de bactérias ou por processos químicos governados por enzimas.

Lake (1989) classifica a degradação biológica como um caso particular da degradação química, apesar da degradação biológica ocorrer principalmente em baixas temperaturas (Sorbie, 1991; Littman, 1988). Para prevenir o problema da degradação biológica, biocidas são frequentemente usados. O'Leary et al. (1987) mostram que o tipo de biocida mais comum para este tipo de aplicação é o formaldeído (HCHO), diluído em solução aquosa, de 500 a 5000 ppm.

2.4 Retenção de Polímeros no Meio Poroso

Quando se usa injeção de polímeros como método de recuperação, pode haver interações entre as moléculas de polímero transportadas e o meio poroso. Estas interações fazem com que o polímero seja retido pelo meio poroso e conduzem à formação de um banco de fluido de injeção total ou parcialmente livre do polímero, que terá uma viscosidade inferior à da solução polimérica injetada e isso vai levar a uma redução na eficiência da injeção de polímeros. Essa retenção de polímero no meio poroso pode causar alguma redução da permeabilidade da rocha, o que pode contribuir para a recuperação de óleo. Por outro lado, a retenção do polímero pode reduzir a produção de óleo, apesar da contribuição com a redução da permeabilidade (Sorbie, 1991). A retenção do polímero depende de fatores como: tipo do polímero, peso molecular, composição da rocha, salinidade, taxa de vazão e temperatura (Lake, 1989).

As principais formas de retenção de polímeros no meio poroso são: adsorção, aprisionamento mecânico e retenção hidrodinâmica (Figura 2.10). Porém, como na prática e principalmente em simulação de reservatórios é difícil separar estes mecanismos, e sendo a adsorção o mecanismo mais conhecido e estudado, apenas este é tratado nesta tese e discutido com mais detalhes na seção a seguir.

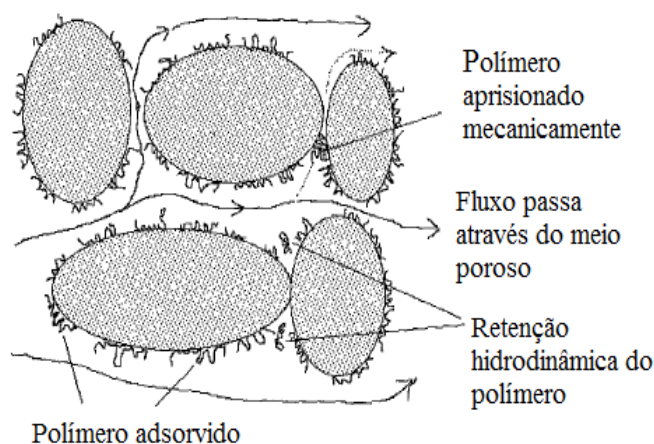


Figura 2.10 – Diagrama esquemático dos mecanismos de retenção de polímeros no meio poroso (Adaptado de Sorbie, 1991).

2.4.1 Adsorção

Segundo Sorbie (1991), a adsorção refere-se à interação entre as moléculas do polímero e a superfície do sólido, causando a adesão destas à superfície do sólido. De acordo com Littman (1988), existem dois tipos de adsorção: a adsorção física e a adsorção química. Na primeira, existem ligações relativamente fracas entre a superfície adsorvente (rocha) e o fluido adsorvido, sendo que as forças entre elas são eletrostáticas. Na adsorção química são

formadas ligações químicas entre a superfície adsorvente e o fluido adsorvido. Em injeção de polímeros, o mais comum é a ocorrência da adsorção física.

A adsorção influencia na concentração da solução polimérica e, portanto, na eficiência do processo de injeção (Littman, 1988), já que devido a este fenômeno há uma diminuição na viscosidade do polímero. Quanto maior a concentração do polímero, maior é o nível de adsorção.

De acordo com Lake (1989), as moléculas de polímeros podem ser adsorvidas pela superfície da rocha ou podem ficar presas em pequenos poros. Existem várias unidades para a adsorção, mas o mais comum é utilizar massa de polímero por massa de rocha.

Testes de laboratório tendem a fornecer maiores valores de adsorção do que aqueles observados no campo. A adsorção tende a aumentar com a salinidade, alto conteúdo de argila e falta de consolidação (Farouq Ali e Thomas, 1996).

Smith (1970) estudou experimentalmente o comportamento de soluções de polímeros no meio poroso, utilizando poliacrilamida parcialmente hidrolisada. Os resultados de laboratório mostraram que a extensão da adsorção pode ser muito elevada se a solução polimérica for muito salina ou se estiver em contato com uma rocha carbonática. Sugerem também que a salinidade da solução, a taxa de fluxo, o tamanho do poro da rocha e o peso molecular do polímero podem influenciar grandemente na redução da mobilidade e da permeabilidade pela solução de polímeros. O autor também conclui que a adsorção do polímero varia conforme o tipo de superfície mineral.

Hirasaki e Pope (1974) desenvolveram um modelo para representar a adsorção como função do polímero, da salmoura e de algumas propriedades da rocha, como porosidade e permeabilidade. Carpita et al. (2006) estudaram os efeitos da adsorção na permeabilidade relativa à água utilizando simulação numérica.

Szabo (1975) realizou estudos adicionais de polímero HPAM. De acordo com ele, a adsorção do polímero depende da natureza do polímero, das características da rocha, da concentração do polímero e da salinidade da água. A Figura 2.11 apresenta a variação da adsorção devido à concentração de polímero.

É comum representar a adsorção dos polímeros por meio das isotermas de Langmuir, que pode ser representada genericamente através da Equação 2.11, onde C_a é a concentração adsorvida, C_p é a concentração da solução polimérica, A e B são constantes (geralmente dependentes da temperatura). A constante B controla a curvatura da isoterma, enquanto a

razão A/B determina o valor de platô para a adsorção (Lake, 1989), conforme observado na Figura 2.12, que exemplifica formas típicas das isotermas de Langmuir.

$$C_a = \frac{A \cdot C_p}{1 + B \cdot C_p} \quad \text{Equação 2.11}$$

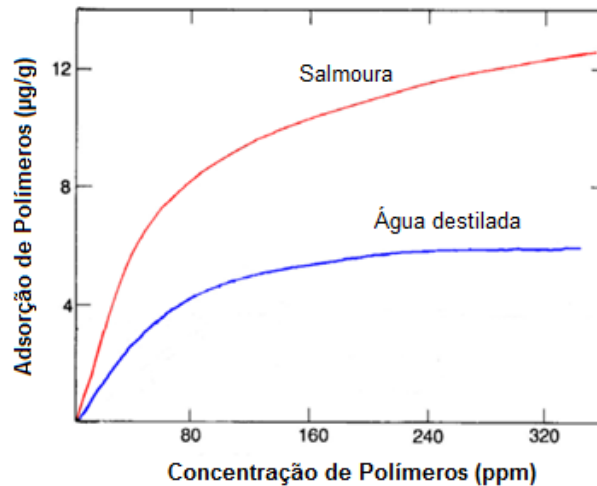


Figura 2.11 – Dependência da Adsorção na concentração de polímeros e salinidade da água (Adaptado de Szabo, 1975).

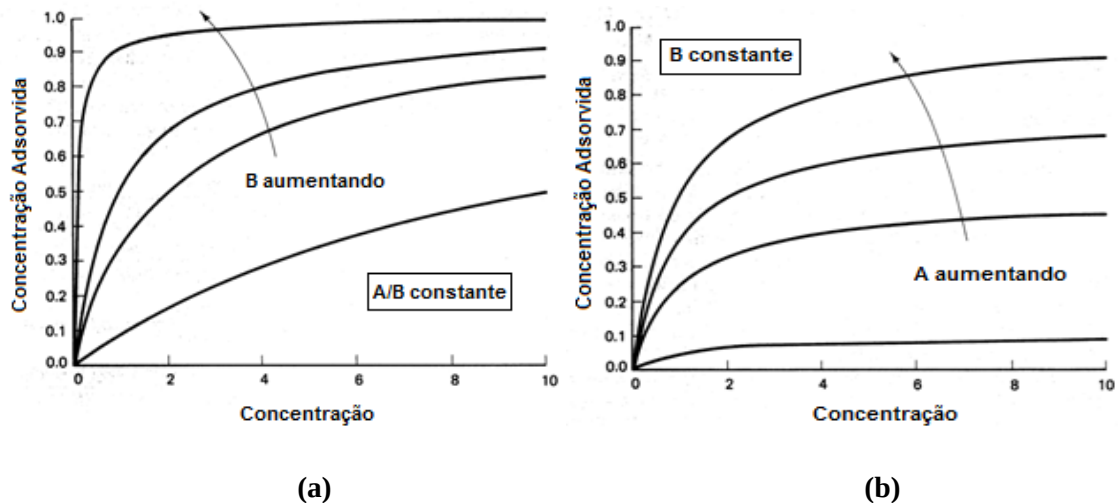


Figura 2.12 – Formas Típicas das Isotermas de Langmuir (Adaptado de Lake, 1989).

2.4.2 Volume Poroso Inacessível

O volume poroso inacessível consiste em poros que são muito pequenos para permitir a entrada de moléculas de polímeros (Dominguez e Willhite, 1977). Assim, uma parte do espaço total de poros não é invadida ou é inacessível ao polímero, resultando num fluxo acelerado de polímeros (Lake, 1989).

Uma segunda explicação para o volume poroso inacessível baseia-se num efeito de exclusão, no qual as moléculas de polímero agregariam ao centro de um canal estreito. O volume poroso inacessível depende do peso molecular do polímero, da permeabilidade média, da porosidade, da distribuição do tamanho dos poros e se torna mais pronunciado conforme o peso molecular do polímero aumenta e a razão permeabilidade/porosidade diminui. Em casos extremos, o volume poroso inacessível pode chegar a 30% do espaço poroso total (Lake, 1989).

2.5 Injeção de Polímeros em Campos de Óleo Pesado

Óleo pesado refere-se ao óleo cru com alta densidade (de 10 a 20 graus API) e alta viscosidade (mais de 100 cP), existindo largamente em muitas bacias ao redor do mundo, principalmente nas Américas do Sul e do Norte e no Oriente Médio. Devido à alta demanda por energia e a depleção dos reservatórios de óleo leve, é necessário investigar técnica e economicamente métodos viáveis para a produção de óleo pesado. A recuperação deste tipo de óleo apresenta grandes desafios para os produtores de petróleo (Gao, 2011). A Figura 2.13 mostra as reservas de petróleo pesado divididas por região.

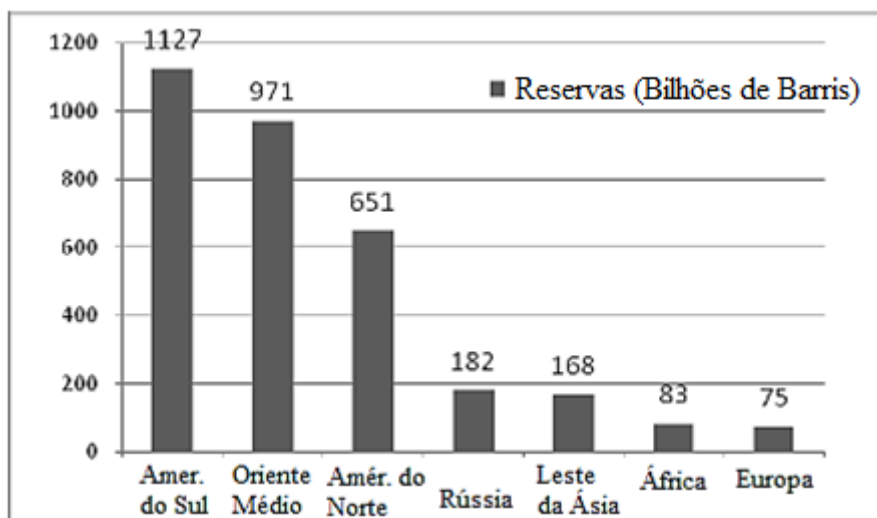


Figura 2.13 – Reservas de óleo pesado por região (Adaptado de Gao, 2011).

O desenvolvimento de campos de óleo pesado apresenta um alto grau de complexidade que está diretamente associado com os altos níveis de incerteza no líquido e caracterização de reservatórios. Para cenários offshore, nos quais a disponibilidade de informações é limitada, isso é ainda mais perceptível (Cunha, 2007).

Severos problemas de digitação viscosa durante a injeção de água nestes campos podem deixar uma grande quantidade de óleo intacto no reservatório, o que, por sua vez, pode ser idealmente um alvo para a injeção de polímeros. No entanto, fatores técnicos e econômicos restringem a aplicação prática das injeções de polímeros em reservatórios de óleo pesado. Para os óleos pesados com viscosidade de milhares de centipoises, por exemplo, concentrações muito altas de solução poliméricas podem ser necessárias para diminuir consideravelmente a razão de mobilidades, o que aumenta a dificuldade de injeção e o custo dos produtos químicos (Wang e Dong, 2009).

No entanto, recentemente a indústria começou a considerar seriamente a sua viabilidade. A ampla aplicação de poços horizontais nos campos de óleo pesado pode fornecer injetividade suficiente para a injeção de polímeros (Wang e Dong, 2009).

De acordo com Gao (2011), métodos térmicos, como a injeção de vapor e a injeção de água quente são as estratégias de maior sucesso para a produção de óleo pesado. No entanto, estes métodos não são adequados para camadas finas e reservatórios profundos. Pesquisadores estão estudando injeção de polímeros como uma possível alternativa para tais cenários.

No campo de Bohai, na China, estima-se que 74% de todo o óleo seja pesado e a recuperação de óleo por injeção de água é de aproximadamente 18 a 20%. Um teste-piloto com um único poço e outro piloto com padrão 5-spot, usando injeção de polímeros, foram conduzidos no campo de Bohai, com um significativo aumento da produção de óleo e redução do corte de água (Zhou et al., 2008). O reservatório possui profundidade de 1300 a 1600m, porosidade de 28 a 35%, permeabilidade média de 2600 mD, temperatura de 65° C e espaçamento médio entre os poços de 370m. O teste-piloto em um único poço durou 500 dias. O corte de água foi reduzido de 95% para 54%. O óleo incremental foi 25.000 m³. Após o sucesso do tratamento com um único poço, o polímero foi injetado em 4 poços de injeção com seis poços de produção correspondentes desde 2005. O corte de água após a injeção de polímeros foi reduzido em 10%, e 17.700 m³ de óleo adicional por poço foi produzido. Até 2010, um total de 53 operações de injeção de polímeros foi realizado e o incremento de óleo foi de cerca de 636.000 m³ (Gao, 2011).

Wassmuth et al. (2009) apresentam o progresso da injeção de polímeros no campo East Bodo, localizado no Canadá, iniciado em maio de 2006. Este reservatório possui permeabilidade de 1000 mD, porosidade média de 30%, viscosidade do óleo variando de 600 a 2000 cp (com 14 graus API). Uma das preocupações no processo de injeção de água era a formação de digitações viscosas devido à alta viscosidade do óleo. Então, o primeiro passo

nesse projeto consistiu na seleção do método de EOR que seria utilizado, sendo que simulações, testes de laboratório e análises econômicas mostraram que a injeção de polímeros seria o melhor método. Um dos principais desafios desse projeto era a qualidade da água para fazer a mistura da solução polimérica, já que as fontes de água disponíveis possuíam alta concentração de ferro, produzindo uma viscosidade máxima de apenas 10 cp a uma concentração de 1500 ppm, não sendo observada resistência à pressão. Depois, foi utilizada água doce, e a solução polimérica alcançou 60 cp, sendo que a pressão no poço injetor aumentou consideravelmente a uma taxa de injeção de 200 m³/dia. A tecnologia de injeção de polímeros combinada com poços horizontais paralelos alcançou uma maior injetividade da solução polimérica, aumentando a taxa de produção de petróleo. Esta sinergia de poços horizontais e tecnologia de polímeros seriam aplicadas no desenvolvimento de novos padrões, denominada de Fase 2.

Gao (2011) ainda relata outros três campos de óleo pesado em que houve projetos de injeção de polímeros: Campo Tambaredjo (Suriname), Campo Bati Raman (Turquia) e Campo Marmul (Omã).

Li et al. (2014) relata em seu artigo experimentos de laboratório, desenvolvimento de modelos e estudos de simulação de injeção de polímeros em um reservatório de óleo pesado com influxos de um aquífero ativo. Os autores mostraram que a injeção de polímeros é uma tecnologia viável num reservatório de óleo pesado, apesar da razão de mobilidades altamente desfavorável e fortes influxos aquíferos. Considerando as decrescentes reservas de petróleo convencional, a injeção de polímeros proporciona uma abordagem não térmica para a produção de reservas de óleo pesado, a qual pode ser particularmente atraente em um ambiente offshore, em comparação com técnicas termais.

2.6 Conceitos Econômicos

Em geral, os profissionais da indústria do petróleo devem analisar, desenvolver e implementar projetos baseados não somente em premissas técnicas mas também em estudos de viabilidade econômica, já que as incertezas relacionadas às reservas de óleo, preços e as regulamentações governamentais tornam os projetos de longo prazo extremamente arriscados (Cunha, 2007).

Nesta seção, são apresentados alguns indicadores econômicos que podem ser utilizados para a avaliação de projetos. A Figura 2.14 ilustra um exemplo de fluxo de caixa de um

projeto de exploração e produção de petróleo. Os principais componentes do fluxo de caixa que são utilizados para cálculo de indicadores econômicos são: produção, preços, custos operacionais, investimentos, depreciação e tributos (Ravagnani, 2008).

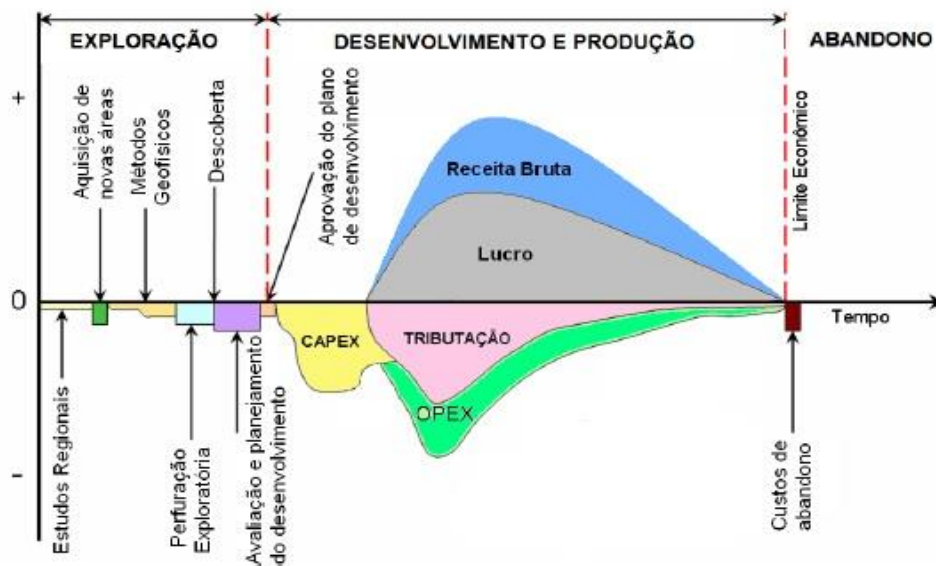


Figura 2.14 – Exemplo de um fluxo de caixa de um projeto de E&P (Ravagnani, 2008).

2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) é um dos indicadores financeiros mais utilizados como função-objetivo para a otimização de parâmetros operacionais na elaboração de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo devido à facilidade na interpretação dos resultados nos processos de tomada de decisão (Bovolenta, 2010).

O VPL é obtido transportando-se todos os custos e as receitas para a sua data inicial com a aplicação de uma taxa de desconto, também chamada de taxa mínima de atratividade. Dessa forma, o VPL representa o resultado proporcionado pela realização de um projeto e é indicado para comparar alternativas para as quais estejam definidos custos e receitas diferenciadas, sendo calculado através da Equação 2.12.

Segundo Xavier (2004), o VPL é o lucro líquido transportado para o tempo atual com a taxa de atratividade do mercado, sendo o valor necessário para que uma aplicação financeira com esta taxa, durante períodos equivalentes, obtivesse o mesmo retorno.

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{FCL_i}{(1+r)^{t_i}} \quad \text{Equação 2.12}$$

sendo:

VPL = Valor presente líquido;

r = Taxa de desconto ou taxa de atratividade;

FCL_i = Fluxo de caixa líquido ao longo do tempo;

t = Período considerado.

Neste trabalho, o fluxo de caixa líquido é detalhado na Equação 2.13. A primeira parcela do fluxo de caixa apresentado na equação abaixo corresponde ao lucro tributável.

$$FCL = (R_o - Roy - PIS - COP - C_{ab}) * (1 - IRCS) + Inv \quad \text{Equação 2.13}$$

sendo:

FCL = fluxo de caixa líquido;

R_o = receita bruta da venda de óleo;

Roy = montante pago em royalties;

PIS = PIS/Pasep e COFINS;

COP = custos operacionais de produção (óleo, água e gás);

C_{ab} = Custo de abandono

IRCS = soma das alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre lucro líquido;

Inv = investimentos

As receitas consistem da produção de óleo multiplicada pelo preço do óleo (Equação 2.14).

$$R_o = Np * p_o \quad \text{Equação 2.14}$$

sendo:

N_p = produção acumulada de óleo;

p_o = preço do óleo.

Já os custos operacionais compreendem os custos com produção de óleo, produção de água, injeção de água e injeção de polímeros (quando aplicável), de acordo com a Equação 2.15:

$$COP = C_o * N_p + C_w * W_p + C_{winj} * W_{inj} + Ct_p * m_{pol} \quad \text{Equação 2.15}$$

sendo:

C_o = custo associado à produção de óleo;

N_p = produção acumulada de óleo;

C_w = custo associado à produção de água;

W_p = produção acumulada de água;

C_{winj} = custo associado à injeção de água;

W_{inj} = injeção acumulada de água;

Ct_p = custo associado à injeção de polímeros;

m_{pol} = massa injetada de polímeros.

2.6.2 Valor Monetário Esperado (VME) e Risco

Em cenários nos quais os graus de incerteza são baixos, o VPL é um bom indicador para medir o valor de um investimento. Entretanto, em cenários incertos, é necessário reavaliar a seleção dos investimentos, incorporando as incertezas e considerando o risco na estratégia de decisão do projeto. Segundo Mezzomo (2005), o valor monetário esperado (VME) é amplamente utilizado para avaliação de projetos de desenvolvimento de reservatórios de petróleo em uma análise de decisão sob incertezas.

O VME de um projeto é definido como o somatório dos valores presentes líquidos (VPL) dos cenários considerados, ponderados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência, conforme indica a Equação 2.16:

$$VME = \sum_{i=1}^n VPL_i \cdot p_i \quad \text{Equação 2.16}$$

sendo:

VME = Valor Monetário Esperado

p_i = Probabilidade de ocorrência do cenário i ;

VPL_i = Valor presente líquido do cenário i ;

n = Número de cenários possíveis.

A consideração apenas do VME como indicador pode não ser adequada em alguns casos, sendo necessário, portanto, a utilização de um indicador que permita quantificar o risco do projeto. Há várias formas de definir o risco de um projeto. As mais usuais são mostradas abaixo.

Desvio médio ou desvio absoluto médio: Média aritmética das distâncias (em módulo) dos valores em relação a um ponto central (a média), ponderadas pelas respectivas frequências (Equação 2.17).

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu| \cdot p_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad \text{Equação 2.17}$$

sendo:

DM = Desvio médio;

X_i = Resultado possível i ;

μ = Média de todos os resultados possíveis;

p_i = Probabilidade de ocorrência do resultado possível i ;

n = Número de resultados possíveis;

i = Índice que varia de 1 a n .

Variância ou desvio-padrão: A variância é definida pela Equação 2.18. Já o desvio-padrão é uma medida de dispersão absoluta, sendo o valor positivo da raiz quadrada da variância, conforme mostra a Equação 2.19.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu|^2 \cdot p_i}{\sum_{i=1}^n p_i} \quad \text{Equação 2.18}$$

$$DP = \sigma = +\sqrt{\sigma^2} \quad \text{Equação 2.19}$$

sendo:

σ^2 = Variância;

$DP = \sigma$ = Desvio-padrão

X_i = Resultado possível i ;

μ = Média de todos os resultados possíveis;

p_i = Probabilidade de ocorrência do resultado possível i ;

n = Número de resultados possíveis;

i = Índice que varia de 1 a n .

Semi desvio-padrão: Muitos autores consideram que a variância e o desvio-padrão são medidas questionáveis e inadequadas para o risco (Markowitz, 1959; Estrada, 2007; Jafarizadeh e Khorshid-Douts, 2008), por representar apenas a variabilidade ou dispersão de um conjunto de dados e por ser uma métrica válida apenas quando a distribuição dos resultados é normal e simétrica.

Quando a distribuição é assimétrica, retornos acima do esperado são tão penalizados quanto retornos abaixo do esperado, o que pode prejudicar a decisão final de um tomador de decisão, que geralmente pensa no risco como uma exposição a perdas, e não uma dispersão global. Segundo Orman e Duggan (1999), o semi desvio-padrão contorna este problema medindo somente a probabilidade e magnitude de perdas, através de um valor de referência b , sendo calculado através da Equação 2.20:

$$Sb = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{X_i < b} (X_i - b)^2} \quad \text{Equação 2.20}$$

sendo:

Sb = Semi desvio-padrão;

N = Número de pontos na distribuição de VPLs;

X_i = VPL do projeto para resultado i ;

b = ponto na distribuição abaixo do qual serão consideradas perdas (*downside*)

2.6.3 Indicadores de Poços (IEPP e IEPI)

Para realizar uma comparação entre poços, alguns indicadores específicos podem ser utilizados, como o Indicador Econômico de Poços Produtores (IEPP) e o Indicador Econômico de Poços Injetores (IEPI) (Ravagnani et al., 2011; Botechia et al., 2013). O objetivo do IEPP é avaliar o potencial econômico dos poços, considerando apenas as receitas, custos e investimentos dos poços, sem considerar impostos e taxas adicionados ao campo, que já estão contabilizados no VPL do campo.

O IEPI baseia-se na soma dos custos de investimentos e custos de injeção do poço injetor. Apesar do IEPI não ser um bom indicador econômico, pode ser utilizado como um parâmetro de injetividade. Contudo, o fato de um injetor apresentar alta injetividade não necessariamente acarreta em benefício econômico para o campo, pois pode ocasionar, por exemplo, alta produção de água, como mostrado em Botechia (2012). As Equações 2.21 e 2.22 mostram como esses indicadores são calculados.

$$IEPP = \sum_{i=0}^n \frac{R_{O_i} + R_{G_i} - C_{O_i} - C_{G_i} - C_{W_i} - Inv_{well}}{(1 + r)^{t_i}} \quad \text{Equação 2.21}$$

$$IEPI = \sum_{i=0}^n \frac{C_{inj_i} + C_{Ginj_i} + Inv_{well}}{(1 + r)^{t_i}} \quad \text{Equação 2.22}$$

onde:

C_{G_i} = Custo associado a produção de gás no período ‘i’;

C_{Ginj_i} = Custo associado à injeção de gás no período ‘i’;

C_{inj_i} = Custo associado à injeção de água no período ‘i’;

C_{O_i} = Custo associado à produção de óleo no período ‘i’;

C_{W_i} = Custo associado à produção de água no período ‘i’;

i = Índice que varia de 0 a ‘n’

Inv_{well} = Investimento no poço

n = Número máximo de períodos

r = Taxa de desconto

R_{Oi} = Receita de vendas de óleo no período 'i';

R_{Gi} = Receita de vendas de gás no período 'i';

t = Período de tempo.

2.7 Análise de Risco

Na exploração e produção (E&P) de petróleo, decisões devem ser tomadas levando-se em consideração os riscos envolvidos através da avaliação do impacto de incertezas no desempenho dos campos de petróleo, aumentando a possibilidade de sucesso, quantificando possíveis perdas e identificando oportunidades (Costa et al., 2008). Em todas as tomadas de decisão há incertezas envolvidas, sejam elas em maior ou menor grau, havendo, dessa forma, a possibilidade de perdas. Portanto, é necessário utilizar recursos que guiem o investidor na definição da melhor opção de investimento, considerando as possíveis escolhas, suas respectivas probabilidades de ocorrência e os resultados, estes podendo ser favoráveis ou desfavoráveis.

Segundo Mian (2002), o objetivo da análise de risco é auxiliar o tomador de decisão a pensar sistematicamente sobre problemas complexos e melhorar a qualidade das decisões resultantes, minimizando as consequências de se obter um resultado desfavorável. Dessa forma, pode-se dizer resumidamente que o propósito da análise de risco é melhorar o processo decisório, diminuindo a exposição ao risco e aumentando a probabilidade de sucesso.

Os conceitos de risco e incerteza são distintos e variam de acordo com publicações encontradas na literatura. De acordo com Costa (2003), incerteza é a grandeza associada à falta de conhecimento de atributos (geológicos, tecnológicos ou econômicos) cujos valores não se pode obter de maneira precisa ou para o qual exista dúvida. Já o risco encontra-se relacionado com a estimativa probabilística das previsões de produção com incerteza sendo sua representação aplicada através da curva de distribuição, estando, portanto, associado à incerteza no valor do retorno econômico dos projetos. Segundo Newendorp e Schuyler (2000), a incerteza refere-se ao valor de um parâmetro poder estar contido em uma faixa de possibilidades, como por exemplo, o preço do barril do petróleo. Já o risco, segundo os autores, apresenta o potencial dos resultados serem diferentes entre si (por exemplo, o resultado da perfuração de um poço, podendo este apresentar-se seco ou produzindo).

Schuyler (2001), por sua vez, define risco como a qualidade de um sistema que se relaciona com a possibilidade de diferentes saídas, sendo geralmente e informalmente utilizado quando há potenciais impactos desfavoráveis. Porém, é permitido enquadrar o risco em eventos favoráveis ou desfavoráveis. Para o mesmo autor, incertezas referem-se à variabilidade em algum valor.

O conceito de análise de risco aplica-se a variados setores, sendo que na indústria de petróleo passou a ser utilizada a partir da década de 1960, devido às dificuldades e desafios encontrados nas descobertas de jazidas de hidrocarbonetos (Xavier, 2004). A partir da década seguinte, essa técnica passou a ser fundamental na quantificação das incertezas e quantificação do risco, sendo aplicada às decisões de exploração (Newendorp e Schuyler, 2000).

Inicialmente, a análise de risco e incerteza nos projetos da indústria do petróleo era utilizada na fase de exploração, com a teoria das probabilidades na previsão de sucesso ou insucesso na perfuração de poços (Steagall, 2001). Entretanto, na fase de desenvolvimento, a importância do risco associado ao fator de recuperação de óleo pode crescer de forma significativa. Nessa fase, existem vários aspectos críticos relacionados à definição da estratégia de produção, entre os quais se destacam: altos investimentos, grande número de incertezas e forte dependência dos resultados associados à estratégia de produção (Hayashi, 2006).

Newendorp e Schuyler (2000) abordam em seu livro os principais conceitos e metodologias para análise de risco na exploração de petróleo. Diversos conceitos de probabilidade e estatística são abordados, bem como o método de análise através da árvore de decisão, a simulação pelas técnicas de Monte Carlo e Hipercubo Latino e alguns conceitos econômicos.

Steagall (2001) apresenta uma metodologia baseada na simulação de diversos modelos de fluxo que representam os possíveis cenários do reservatório, através da combinação de atributos incertos que o caracterizam. Para cada atributo selecionado são atribuídos valores que representam a sua incerteza e a probabilidade de ocorrência de cada um destes níveis. Os modelos de simulação são construídos automaticamente através da técnica da árvore de decisão. Esta metodologia apresenta flexibilidade de incorporação, retirada ou substituição dos atributos incertos, possibilitando uma rápida atualização das previsões de produção com risco.

Costa (2003), em seu trabalho, objetiva definir uma metodologia através de um estudo detalhado do processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de técnicas de simplificação para acelerar o processo sem perda significativa de precisão, destacando: tratamento de atributos, combinação gradativa, agregação de atributos e uso de modelos representativos para integrar efeito de diferentes tipos de incerteza com a definição de estratégia de produção. A metodologia proposta tem sua justificativa na necessidade de um método de quantificação de incerteza e análise de risco com critérios de decisão e simplificação para comparação entre projetos e alternativas relativa ao plano de desenvolvimento, permitindo agilidade nos processos e respostas mais expressivas. A base da metodologia consiste na validação de meios para acelerar o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de incertezas, principalmente geológicas e econômicas.

A metodologia de Costa (2003) tem o objetivo de dar suporte às decisões com maior confiabilidade, mostrando os pontos críticos do processo e quantificando o impacto de simplificações que podem ser feitas de maneira a tornar o processo padronizado e de fácil utilização. Os resultados de dois casos estudados mostram que os critérios adotados são bons indicativos da viabilidade da metodologia, melhorando o desempenho e confiabilidade da análise de risco.

Salomão e Figueiredo Júnior (2007) aplicam uma metodologia de análise de risco para o desenvolvimento de uma das fases do campo Marlim Sul, no qual a maior incerteza é uma extensa falha localizada no meio do reservatório e sua capacidade selante. Essa falha divide a zona de óleo em duas partes e o plano original consistia em colocar todos os produtores de um lado, e os injetores de outro. Utilizando parâmetros como VME e o conceito de teoria da utilidade, os autores chegaram a um projeto alternativo de desenvolvimento que seria menos sensível às incertezas do reservatório e mais protegido aos riscos. Os autores enfatizam que a seleção da estratégia de desenvolvimento feita apenas no cenário mais provável não é adequada, devendo ser utilizados parâmetros que levam em consideração cenários incertos (como o VME), bem como uma medida de risco para melhor auxiliar no processo de tomada de decisão.

2.7.1 Curva de Risco

Uma das técnicas mais empregadas para se visualizar as possibilidades de retorno financeiro ou produtivo de um projeto é a chamada curva de risco. A curva de risco é um gráfico no qual são dispostos valores crescentes ou decrescentes da função-objetivo com as probabilidades acumuladas associadas. Dessa forma, através deste gráfico, é possível verificar e avaliar os riscos associados a um projeto para um determinado período de tempo. Através das curvas de risco, pode-se visualizar qual projeto apresenta maior ou menor risco envolvido. Percebe-se pela Figura 2.15 que a curva de risco azul é a de menor variabilidade, portanto, apresenta um menor risco envolvido. Verifica-se, então, que a curva vermelha proporciona um maior ganho para os resultados mais otimistas (menores probabilidades de ocorrência) e menores ganhos para os resultados mais pessimistas (com as maiores probabilidades) em relação à curva azul.

É usual relacionar o percentil de probabilidade de ocorrência P_{10} à estimativa otimista, o P_{50} à estimativa provável e o P_{90} à estimativa pessimista. A estimativa P_n significa que há $n\%$ de chance de que o valor real seja igual ou superior ao valor estimado. Este conceito pode ser usado, por exemplo, para o cálculo de reservas com métodos probabilísticos, no qual se considera, por exemplo, o P_{90} como sendo a reserva provada, o P_{50} a reserva provável e o P_{10} como sendo a reserva possível (Steagall, 2001).

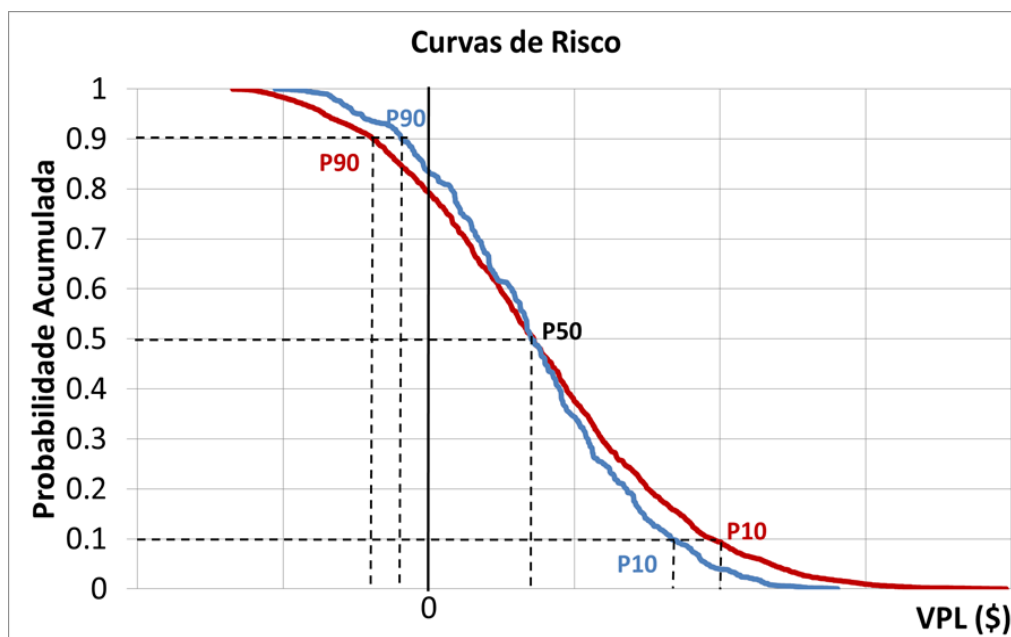


Figura 2.15 – Exemplo de Curva de Risco

2.7.2 Técnicas Estatísticas Usadas em Análise de Risco

Existem várias técnicas estatísticas que podem ser utilizadas no processo de análise de risco, dentre as mais usuais destacam-se: árvore de derivação, Monte Carlo e Hipercubo Latino.

A técnica de Hipercubo Latino, que é utilizada nesta tese, consiste na divisão da distribuição de probabilidades em intervalos (ou faixas) e no sorteio de valores dentro de cada faixa. O número de sorteios é proporcional à probabilidade de cada faixa. Uma característica desta técnica é que, independentemente do número de sorteios, o número de amostras representa de forma adequada a distribuição de probabilidades, assim a distribuição dos sorteios ocorre de forma uniforme dentro de cada faixa, de acordo com a sua probabilidade (Maschio et al., 2009).

2.7.3 Análise de Decisão

As incertezas estão presentes na maioria dos processos da indústria do petróleo, como por exemplo, a quantificação das reservas, características do reservatório, fator de recuperação, produção esperada, cronograma de operações, orçamentos, dentre muitos outros.

A análise de decisão é um processo para resolver problemas (Schuyler, 2001) e traz uma nova dimensão ao considerar quantitativamente risco e incerteza e como estes fatores podem ser usados na formulação das estratégias de investimento (Hayashi, 2006).

Segundo Cunha (2007), a análise de decisão é uma forma estruturada de pensamentos que permite que o tomador de decisão visualize as possíveis ações que podem ser tomadas em face de um determinado problema ou procedimento. Ao fazê-lo, o tomador de decisão será capaz de quantificar as consequências de cada uma das ações possíveis assim como as suas probabilidades de ocorrência associadas. A análise de decisão inclui muitos procedimentos, métodos e ferramentas para identificação, clara representação e avaliação dos aspectos importantes de uma situação de decisão.

O livro de Newendorp e Schuyler (2000) aborda os principais conceitos sobre análise de risco e decisão na área de exploração, exploração, operações de produção, dentre outras áreas sob incertezas. Segundo os autores, as etapas da metodologia de análise de decisão são:

- Identificar quais escolhas, ou alternativas, estão disponíveis;

- Identificar os possíveis resultados que poderiam ocorrer para cada alternativa (de decisão);
- Projetar o lucro ou perda para cada resultado possível;
- Julgar a probabilidade de cada resultado possível;
- Calcular o ganho médio ponderado (ou medida do valor) para cada escolha de decisão, onde os fatores de ponderação são as respectivas probabilidades resultantes. Este valor médio ponderado é chamado de **valor esperado** de cada alternativa de decisão e é o critério comparativo usado para aceitar ou rejeitar a alternativa.

Os autores defendem ainda as seguintes vantagens da metodologia de análise de decisão em relação aos procedimentos utilizados no passado:

- Reconhece explicitamente possíveis saídas;
- Destaca os fatores-chave, fornecendo excelentes meios para avaliar a sensibilidade de vários fatores relacionados ao projeto;
- Compara projetos com diferentes características de risco;
- Comunica claramente julgamentos sobre risco;
- Concilia decisões complexas de investimento.

Schuyler (2001) também aborda em seu livro detalhes do processo de análise de decisão e sugere os dez passos seguintes para um procedimento de análise de decisão: (1) Identificar oportunidade de decisão pro ativamente, (2) definir o problema, (3) identificar alternativas, (4) desenvolver o modelo de decisão, (5) quantificar julgamentos sobre incertezas, (6) desenvolver o modelo de avaliação, (7) calcular o valor esperado de cada alternativa, (8) reavaliar o problema, (9) implementar a melhor alternativa e (10) pós-analisar a decisão.

É importante ressaltar que a análise de decisão não elimina o risco e a incerteza na tomada de decisões (Hayashi, 2006; Cunha, 2007). As ferramentas dessa análise servem para avaliar, quantificar e entender o risco, proporcionando um processo lógico e consistente que possibilite minimizar a exposição ao risco e à incerteza. Além disso, as ferramentas de análise de decisão não substituem a experiência do profissional, sendo apenas um recurso auxiliar para os gerentes tomarem suas decisões, permitindo benefícios em longo prazo.

Em seu trabalho, Hayashi (2006) apresenta alguns métodos para a análise de decisão, tais como: Método do Valor Monetário Esperado (método no qual se escolhe a opção que

apresenta o maior VME), Análise de Carteira de Projetos e Teoria da Utilidade Multi-Atributos.

Uma opção adequada para uma análise de decisão considerando dois indicadores é a construção de um gráfico de Risco vs Retorno, como mostrado na Figura 2.16.

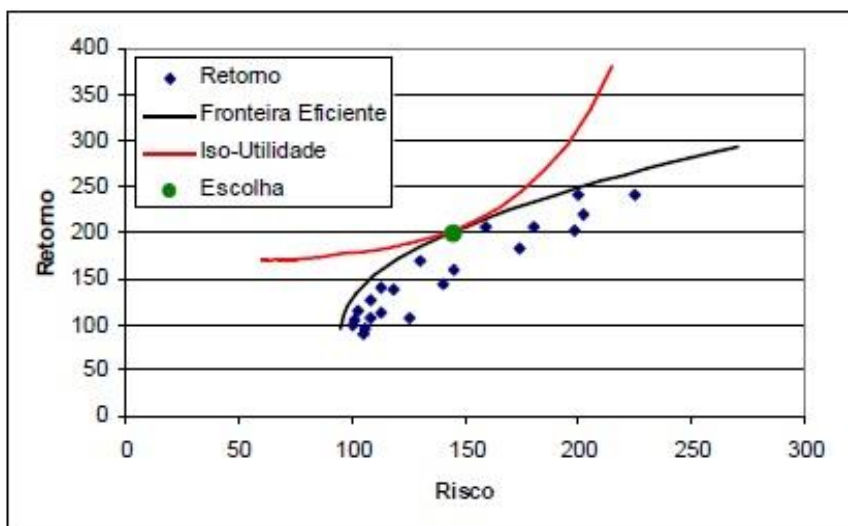


Figura 2.16 – Gráfico para análise de decisão considerando dois indicadores (Mezzomo, 2005).

Para cada alternativa são mostrados valores para os dois indicadores. Nesse gráfico, a curva preta é denominada de fronteira eficiente e sobre ela estão as melhores combinações para a tomada de decisão. A curva de fronteira eficiente é estabelecida pelo tomador de decisões atendendo aos critérios estabelecidos para o projeto. A curva em vermelho é uma curva de iso-utilidade (os pontos desta curva têm a mesma preferência) e representa o compromisso estabelecido pelo tomador de decisões entre o risco a ser tomado e o cumprimento do objetivo. Essa curva é uma aproximação que modela matematicamente as preferências do tomador de decisão (podendo ser mais avessa ou mais propensa ao risco). Não há preferência entre as combinações existentes em uma mesma curva de iso-utilidade, já que cada uma fornece um mesmo nível de satisfação, não mudando a utilidade. Dessa forma, as melhores alternativas para a tomada de decisão seriam aquelas que se encontram na junção das curvas de iso-utilidade e fronteira eficiente (Hayashi, 2006).

Este gráfico é adequado quando são considerados dois objetivos ou nos casos em que uma das alternativas se encontra mais próxima da curva da fronteira eficiente. Caso se deseje considerar mais de dois objetivos (mais de dois indicadores) ou caso as alternativas se apresentem igualmente próximas da curva da fronteira eficiente, uma ferramenta mais

adequada para a análise é a teoria da utilidade multi-atributos, conforme demonstra Mezzomo (2005) em seu trabalho.

Alvarado et al. (2006) afirmam que o processo de tomada de decisão associado aos métodos avançados de recuperação pressupõe a incorporação de triagem, simulação de reservatórios e avaliação financeira, exigindo esforços complexos e equipe multidisciplinar. É importante que em qualquer fase da análise, as decisões técnicas, estratégicas e econômicas sejam feitas. Em seu trabalho, os autores propõem uma integração entre ferramentas de gerenciamento de risco e simuladores analíticos para um processo de tomada de decisão assistido em projetos de EOR, com foco particular nos projetos químicos.

Schiozer et al. (2015) apresentam uma nova metodologia para análise de decisão, na qual esta tese foi baseada, relacionada ao desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo considerando simulação de reservatórios, análise de risco, ajuste de histórico, técnicas de redução de incertezas, modelos representativos e seleção da estratégia de produção sob incertezas. A metodologia consiste em 12 passos e pode ser usada em diversas aplicações, incluindo reservatórios complexos em diferentes estágios de desenvolvimento, pois permite a integração de dados estáticos e dinâmicos para reduzir incertezas, de forma a realizar uma análise de risco que integre incertezas geológicas e econômicas e uma análise de decisão baseada em técnicas de risco-retorno. Os 12 passos em que consiste a metodologia proposta estão expostas na Figura 2.17.

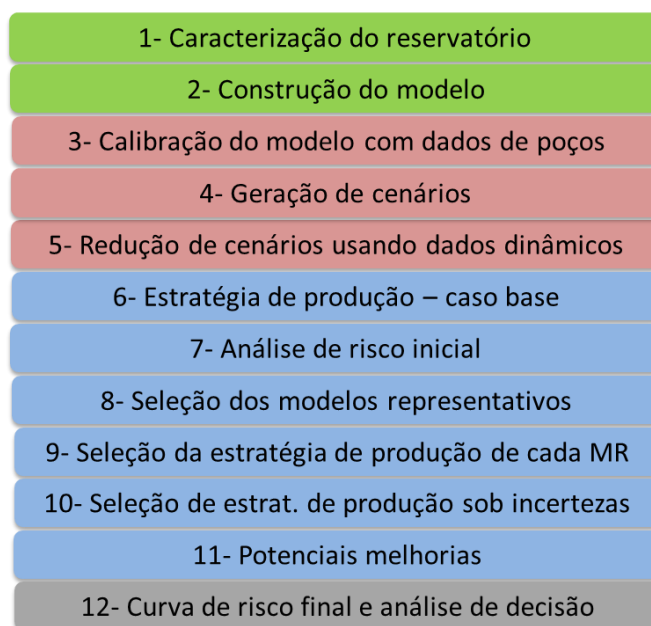


Figura 2.17 – Metodologia de análise de decisão em 12 passos (Schiozer et al., 2015).

Os Passos 1 e 2 (em verde) estão relacionados à representatividade do problema e à consistência numérica do modelo. A fim de ter uma quantificação precisa dos riscos, é necessário confiar na resposta do modelo para cada cenário criado; portanto, é necessário calibrar o modelo de simulação para ter uma resposta rápida, mas suficientemente robusta para evitar avaliações equivocadas.

Os Passos de 3 a 5 (em vermelho) dizem respeito à calibração do modelo usando histórico de poços, geração de cenários incertos e redução destes através de dados dinâmicos. Possíveis abordagens nestes passos são ajustes de histórico probabilísticos e integração com sísmica.

Já os passos em azul (6 a 11) estão relacionados com previsão de produção, desde a otimização da estratégia de produção do modelo base, passando pela elaboração de uma curva de risco inicial, seleção de modelos representativos e seleção da estratégia de produção sob incertezas. Nestes passos também são realizadas avaliações finais com intuito de melhorar a estratégia, por exemplo, com integração com instalações de produção, valor da informação e valor da flexibilidade e robustez. O último passo (12) consiste na análise de decisão final.

2.7.4 Modelos Representativos (MR)

A análise de decisão envolve a estimativa de previsão de desempenho das diversas alternativas, o que se torna mais fácil com modelos discretos para o cálculo do desempenho para cada cenário. Assim, torna-se necessário otimizar cada modelo para realizar uma análise de risco. Isto se torna inviável quando há muitos modelos, por isso, são utilizados os modelos representativos (Botechia, 2012).

Os modelos representativos (MR) têm o objetivo de considerar as incertezas geológicas do reservatório e a variabilidade das estratégias de produção em uma pequena quantidade de modelos. Dessa forma, esses modelos retratam os diferentes cenários possíveis a partir dos atributos considerados determinantes (com suas respectivas probabilidades de ocorrência, definidas segundo a experiência do geólogo responsável pela construção do modelo).

Portanto, os MR são selecionados visando definir diferentes estratégias de produção para cada cenário, de modo que quanto maior o número de MR selecionados, maior é a garantia de otimização da estratégia de produção para o grupo de modelos. O uso de um número limitado de MR é baseado na intenção de diminuir o tempo computacional e do estudo em geral (Bovolenta, 2010).

De acordo com Schiozer et al. (2004), o critério de seleção dos MR visa à escolha de modelos com diferenças significativas em FR_O que estejam próximos aos percentis P10, P50 e P90, e que garantam também, significativas variações na produção acumulada de óleo (N_p) e na produção acumulada de água (W_p).

Atualmente, há métodos complementares para a seleção dos MR (Schiozer et al., 2015), como a construção de *crossplots* (gráficos que correlacionam dois ou mais indicadores) e curvas de risco, sendo os indicadores mais comuns para a construção desses gráficos: produção acumulada de óleo e de água, fator de recuperação e VPL. Assim, selecionam-se os modelos que apresentem grande variabilidade nesses indicadores. Também se pode construir curvas de risco (para VPL, N_p , W_p e FR_O , por exemplo) e selecionar os modelos que cubram grande parte dessas curvas (desde que estes modelos também apresentem variabilidade nos *crossplots*). A Figura 2.18 exemplifica uma seleção de MR.

Costa et al. (2008) utilizam modelos representativos para quantificar o impacto de incertezas relacionadas ao processo químico de injeção ASP (Álcali-surfactante-polímero) integrados com incertezas econômicas para melhorar a previsão de produção de um campo terrestre brasileiro com 19 anos de histórico de produção. Os MR são selecionados para representar todos os modelos que compõem a curva de risco do processo, que é obtida através da técnica da árvore de derivação, combinando os possíveis cenários usando simulação numérica para prever o comportamento do reservatório. A utilização dos MR promoveu uma redução significativa no tempo e esforço das tarefas repetitivas, melhorando os resultados e produzindo uma tomada de decisão mais confiável com relação à injeção ASP. O número ideal de atributos críticos e a seleção e número dos MR são dependentes do critério de estabilização em combinação gradual para obter a curva de risco.

Meira et al. (2016) apresentam uma modelagem matemática para seleção dos MR, implementada no programa chamado *RMfinder*.

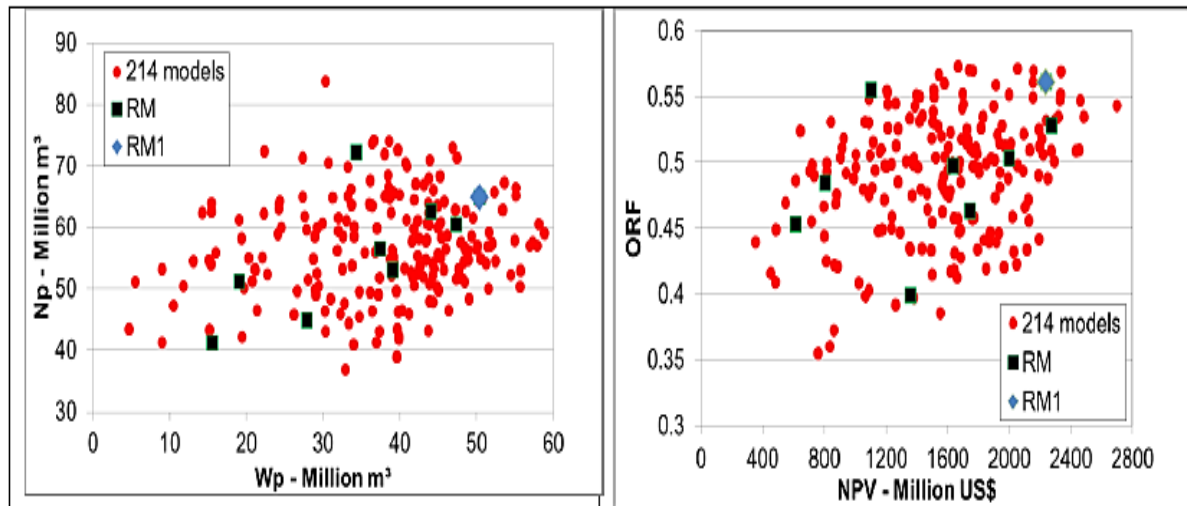


Figura 2.18 – Exemplos de *crossplots* para seleção de modelos representativos (Schiozer et al., 2015).

3. METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia aplicada neste trabalho. Primeiramente, a metodologia geral do trabalho é mostrada, em seguida cada etapa é detalhada separadamente.

3.1 Metodologia Geral da Tese

A metodologia geral utilizada nesta tese é baseada na metodologia de análise de decisão de 12 passos proposta no trabalho de Schiozer et al. (2015), listados na Figura 3.1. Alguns dos passos propostos não foram aplicados no presente trabalho (itens com fundo claro na figura abaixo). Mesmo assim, a mesma numeração é utilizada, de forma a facilitar a identificação de cada etapa.

Uma observação relacionada à metodologia originalmente proposta é em relação ao Passo 4 (marcado com um asterisco), consistindo na geração de cenários e na estimativa da curva de risco inicial, o qual neste trabalho foi realizado após a seleção de estratégia determinística do modelo base (Passo 6). Em geral, este passo (4) é realizado antes da redução de incertezas, mas como não há histórico de produção, ele pode ser integrado com o Passo 7 (quantificação do risco inicial utilizando a estratégia do caso base).

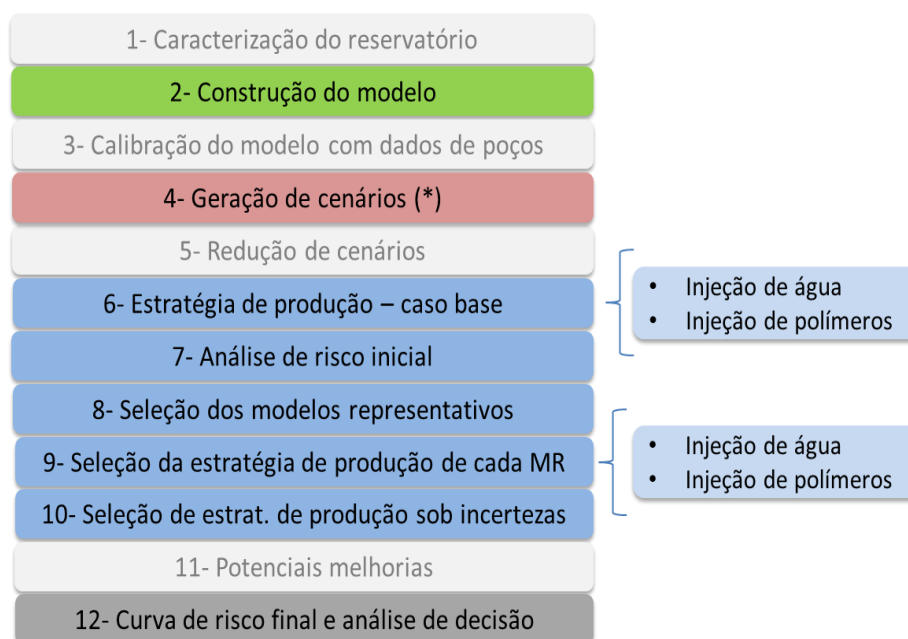


Figura 3.1 – Metodologia de análise de decisão utilizada neste trabalho.

O Passo 1 (caracterização do reservatório considerando incertezas) não foi realizado pois foi utilizado um modelo base previamente construído, baseado em um campo real. Foram feitas apenas a calibração e alguns ajustes no modelo, de forma que este pudesse ser utilizado com o simulador CMG STARS. As incertezas finais do caso são apresentadas no Item 4.2.

O Passo 3 (verificação de inconsistências no modelo base com dados de poços) não foi realizado já que o modelo utilizado é um bloco representativo de um campo e não possui dados de histórico. O mesmo vale para o Passo 5, já que não há dados dinâmicos para redução dos cenários. Já o passo 11, por se tratar de análises complexas, destina-se a sugestões para trabalhos futuros.

Como o objetivo deste trabalho é verificar o desempenho da estratégia de injeção de polímeros através de comparações com injeção de água, o procedimento de otimização de estratégia de produção (Passo 6) é realizado duas vezes, uma para injeção de água e outra para injeção de polímeros, de forma que uma comparação adequada possa ser feita entre os dois métodos. O mesmo vale para a otimização dos modelos representativos (Passo 9).

A seguir são detalhados os passos da metodologia aplicados a este trabalho.

3.2 Passo 2 – Construção do Modelo Base

Nesta tese, o modelo utilizado foi previamente definido, sendo representativo de um campo marítimo, heterogêneo, com alta permeabilidade média e contendo óleo pesado. Foram feitos apenas alguns ajustes e calibrações de forma a ser utilizado no simulador térmico e de processos avançados CMG STARS. Detalhes sobre o modelo base podem ser consultados no Item 4.1.

3.3 Passo 6 – Seleção Determinística de Estratégia de Produção para o Modelo Base

Antes de apresentar a metodologia determinística para seleção de estratégia de produção, é importante entender a hierarquização de variáveis utilizada no processo. Em processos de otimização de estratégia de produção, é importante definir quais variáveis devem ser otimizadas. A hierarquização de variáveis visa dividi-las em dois grupos principais: variáveis de projeto (G1) e variáveis operacionais (G2) (Gaspar et al., 2016). A principal diferença entre elas é que as variáveis G1 devem ser otimizadas antes de a estratégia ser implementada, já que estão relacionadas com o desenvolvimento do campo, enquanto as

variáveis G2 podem ser otimizadas depois de a estratégia ser implementada, já que estão mais relacionadas ao gerenciamento do campo. Estes dois grupos podem ser subdivididos em grupos menores, de acordo com o seu impacto na função-objetivo (FO) ou na demanda de simulações, como mostrado na Tabela 3.1. Todos os parâmetros considerados no processo de otimização deste trabalho estão apresentados nesta tabela. As variáveis do Grupo 2B são aplicáveis apenas no caso de injeção de polímeros.

Tabela 3.1 – Hierarquização de variáveis no processo de otimização deste trabalho.

G1 (variáveis de projeto)	1A (alto impacto na FO)	- Número de poços - Localização dos poços - Capacidade do sistema de produção
	1B (baixo impacto na FO)	- Cronograma de abertura dos poços
G2 (variáveis operacionais)	2A (baixa demanda de simulações e/ou alto impacto na FO)	- Vazões de produção/injeção e BHP - Limite econômico do corte de água
	2B (alta demanda de simulações e/ou baixo impacto na FO)	- Especificidades do polímero (concentração e tamanho do banco)

A função-objetivo consiste em um indicador técnico ou econômico que representa matematicamente o objetivo global do projeto. A função-objetivo escolhida aqui é o VPL (Valor Presente Líquido), por levar em consideração as receitas provenientes da produção de óleo, o custo da produção de óleo, o custo da produção e injeção de água, o custo da injeção de polímeros e a velocidade de recuperação. Dessa forma, o processo de otimização determinístico visa à maximização do VPL. Ressalta-se que o objetivo aqui não é obter o valor exato do VPL do projeto, mas sim ter uma ferramenta que possibilite uma comparação adequada entre injeção de polímeros e injeção de água.

A metodologia permite a utilização de outros indicadores como função-objetivo (como produção acumulada de óleo ou fator de recuperação, por exemplo), porém é necessário certo cuidado ao utilizar somente um parâmetro técnico como função-objetivo, já que pode levar a decisões equivocadas. A injeção de polímeros geralmente acarreta em maior produção de óleo, mas deve-se levar em consideração que há um custo adicional para que esse óleo incremental seja recuperado, podendo levar a uma menor eficiência econômica do projeto.

A metodologia de otimização determinística é dividida em sete etapas e apresentada a seguir:

- **Passo 6.1:** Número e localização dos poços
 - **Passo 6.1.1:** Definição de um esquema base de produção
 - **Passo 6.1.2:** Remoção de poços com desempenho ruim
 - **Passo 6.1.3:** Acréscimo de poços
 - **Passo 6.1.4:** Otimização da localização dos poços
- **Passo 6.2:** Otimização da capacidade do sistema de produção
- **Passo 6.3:** Otimização do cronograma de abertura dos poços
- **Passo 6.4:** Otimização das vazões de produção/injeção e BHP
- **Passo 6.5:** Otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos poços
- **Passo 6.6:** Otimização da concentração (apenas para injeção de polímero)
- **Passo 6.7:** Otimização do tamanho do banco (apenas para injeção de polímero)

Salienta-se que o processo deve ser feito separadamente para injeção de água e de polímeros. Após o procedimento estar completo para injeção de água e de polímeros, pode-se voltar para algum passo e fazer um refinamento, caso seja verificada esta necessidade.

É importante também, após terminar o processo, realizar as **simulações cruzadas** (Lamas, 2014), que consistem em injetar água na estratégia de polímeros e injetar polímeros na estratégia de injeção de água, de forma a verificar se a estratégia encontrada é realmente adequada.

A seguir são detalhadas cada uma das etapas.

- **Passo 6.1: Otimização do número e localização dos poços**

A primeira etapa consiste na otimização do número e da localização dos poços, e foi dividida em quatro partes, conforme descrito abaixo.

- **Passo 6.1.1: Definição de um esquema base de produção**

Para começar o processo de otimização, é necessário definir uma estratégia inicial. Esta estratégia inicial não precisa necessariamente estar próxima à solução ótima, é apenas uma

forma de iniciar o processo. Para isto, foi utilizado o método proposto por Botechia (2012), no qual um número aproximado de produtores é calculado de acordo com a Equação 3.1, que relaciona o VOIS (volume de óleo *in situ*), um valor estimado para a recuperação de óleo (obtido através de correlações ou analogia com campos similares) e a produção de óleo acumulada de um poço.

$$N_{prod,e} = \frac{VOIS * FRO_e}{N_{pp}} \quad \text{Equação 3.1}$$

onde:

$N_{prod,e}$ = número aproximado de produtores;

VOIS = volume de óleo *in situ*;

FRO_e = fator de recuperação estimado;

N_{pp} = produção de óleo acumulada de um poço.

Estas são apenas estimativas iniciais e não é necessária uma grande precisão nos valores obtidos, já que esta etapa não é crítica e não afeta significativamente o resultado final da otimização (em termos da maximização da função-objetivo). Entretanto, a estratégia encontrada ao final do procedimento (bem como o número de simulações realizadas) pode variar de acordo com a estimativa inicial. Assim, ao final da otimização, podem-se encontrar diferentes estratégias dependendo dessa estimativa inicial, porém os valores finais da função-objetivo tendem a ser próximos, conforme mostrado em Botechia (2012). O número de injetores depende da concepção do projeto e pode ser estimado baseado na vazão de injeção de água esperada para cada poço (Gaspar et al., 2016), e também não é crítico nesta etapa.

○ **Passo 6.1.2: Remoção de poços com desempenho ruim**

A ideia deste passo é remover os poços que apresentam desempenho ruim. Nesta estratégia inicial, os poços são classificados de acordo com seu desempenho. Para os produtores, o indicador utilizado foi o IEPP (Indicador Econômico de Poços Produtores), que pode ser usado para análises comparativas, enquanto que para injetores foi utilizado IEPI (Indicador Econômico de Poços Injetores). Mais informações sobre estes indicadores podem ser consultadas no Item 2.6.3.

Os poços são classificados em ordem crescente de acordo com esses indicadores. Em seguida, cada poço é retirado do modelo, em cada simulação, começando-se com os

produtores e então passando para os injetores. Caso haja uma melhora na função objetivo, a modificação é preservada no modelo de simulação e o poço fica fora da estratégia. Isso é feito até que todos os poços sejam testados.

- **Passo 6.1.3: Acréscimo de poços no modelo de simulação**

Esta etapa consiste na adição de poços nas regiões do modelo de simulação com maior potencial de produção. Neste trabalho, é usada uma ferramenta automática para percorrer o campo inteiro e encontrar as melhores opções (melhora na função-objetivo) para acrescentar poços. O software simula a adição de um poço em várias posições e calcula uma função econômica aproximada. Em seguida, as melhores opções são combinadas, simuladas novamente e o cálculo do VPL é feito utilizando software apropriado. O processo é repetido até que não haja melhora na função-objetivo ao adicionar um poço. Isto é feito primeiramente só para os produtores, e depois de terminado o processo para este tipo de poço, o procedimento é repetido somente para os injetores.

- **Passo 6.1.4: Otimização da localização dos poços**

Nesta etapa, o software de otimização automático também é utilizado. Permite-se cada poço mover-se em algumas posições diferentes das originais. Diferentes camadas de completação também são testadas. O resultado com o melhor VPL é o considerado para o prosseguimento das próximas etapas.

O problema na utilização de uma ferramenta automática nesta etapa é a grande quantidade de simulações para encontrar um bom resultado, uma vez que o software testa um grande espaço de busca.

Após este passo, o número e localização dos poços podem ser considerados como fixos. No entanto, esta metodologia é flexível, de forma que é possível voltar a algum passo anterior e encontrar novamente um novo número ou localização dos poços, se for necessário.

- **Passo 6.2: Otimização da capacidade do sistema de produção**

No Passo 6.1, não há limite para a produção de líquidos da plataforma. É necessário verificar a melhor opção econômica para este parâmetro, uma vez que o investimento na plataforma neste trabalho é função da capacidade de produção de líquidos. Assim, quanto maior a produção, maior é o investimento necessário, dessa forma, em algum momento, a

produção adicional não cobre o investimento extra. Portanto, é necessário encontrar o ponto ótimo, a fim de a plataforma não ser superdimensionada ou subdimensionada.

Após o Passo 6.1, verifica-se o nível de produção de campo. No Passo 6.2, algumas simulações são realizadas com diferentes valores de restrição de produção de líquidos, e é adotado o valor de produção que acarreta no maior VPL.

- **Passo 6.3: Otimização do cronograma de abertura dos poços**

Neste passo são testadas algumas opções de cronograma, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias. Os poços podem ser classificados de acordo com o IEPP para auxiliar neste processo. A Tabela 3.2 fornece algumas opções para testes iniciais. Caso se verifique grande variação na função-objetivo dentre essas opções (verificando que esta etapa tem uma influência significativa no processo), opções adicionais devem ser testadas.

Tabela 3.2 – Opções de otimização para o cronograma de abertura de poços

Opção	Cronograma
A1	2 produtores e 1 injetor (um poço a cada 30 dias, começando pelo poço de melhor desempenho)
B1	3 produtores e 1 injetor (um poço a cada 30 dias, começando pelo poço de melhor desempenho)
C1	Todos os produtores primeiro, deixando os injetores para o final (começando pelo poço de melhor desempenho)
A2	2 produtores e 1 injetor (um poço a cada 30 dias, começando pelo poço de pior desempenho)
B2	3 produtores e 1 injetor (um poço a cada 30 dias, começando pelo poço de pior desempenho)
C2	Todos os produtores primeiro, deixando os injetores para o final (começando pelo poço de pior desempenho)

- **Passo 6.4: Otimização das vazões de produção e injeção**

Nesta etapa, os seguintes parâmetros são otimizados: vazão de produção de líquidos e pressão mínima no fundo do poço (produtores); vazão de injeção e pressão máxima no fundo do poço (injetores). A combinação dos valores-candidatos que resulta em maior VPL é adotada e passa-se à etapa seguinte. Ressalta-se que, apesar destes parâmetros serem otimizados, sempre são respeitados os limites operacionais que foram usados como premissas para este trabalho e podem ser consultados no Item 4.3. Poços podem assumir valores diferentes em cada simulação.

- **Passo 6.5: Limite econômico do corte de água para fechamento dos poços**

Depois de certa quantidade de água produzida, há prejuízo financeiro no desempenho econômico do campo. O corte de água é uma saída do simulador, portanto é um parâmetro que não pode ser otimizado. A ideia aqui é encontrar um limite econômico para fechamento dos poços, utilizando como parâmetro o corte de água. Este limite econômico para os poços é que deve ser otimizado.

Barreto (2009) apresenta algumas correlações através das quais é possível obter um valor aproximado do corte de água ótimo, utilizando alguns fatores econômicos. De posse destas estimativas, podem-se utilizar valores próximos como valores-candidatos. Neste trabalho, os valores candidatos utilizados variam de 90 a 97%.

No caso de injeção de água, o processo de otimização termina nesta etapa.

- **Passo 6.6: Otimização da concentração da solução polimérica**

Este passo aplica-se apenas para a estratégia com injeção de polímeros. Alguns valores de concentração de polímero são simulados, a fim de encontrar a melhor opção, uma vez que este parâmetro está relacionado com a viscosidade da solução, o que influencia a eficiência do processo.

- **Passo 6.7: Otimização do tamanho do banco de injeção polimérica**

O tamanho do banco também é importante, uma vez que define o melhor momento para injetar o polímero. Por isso, alguns cenários com diferentes datas de início e diferentes durações de injeção da solução polimérica são testados, sendo adotado aquele com maior VPL.

Simulações Cruzadas

Para verificar se as estratégias estão adequadas, deve-se realizar as simulações cruzadas, que consiste em injetar polímeros na estratégia otimizada para injeção de água e vice-versa. Também é necessário aqui otimizar as variáveis do Grupo G2, para obter situações mais adequadas ao novo fluido injetado. Este procedimento também é importante de forma que algumas comparações possam ser feitas, como, por exemplo, se há grande perda de eficiência no projeto ao se mudar o fluido de injeção.

A nomenclatura utilizada para identificar a estratégia e o fluido injetado é baseada no trabalho de Lamas (2014), consistindo no seguinte: utiliza-se uma sigla com duas letras, sendo que a primeira letra identifica para qual fluido a estratégia foi otimizada e a segunda letra identifica o fluido que está sendo injetado. A letra W refere-se à água e a letra P refere-se a polímeros. A Tabela 3.3 exemplifica a nomenclatura adotada para as simulações cruzadas.

Tabela 3.3 – Nomenclatura para as simulações cruzadas

Sigla	Estratégia otimizada para	Fluido Injetado
WW	Água	Água
PP	Polímero	Polímero
PW	Polímero	Água
WP	Água	Polímero

3.4 Passo 7 – Geração dos Cenários Incertos e Quantificação do Risco Inicial – Curva de Risco (estratégia do caso base)

Conforme mencionado anteriormente, a geração dos cenários incertos nesta tese é feita nesta etapa, sendo que cada cenário é representado por um modelo de simulação. A geração dos cenários é feita da seguinte forma:

- Primeiramente, divide-se as incertezas em dois grupos: aquelas cujos parâmetros que variam em cada bloco do modelo de simulação (como permeabilidade, porosidade e distribuição de fácies) e as outras que possuem uma menor variação ao longo do modelo (como viscosidade do óleo e compressibilidade da rocha);
- As incertezas do primeiro grupo são combinadas em software geoestatístico, que usa o modelo base para gerar imagens com diferentes combinações dos parâmetros incertos através de simulações estocásticas. Para este trabalho, foram criadas 100 imagens, incluindo o caso base. Este número foi escolhido visando obter a melhor combinação entre tempo de simulação e a precisão requerida no processo. Números diferentes de imagens podem ser escolhidos de acordo com esses parâmetros;
- As incertezas do segundo grupo foram combinadas baseadas em uma distribuição de probabilidades (neste trabalho foi utilizada distribuição normal), usando uma técnica estatística denominada Hipercubo Latino Discreto com Geoestatística (HLDG) (Schiozer et al., 2016). Neste trabalho, foram feitas 100 realizações;
- Finalmente, associa-se uma realização obtida da combinação das incertezas do segundo grupo para cada imagem gerada pelas incertezas do primeiro grupo, obtendo dessa

forma os cenários incertos, representados pelos diferentes modelos de simulação gerados.

No Item 4.2 são mostradas as incertezas consideradas, bem como os valores de distribuição para as incertezas do segundo grupo.

No Passo 6, são encontradas duas estratégias de produção otimizadas diferentes para o caso base, uma considerando injeção de água e outra considerando injeção de polímeros. Estas estratégias devem ser aplicadas em todos os modelos de simulação que representam os cenários incertos. Assim, duas curvas de risco iniciais devem ser elaboradas, uma para cada tipo de mecanismo de recuperação.

3.5 Passo 8 – Seleção dos Modelos Representativos (MR)

Os modelos representativos devem ser selecionados visando garantir uma alta variabilidade em diversos indicadores, tanto técnicos quanto econômicos. Para isso, são gerados diversos *crossplots* e curvas de risco. Os *crossplots* gerados neste trabalho são $FRo \times VPL$, $Np \times FRo$, $Np \times VPL$, $Np \times Wp$, $Wp \times FRo$ e $Wp \times VPL$. As curvas de risco são construídas para VPL , Np , FRo e Wp .

Primeiramente, os *crossplots* e as curvas de risco são gerados para a situação de injeção de água, e os modelos que apresentam uma grande variabilidade dos indicadores supracitados são selecionados. Então, os *crossplots* e as curvas de risco para injeção de polímeros são construídos, sendo verificados se os modelos escolhidos para injeção de água continuam representativos para injeção de polímeros. Caso isso não ocorra, mais modelos devem ser selecionados.

3.6 Passo 9 – Seleção da Estratégia de Produção para os MR

Após a seleção dos MR, deve-se otimizar a estratégia de produção para cada um deles (considerando injeção de água e de polímeros, o que significa que devem ser feitos dois processos de otimização para cada MR), para que representem de forma adequada diferentes alternativas de projetos considerando diversos cenários. O procedimento para otimização dos MR é o mesmo aplicado ao caso base (ver Item 3.3).

3.7 Passo 10 – Seleção de Estratégia sob Incertezas

As estratégias geradas no passo anterior devem ser submetidas à simulação numérica em todos os modelos que representam os cenários incertos. Assim, cada estratégia de produção possui uma curva de risco associada. Deve-se então analisar as estratégias através de uma análise risco-retorno (plota-se um gráfico cujo eixo x representa o risco de cada estratégia, e no eixo y coloca-se o valor de um indicador econômico que represente o retorno), escolhendo-se a melhor estratégia dentre todas elas com base nesta análise. Neste trabalho, o retorno é medido pelo VME e o risco pelo semi desvio-padrão (ver Item 2.6.2).

3.8 Passo 12 – Curva de Risco Final

Com base na análise risco-retorno, a curva de risco final é construída e a análise decisão é feita escolhendo-se a melhor opção dentre todos os possíveis projetos.

4. APLICAÇÃO

Neste capítulo, são descritos o modelo geológico utilizado como base para este trabalho, os parâmetros operacionais, o modelo econômico, bem como as especificidades do polímero que foram consideradas.

4.1 Modelo Geológico Base

O modelo geológico base utilizado neste trabalho é representativo de um campo offshore altamente heterogêneo brasileiro e que contem óleo pesado, sendo aqui denominado por ST001a. Este modelo possui algumas partes com rochas de alta permeabilidade intercaladas com outras de permeabilidade muito baixa. A Figura 4.1 ilustra uma visão 3D do mapa de permeabilidade horizontal em escala logarítmica. A malha de simulação possui um total de 106.080 blocos (104 x 102 x 10) e as camadas possuem profundidade variável.

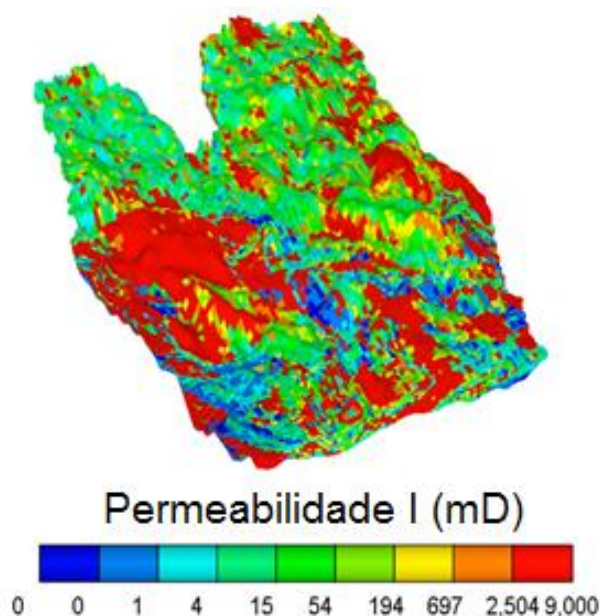


Figura 4.1 – Visão 3D do mapa de permeabilidade horizontal do modelo ST001a em escala logarítmica.

Uma característica desse modelo é a presença de um grande aquífero, que ocupa quase a metade do mesmo, como pode ser visto na Figura 4.2. A parte mais escura da figura representa o aquífero.

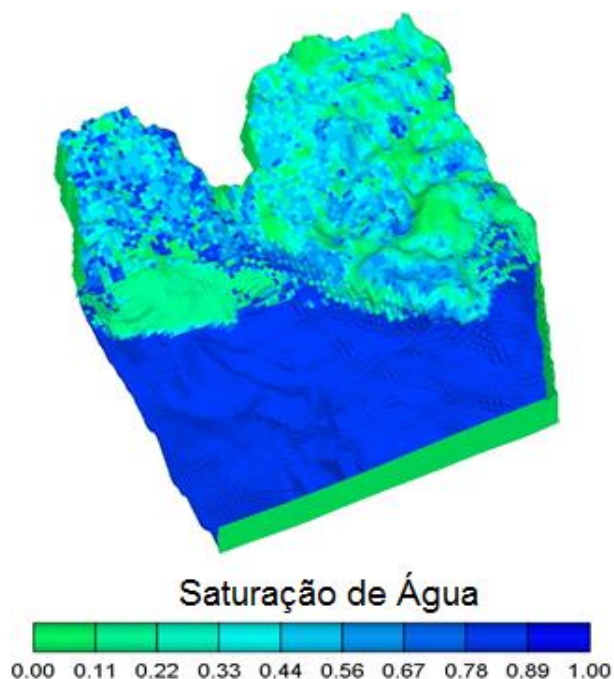


Figura 4.2 – Saturação de água do modelo ST001a.

O modelo ST001a também possui 3 fácies, sendo que uma apresenta excelentes características permo-porosas, outra com características permo-porosas intermediárias e a terceira corresponde ao aquífero (Tabela 4.1). Assim, há também três curvas de permeabilidade relativa de óleo e água, uma para cada uma das fácies (Figura 4.3).

Tabela 4.1 – Características das fácies dos modelos

Fácies	Permeabilidade (mD)	Porosidade (%)	Swi (%)
Fácies 1	3000 - 8000 (média ~ 5500)	23 - 32 (média ~ 28)	16
Fácies 2	1 - 150 (média ~ 50)	13 - 28 (média ~ 23)	64
Fácies 3	7	13	Quase completamente preenchida por água

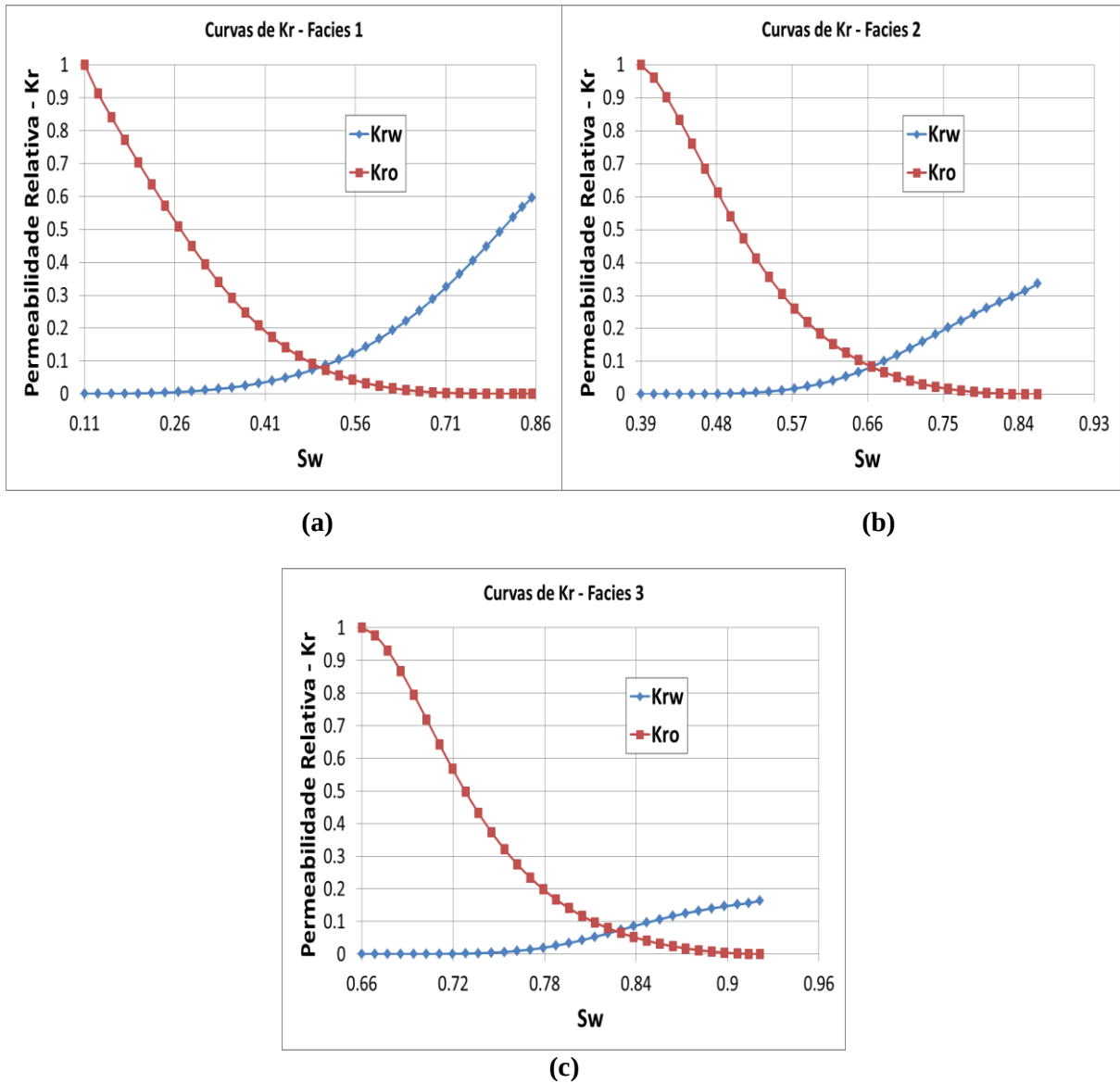


Figura 4.3 – Curvas de permeabilidade relativa de óleo e água para (a) Fácies 1, (b) Fácies 2 e (c) Fácies 3.

A Tabela 4.2 lista os principais parâmetros do modelo ST001a. Este modelo possui óleo pesado (densidade de 967,9 kg/m³ ou 14,7 API) e sua viscosidade varia com a pressão, conforme pode ser observado na Tabela 4.3. Para a pressão inicial, a viscosidade do óleo é de aproximadamente 174 cP.

Tabela 4.2 – Parâmetros principais do modelo ST001a

Parâmetro	Valor
Permeabilidade média	1740 mD
Porosidade média	22%
Profundidade	1921 to 2706 m
Profundidade média	2350 m
Temperatura	78 °C
Pressão inicial	23668 kPa
Saturação média de água conata	56%

Tabela 4.3 – Variação da viscosidade com a pressão no modelo ST001a

Pressão (kPa)	Viscosidade do Óleo (cP)
3210	124,827
5000	129,307
10000	141,293
12500	147,221
15000	153,177
17500	159,188
20000	165,276
23400	173,703
25000	177,736
30000	190,649
35000	204,080
40000	218,084
45000	232,709

4.2 Parâmetros Econômicos e Incertezas Consideradas

Os parâmetros econômicos utilizados como cenário provável para o cálculo do VPL nas otimizações estão listados na Tabela 4.4. A Equação 4.1 mostra o cálculo para o investimento em plataforma, proposto por Hayashi (2006), acrescida de um fator de multiplicação para correção inflacionária no período. Nesta equação, o valor da vazão de líquidos deve estar em 1000 bbl/dia.

O custo da injeção de polímeros inclui os custos logísticos e eventuais investimentos que devem ser feitos para adaptar a plataforma a esse tipo de mecanismo de recuperação.

Tabela 4.4 – Parâmetros econômicos para o cenário provável

Valores de Mercado	Taxa de desconto (%)	9
	Preço do Óleo (USD/bbl)	75
Impostos	PIS/Cofins (%)	9,25
	IRCS (%)	34
	Royalties (%)	10
Custos	Produção de óleo (USD/bbl)	10
	Produção de água (USD/bbl)	1
	Injeção de água (USD/bbl)	1
	Abandono (10 ⁶ USD)	10% da plataforma
Investimentos	Investimento inicial (10 ⁶ USD)	1000
	Poços (10 ⁶ USD)	100
	Plataforma (10 ⁶ USD)	Variável
Custo do Polímero	Custo da injeção de polímeros (USD/kg)	8

$$\text{Custo da Plataforma} = [(2,896 * \text{Vazão de Líq.}) + 321,05] * 1,4 \quad \text{Equação 4.1}$$

Foram considerados na análise de risco sete diferentes cenários econômicos (Tabela 4.5), cujos valores e probabilidades de ocorrência seguem uma distribuição normal. Ressalta-se que os termos “otimista” e “pessimista” para os cenários referem-se ao preço do óleo, já que os custos seguem esse indicador (exceto os custos de polímero). Dessa forma, preço do óleo mais alto implica em maiores custos e preço mais baixo implica em custos menores, que é geralmente o que se observa na prática.

Para cada cenário econômico, foram considerados três diferentes preços para o polímero (Tabela 4.6). Assim, para o caso de injeção de polímeros existem 21 diferentes cenários econômicos, enquanto que para injeção de água são sete cenários, já que não há custos de polímero envolvidos.

Tabela 4.5 – Valores e probabilidades de ocorrência para os diferentes cenários econômicos

	Preço do Óleo (USD/bbl)	Custo da Produção de Óleo (USD/bbl)	Custo da Produção de Água (USD/bbl)	Custo da Injeção de Água (USD/bbl)	Probabilidade de Ocorrência (%)
Otimista3	110	13	1,50	1,50	5
Otimista2	98	12	1,33	1,33	10
Otimista1	87	11	1,17	1,17	20
Provável	75	10	1,00	1,00	30
Pessimista1	63	9	0,83	0,83	20
Pessimista2	52	8	0,67	0,67	10
Pessimista3	40	7	0,50	0,50	5

Tabela 4.6 – Custo do polímero e probabilidades de ocorrência para diferentes cenários

	Custo do Polímero (USD/kg)	Probabilidade de Ocorrência (%)
Baixo custo	5	25
Base	8	50
Alto custo	11	25

Foram consideradas na metodologia sete incertezas geológicas, listadas na Tabela 4.7. Para as incertezas de 1 a 4 foram geradas imagens (modelos de simulação), enquanto para as incertezas de 5 a 7 foram geradas realizações estatísticas (ver Item 3.4). A Tabela 4.8 mostra os valores e as probabilidades de ocorrência das incertezas de 5 a 7. Os valores em negrito referem-se ao caso base. Dessa forma, as maiores probabilidades referem-se ao caso base, e conforme os valores aproximam-se dos extremos, essas probabilidades diminuem, de acordo com a distribuição normal. No caso da viscosidade do óleo, por ser um parâmetro com uma menor incerteza, foi considerada, portanto, uma menor variação em relação ao valor base, variando 10% para mais ou para menos.

Tabela 4.7 – Incertezas geológicas consideradas

1	Permeabilidade horizontal	5	Compressibilidade da rocha
2	Permeabilidade vertical	6	Viscosidade do óleo
3	Porosidade	7	Adsorção
4	Distribuição das fácies		

Tabela 4.8 – Valores e probabilidades de ocorrência para incertezas de 5 a 7

Parâmetro	Valor	Prob. De Ocorrência (%)	Tipo de Distribuição
Compres. da Rocha (E-06 1/kpa)	6.15 (50% maior)	1,2	Normal
	5.33 (30% maior)	10,9	
	4.71 (15% maior)	21,1	
	4.10	33,6	
	3.48 (15% menor)	21,1	
	3.28 (30% menor)	10,9	
	2.05 (50% menor)	1,2	
Viscosidade do Óleo (cp)	10% maior	4,5	Normal
	5% maior	22,8	
	125 a 233 (varia com pressão)	45,4	
	5% menor	22,8	
	10% menor	4,5	
Adsorção (µg/g)	140	4,6	Normal
	110	22,6	
	80	45,6	
	50	22,6	
	20	4,6	

4.3 Especificidades do Polímero e Parâmetros Operacionais dos Poços

Para este trabalho foi considerada uma regra de mistura não linear para o polímero conforme mostrado na Figura 4.4a, de forma que alcançasse 10 cP a uma concentração de 1500 ppm. Este valor foi utilizado como base para o trabalho. Para realizar a otimização da concentração da solução polimérica, foram utilizados valores situados entre 250 e 2000 ppm. Efeitos não newtonianos também foram considerados, usando dados adaptados de Lopes et al. (2014), de acordo com a Figura 4.4b.

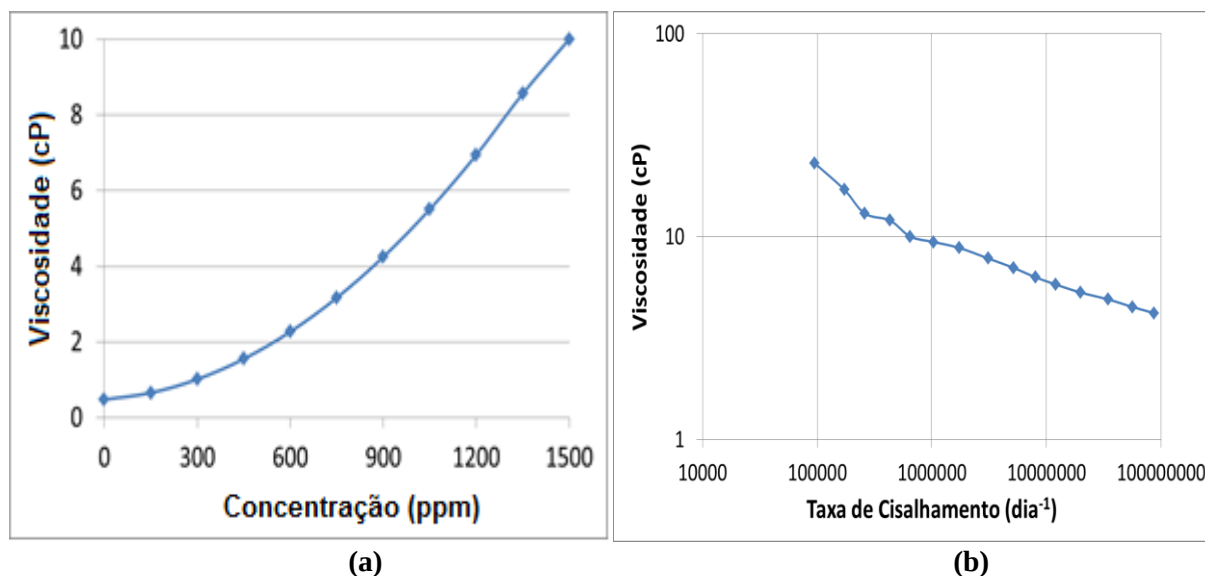


Figura 4.4 – (a) Concentração x viscosidade e (b) taxa de cisalhamento x viscosidade do polímero utilizado no trabalho.

A Tabela 4.9 mostra as restrições operacionais dos poços utilizadas no trabalho. Foi considerada a utilização somente de poços horizontais, muito utilizados para reservatórios de óleo pesado e que podem garantir uma melhor injetividade para a aplicação de injeção de polímeros. Os valores mostrados na tabela abaixo poderiam ser alterados nos processos de otimização (ver Item 3.3), porém sempre respeitando os limites máximo e mínimo dos parâmetros.

Tabela 4.9 – Parâmetros operacionais dos poços

Produtores		Injetores	
Max. Prod. de líquidos (m ³ /dia)	2862	Max. Inj. de Água (m ³ /dia)	7950
BHP Mínimo (kPa)	8172	BHP máximo (kPa)	30,000
Max. Prod. de Óleo (m ³ /dia)	1908		
Min. Prod. de Óleo (m ³ /dia)	12		

4.4 Programas utilizados

Para a realização das simulações foi utilizado o simulador térmico e de processos avançados CMG STARS versão 2012.10, enquanto que os cálculos econômicos foram realizados utilizando o módulo MEC do programa UNIPAR versão 5.5.6.11. Para as realizações feitas pelo Hipercubo Latino Discreto com Geoestatística foi utilizado o programa MERO versão 6.1.3. Tanto o UNIPAR quanto o MERO foram desenvolvidos pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP.

Para gerar as imagens a partir do modelo base foi utilizado o PETREL da Schlumberger.

A ferramenta automática utilizada em algumas etapas da otimização foi o CMG CMOST versão 2012.10. O algoritmo usado neste programa é o DECE (*Designed Exploration and Controlled Evolution*). Em uma primeira fase (*Designed Exploration*), o objetivo é explorar o espaço de busca de uma forma aleatória de tal forma que o máximo de informação sobre o espaço solução possa ser obtida. Nesta etapa, planejamento experimental e técnicas de pesquisa são aplicados para escolher os valores dos parâmetros e criar conjuntos de dados de simulação representativa. Na fase seguinte (*Controlled Evolution*), as análises estatísticas são realizadas para os resultados da simulação obtidos na primeira fase. Com base nas análises, o algoritmo DECE examina todos os valores candidatos de cada parâmetro e determina se há uma melhor chance de melhorar a qualidade da solução se os valores de determinado candidato são rejeitados, ou seja, proibidos de serem escolhidos novamente. Estes valores candidatos rejeitados são lembrados pelo algoritmo e não são utilizados na próxima fase. Para minimizar a possibilidade de cair em mínimos locais, o algoritmo DECE verifica de vez em quando valores candidatos rejeitados para se certificar se decisões de rejeição anteriores ainda são válidas. Se o algoritmo determina que as decisões de rejeição não são válidas, os valores candidatos correspondentes são usados novamente.

5. RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos ao longo da realização do trabalho, seguindo a ordem proposta no capítulo de Metodologia.

5.1 Resultados do Passo 6.6 – Seleção de Estratégia de Produção Determinística do Modelo Base

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos para a otimização da estratégia de produção do modelo base, seguindo os passos do Item 3.3. Ressalta-se que o procedimento de otimização foi aplicado duas vezes, uma considerando somente injeção de água, e outra considerando injeção de polímeros como método de recuperação, proporcionando uma comparação adequada entre os dois métodos.

- **Passo 6.1.1: Definição de um esquema base de produção**

Primeiramente, foi necessário definir uma estratégia de produção inicial de acordo com a Equação 3.1, de forma a dar início ao processo de otimização. De acordo com as características do modelo, foi estimado um fator de recuperação de cerca de 20%. O volume de óleo original do reservatório é de 306,35 milhões de m³ e a produção acumulada média de um poço é de 6 milhões de m³. Assim, o número aproximado de poços produtores foi obtido conforme a equação abaixo:

$$N_{prod,e} = \frac{3,0635E8 * 0,2}{6E6} \sim 10 \text{ produtores}$$

Neste trabalho, foram utilizados poços horizontais com 1500 metros de comprimento. Para completar a estratégia inicial, foi escolhido um injetor para cada dois produtores. Os produtores foram completados na primeira camada do modelo, enquanto os injetores foram completados na última camada (décima camada). Este passo é o mesmo tanto para injeção de água quanto para injeção de polímeros.

A Figura 5.1 abaixo mostra a disposição dos poços na estratégia inicial.

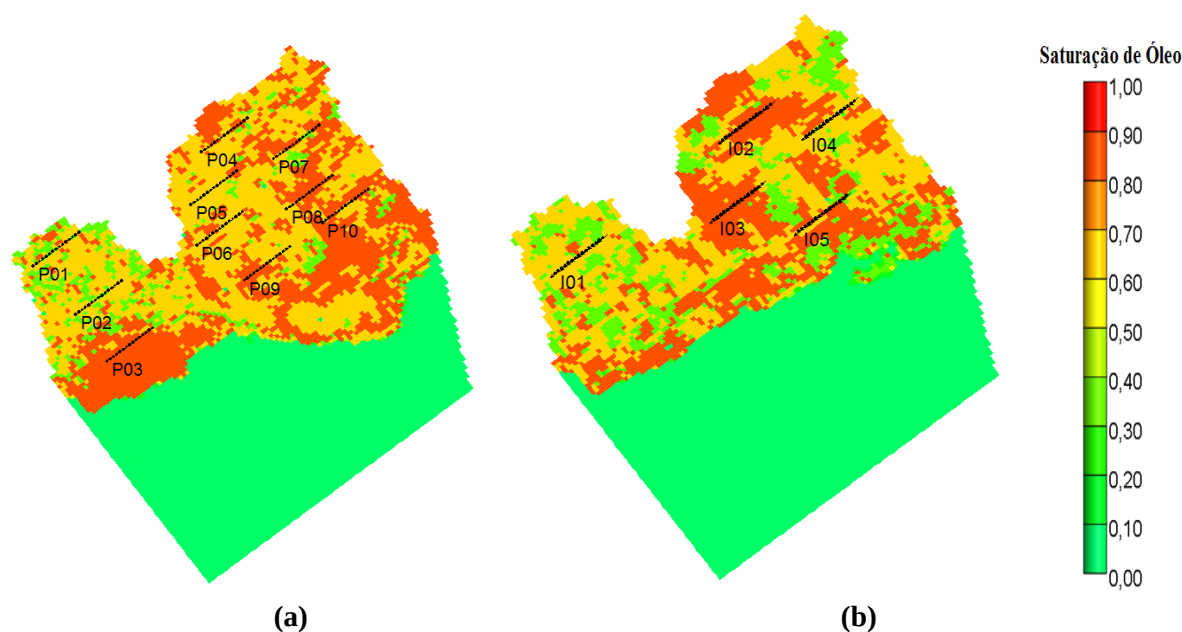


Figura 5.1 – Disposição dos (a) produtores na camada 1 e dos (b) injetores na camada 10 do modelo, para a estratégia inicial do processo de otimização determinística.

- **Passo 6.1.2: Retirada de poços com desempenho ruim**

Nesta etapa, o objetivo é retirar do modelo de simulação os poços que apresentam desempenho ruim, prejudicando o desempenho do campo todo. Para isso, cada poço é retirado do modelo de simulação e é verificado se ocorre aumento no VPL. A partir daqui, o procedimento é separado entre injeção de água e injeção de polímeros.

Ao final do processo, foram excluídos do modelo de simulação: seis produtores e cinco injetores para injeção de água e cinco produtores e cinco injetores para injeção de polímeros.

A Tabela 5.1 mostra os resultados após a realização deste passo, comparando-os com os resultados da estratégia inicial, tanto para injeção de água quanto de polímeros. Os indicadores analisados são: VPL, produção acumulada de óleo e água, injeção acumulada de água, fator de recuperação, número de poços produtores e injetores e investimentos totais. No caso da injeção de polímeros, o custo dos polímeros está contabilizado nos investimentos totais.

Nota-se que o VPL aumentou mesmo com um decréscimo na produção de óleo devido à retirada de poços. Isso aconteceu devido à diminuição na produção de água e aos menores investimentos. Isso mostra que o posicionamento dos poços na estratégia inicial não estava adequado, resultando em baixo desempenho na maioria deles.

Tabela 5.1 – Comparação entre indicadores após a realização do Passo 6.1.2 (retirada de poços)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	-545	33	131	0,10	136	10	5	3797
Passo 6.1.2 – Inj. água	-27	29	24	0,09	0	4	0	2185
Inicial – Inj. polím.	-347	37	58	0,11	56	10	5	3988
Passo 6.1.2 – Inj. polím.	-15	30	21	0,09	0	5	0	2274

- **Passo 6.1.3: Acréscimo de poços**

Para a etapa de acréscimo de poços, foi feito um procedimento exaustivo, no qual uma ferramenta automática fazia com que um poço adicional fosse testado em diversas posições do campo, sendo alocado na região em que apresentasse o maior incremento na função-objetivo. Isso foi feito com um poço adicional por vez. Este procedimento foi efetuado até que não houvesse mais aumento de VPL ao acrescentar poços. Apesar de demandar muitas simulações, a vantagem de se utilizar este procedimento é que os novos poços já são alocados nas melhores regiões para completação. No caso dos injetores, estes também foram testados no aquífero que há no modelo.

Ao final deste passo, para a estratégia de injeção de água, foram acrescentados com sucesso (aumento no VPL) 10 produtores e 2 injetores, totalizando 16 poços na estratégia. Para o caso de injeção de polímeros, foram acrescentados com sucesso 8 produtores e 4 injetores, totalizando 17 poços.

A Tabela 5.2 possibilita a comparação dos resultados obtidos neste passo em relação ao passo anterior. Esta etapa foi a que mais resultou em aumento da função-objetivo, passando de valores negativos para cerca de 1,5 bilhão de dólares, devido ao substancial aumento do óleo produzido com o acréscimo dos novos poços, mesmo com um grande aumento também na produção de água e nos investimentos. Até esta etapa, a estratégia de injeção de polímeros apresentou desempenho superior a de água.

Tabela 5.2 – Comparação entre indicadores após a realização do Passo 6.1.3 (acréscimo de poços)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.2 – Inj. água	-27	29	24	0,09	0	4	0	2185
Passo 6.1.3 – Inj. água	1442	56	126	0,17	136	14	2	4118
Passo 6.1.2 – Inj. polím.	-15	30	21	0,09	0	5	0	2274
Passo 6.1.3 – Inj. polím.	1501	58	86	0,18	110	13	4	4402

- **Passo 6.1.4: Otimização da localização dos poços**

Com o número de poços definido, o próximo passo consiste em otimizar a localização dos mesmos. Utilizando uma ferramenta automática, cada poço foi movido em algumas posições diferentes das originais, e em diferentes camadas de completação.

As Figuras 5.2 e 5.3 mostram a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.1, considerando injeção de água e injeção de polímeros, respectivamente. Os pontos verdes equivalem ao Passo 6.1.4, que foi a etapa que mais demandou simulações em todo o processo, devido ao grande espaço de busca. O excesso de simulações é uma das desvantagens do uso de ferramentas automáticas, inclusive algumas com resultados piores que o caso base. Muitas destas simulações poderiam ser evitadas se o espaço de busca fosse menor, porém o principal objetivo aqui é testar muitas possibilidades, de forma que foi usada uma opção que encontrasse o maior número de diferentes soluções.

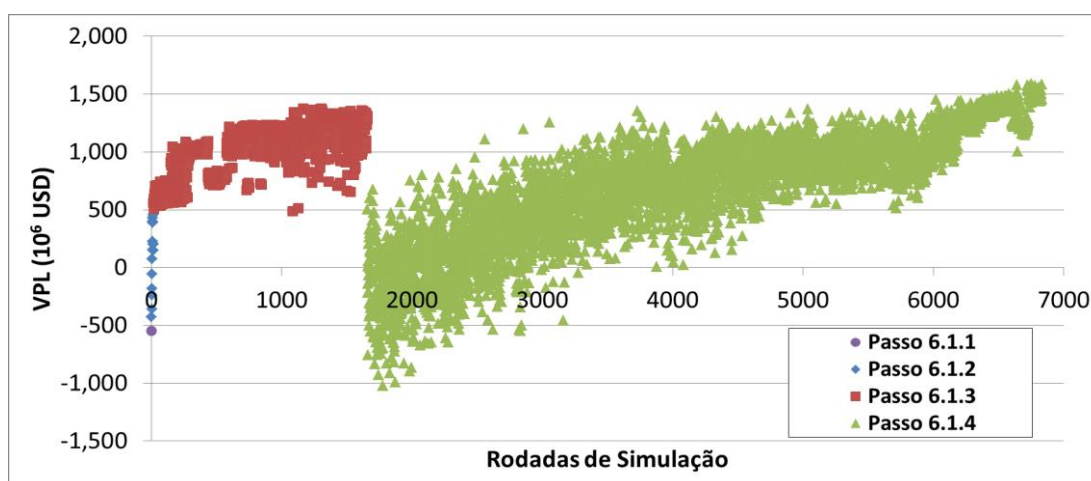


Figura 5.2 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação para os Passos 6.1.1 a 6.1.4 (estratégia inicial, retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de água.

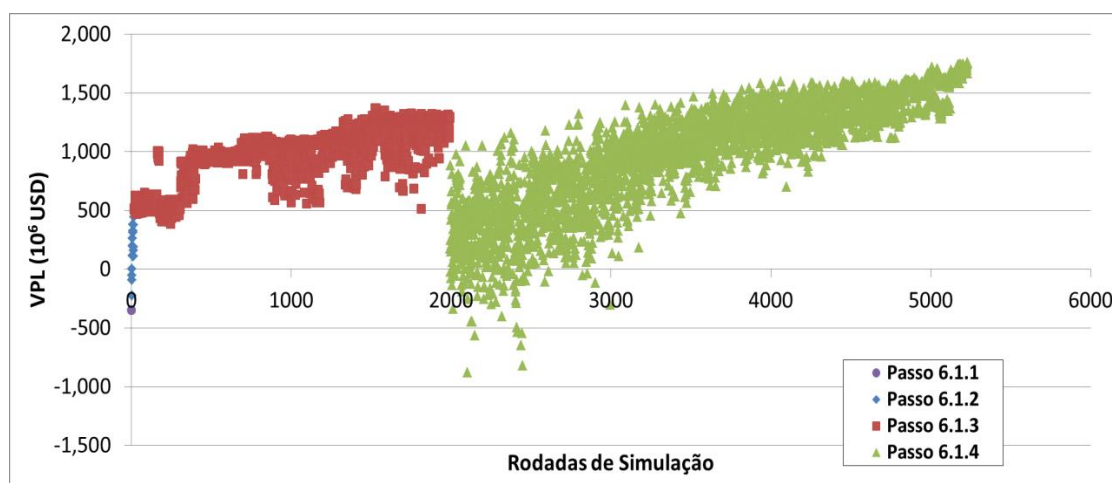


Figura 5.3 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação para os Passos 6.1.1 a 6.1.4 (estratégia inicial, retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de polímeros.

As Figuras 5.4 e 5.5 ilustram a correlação entre VPL e produção acumulada de óleo no Passo 6.1 para injeção de água e injeção de polímeros, respectivamente. Cada ponto do gráfico representa uma simulação realizada. Nos Passos 6.1.2 e 6.1.3 observa-se que esta correlação não é linear, formando de fato um envelope. Isso acontece porque o número de poços e os investimentos em plataforma nessas etapas não são fixos. Dessa forma, maior produção de óleo não necessariamente significa um maior retorno econômico do projeto, já que há mais custos para produzir este óleo adicional. Já no Passo 6.1.4, como o número de poços é fixo e consequentemente os investimentos também o são, há uma forte correlação entre VPL e N_p . Portanto, neste caso há uma tendência de que quanto maior a produção de óleo maior o retorno econômico do projeto.

Caso ocorresse uma forte correlação nos passos em que o número de poços ainda não está definido, mais alternativas deveriam ser testadas, pois poderia ser um indicativo de que a solução não estaria próxima da solução ótima para aquela etapa da otimização.

A Tabela 5.3 mostra os resultados de diversos indicadores após a realização deste passo. No caso da injeção de polímeros, houve uma variação nos investimentos totais entre os Passos 6.1.3 e 6.1.4 porque os custos de polímeros estão contabilizados neste indicador. Porém, os investimentos iniciais (poços e plataforma) são constantes entre esses dois passos.

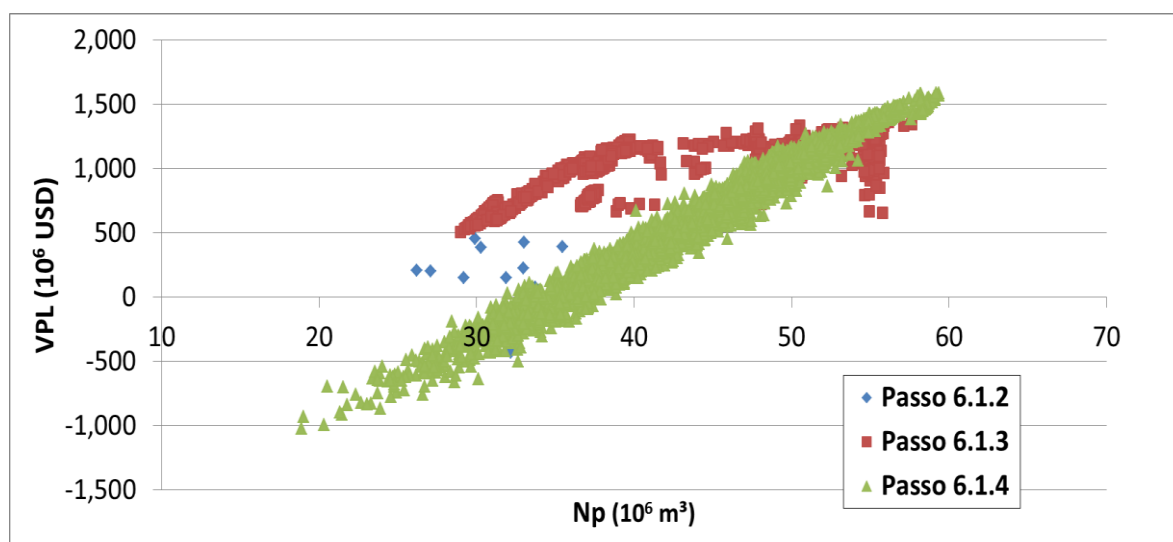


Figura 5.4 – Correlação entre VPL e N_p nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de água.

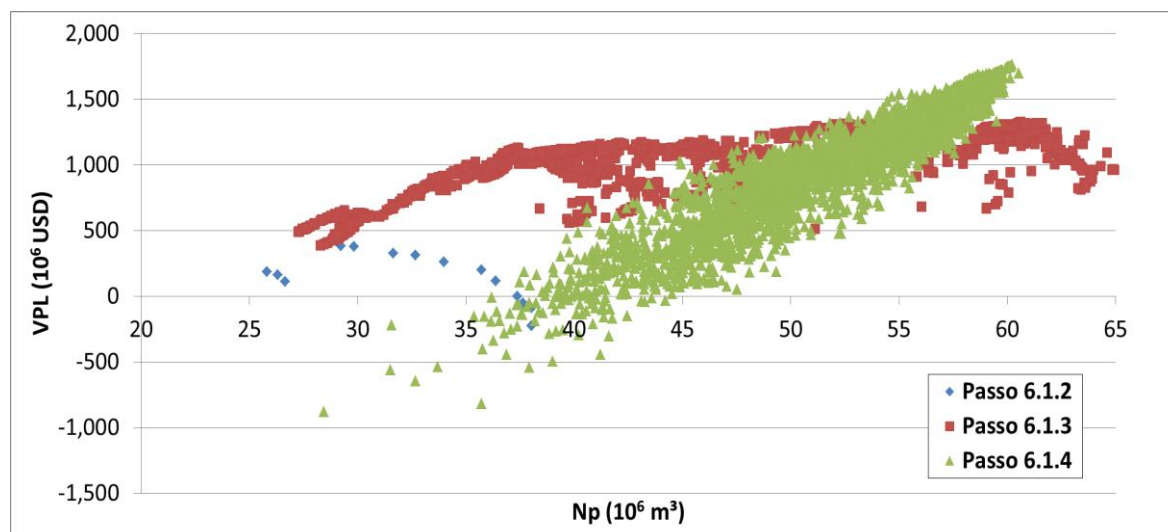


Figura 5.5 – Correlação entre VPL e Np nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e localização dos poços) para injeção de polímeros.

Tabela 5.3 – Comparação entre indicadores após a realização do Passo 6.1.4 (localização dos poços)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.3 – Inj. água	1442	56	126	0,17	136	14	2	4118
Passo 6.1.4 – Inj. água	1651	58	116	0,18	134	14	2	4118
Passo 6.1.3 – Inj. polím.	1501	58	86	0,18	110	13	4	4402
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	1791	60	87	0,19	120	13	4	4506

- **Passo 6.2: Otimização da capacidade do sistema de produção**

Até esta etapa, não foi considerado limite para a capacidade de produção da plataforma. Para os cálculos econômicos, estava sendo considerada a somatória do limite de produção de todos os poços. Assim, este valor variava nos Passos 6.1.2 e 6.1.3, conforme os poços eram removidos ou adicionados ao modelo de simulação. No final da etapa anterior, o valor considerado de produção para os cálculos econômicos foi de 40068 m³/d para injeção de água (14 produtores) e 37206 m³/d para injeção de polímeros (13 produtores). Portanto, a plataforma estava superdimensionada, já que a capacidade total de produção para as estratégias obtidas até o passo anterior está em cerca de 25000 m³/d, conforme pode ser visto na Figura 5.6, que mostra as vazões de produção de líquidos tanto para injeção de água quanto de polímeros. As oscilações nestas curvas se devem ao cronograma de abertura dos poços e ao fechamento de poços ao atingir determinado nível de corte de água (estes parâmetros serão otimizados nos próximos passos).

Esta etapa do processo de otimização visa, portanto, adequar a plataforma para a estratégia encontrada na etapa anterior. Para isso, algumas simulações são efetuadas com

valores próximos ao obtidos na etapa anterior, e o resultado com maior VPL é considerado para os próximos passos.

As Tabelas 5.4 e 5.5 mostram os resultados para as simulações realizadas neste passo considerando injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados, portanto, os valores de 25600 m³/d para injeção de água 23500 m³/d para injeção de polímeros. O aumento de VPL neste passo deve-se principalmente à diminuição do investimento em plataforma.

Caso a plataforma em determinado projeto já possua uma capacidade pré-determinada devido a restrições físicas ou limitações para estocagem de fluidos, por exemplo, valores menores que esses devem ser utilizados na otimização.

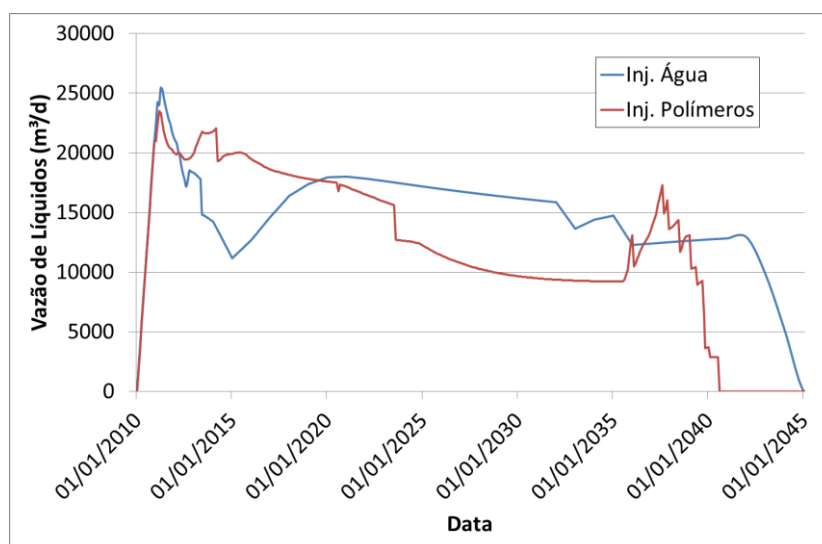


Figura 5.6 – Vazão de Líquidos no Passo 6.2 (capacidade da plataforma)

Tabela 5.4 – Resultados do Passo 6.2 para injeção de água (capacidade do sistema de produção)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
40068 (Passo 6.1.4)	1652	58	116	0,18	134	1179	4118
26000	2014	58	115	0,18	133	1112	3823
25800	2047	58	115	0,18	133	1107	3817
25600	2067	58	115	0,18	133	1102	3812
25500	2056	57	114	0,18	133	1099	3809
25000	2040	57	114	0,18	132	1087	3796

Tabela 5.5 – Resultados do Passo 6.2 para injeção de polímeros (capacidade do sistema de produção)

Limite de Prod. de Lít. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
37206 (Passo 6.1.4)	1791	60	87	0,19	120	1179	4506
24000	2144	60	86	0,19	117	1061	4136
23600	2192	60	86	0,19	117	1052	4130
23500	2206	60	86	0,19	117	1049	4123
23400	2182	59	85	0,19	116	1046	4119
23000	2142	59	85	0,19	115	1036	4108

- **Passo 6.3: Otimização do cronograma de abertura dos poços**

A Tabela 5.6 mostra os resultados obtidos para as opções testadas de cronograma de abertura de poços para a estratégia de injeção de água, enquanto a Tabela 5.7 mostra os resultados das opções de cronograma para a estratégia de injeção de polímeros.

Em ambos os casos, a melhor opção é abrir todos os produtores (começando pelo de melhor desempenho, medido pelo IEPP – ver Item 2.6.3), deixando os injetores para o final. Isto ocorreu devido à presença de óleo pesado no modelo, que leva à irrupção precoce de água e a uma grande quantidade de água produzida. Dessa forma, deixar os injetores para serem abertos depois de um tempo leva a uma melhora na eficiência global do projeto.

Tabela 5.6 – Resultados para as opções de cronograma de abertura de poços (injeção de água)

Opção	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	RF	Winj (10 ⁶ m ³)
A1 - 2P + 1I	1895	61	119	0,19	148
B1 - 3P + 1I	2102	61	120	0,19	148
C1 - 14P + 2I	2207	61	118	0,19	147
A2 - 2P + 1I	1930	61	122	0,19	135
B2 - 3P + 1I	2047	60	120	0,19	135
C2 - 14P + 2I	2139	60	120	0,19	134

Tabela 5.7 – Resultados para as opções de cronograma de abertura de poços (injeção de polímeros)

Opção	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	RF	Winj (10 ⁶ m ³)
A1 - 2P + 1I	2404	64	87	0,21	122
B1 - 3P + 1I	2453	64	85	0,21	118
C1 - 13P + 4I	2475	64	84	0,21	115
A2 - 2P + 1I	2157	63	92	0,20	120
B2 - 3P + 1I	2152	63	90	0,20	119
C2 - 13P + 4I	2337	64	88	0,21	117

- **Passos 6.4 e 6.5: Otimização das vazões de produção/injeção e limite econômico para o corte de água**

Até o Passo 6.3, foram otimizadas as variáveis de projeto, que não podem ser modificados depois que a estratégia for implementada. A partir deste passo tem início a otimização das variáveis operacionais, que são aquelas que podem ser alteradas durante a vida do campo, podendo ser modificadas depois da estratégia ser implementada. Neste passo, são otimizadas as vazões de produção e de injeção e a pressão no fundo dos poços. Ressalta-se que esta otimização deve obedecer aos limites físicos dos poços, utilizados como premissa para este trabalho.

A Figura 5.7 mostra as soluções durante o processo de otimização das vazões e pressões dos poços para injeção de água (Figura 5.7a) e injeção de polímeros (Figura 5.7b). Para a estratégia de injeção de água, houve um pequeno aumento no VPL (de 2,207 bilhões para 2,236 bilhões de dólares), enquanto para o caso de injeção de polímeros não houve aumento, mesmo após diversas opções serem testadas, portanto os valores utilizados como base foram mantidos.

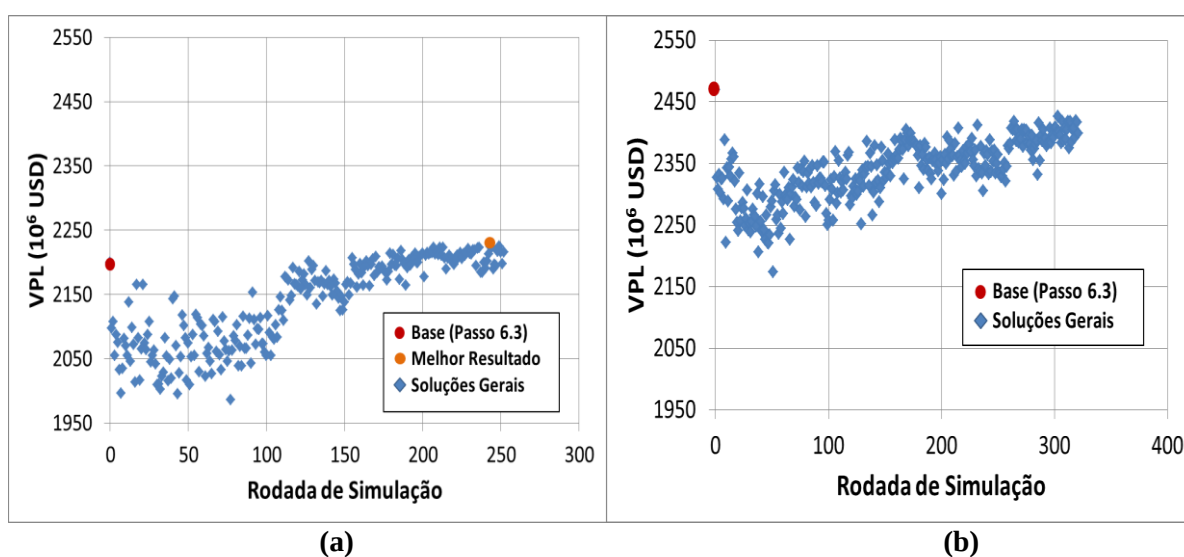


Figura 5.7 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação para a otimização das vazões de injeção e pressões mínima/máxima no fundo do poço para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros

O passo seguinte consistiu na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos poços produtores (Figura 5.8), já que depois de certa quantidade de água produzida, há prejuízo financeiro no desempenho econômico do campo. Ressalta-se que o corte de água é um parâmetro de saída do simulador, portanto não pode ser otimizado. A ideia aqui é encontrar um valor de corte de água no qual o poço passe a prejudicar o desempenho

do campo, devendo, portanto, ser fechado. Foram utilizados valores candidatos de 90 a 97% de corte de água.

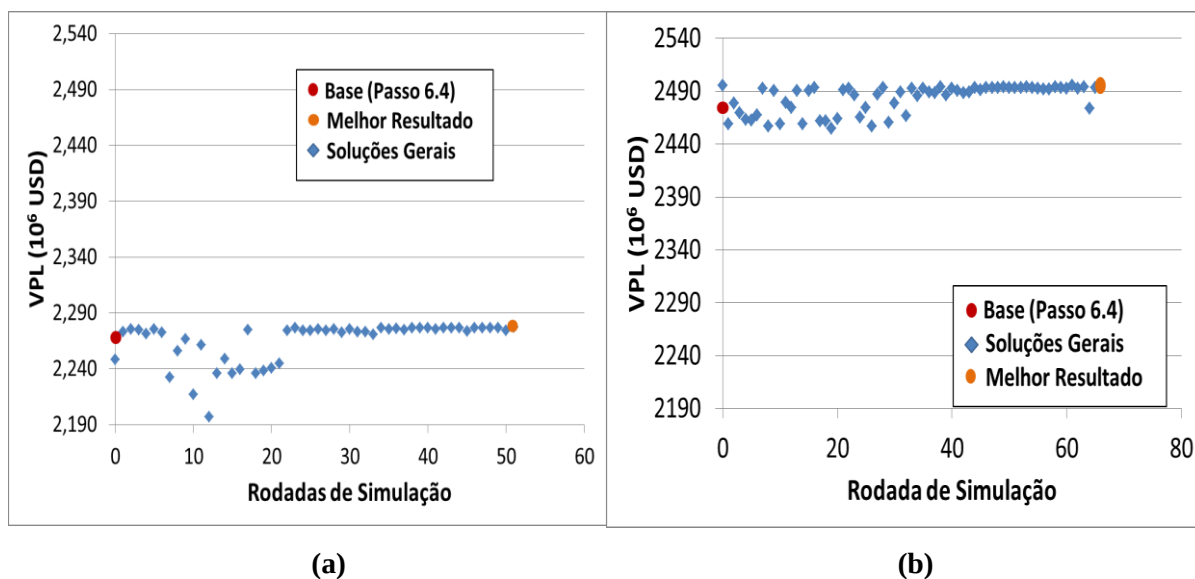


Figura 5.8 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de injeção de polímeros.

No caso de injeção de água, o processo de otimização termina neste passo. Contudo, foi feita uma etapa de refinamento, na qual alguns passos anteriores foram refeitos de forma a confirmar se a estratégia está próxima de uma solução ótima, cujos resultados serão mostrados adiante.

As Tabelas 5.8 e 5.9 mostram os valores obtidos para o corte de água dos poços, para o caso de injeção de água e de polímeros, respectivamente, enquanto a Tabela 5.10 mostra os resultados de alguns indicadores após a realização deste passo, como VPL, produções acumuladas de óleo e água, injeção acumulada de água e fator de recuperação.

Tabela 5.8 – Valores para o limite econômico de corte de água (injeção de água)

Poço	P03	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P21	P22
Corte de água (%)	95	97	92	97	95	95	90	92	90	91	95	95	95	95

Tabela 5.9 – Valores para o limite econômico de corte de água (injeção de polímeros)

Poço	P03	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P18	P21	P23
Corte de Água (%)	90	95	95	95	95	94	95	95	96	95	93	97	96

Tabela 5.10 – Resultados após Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos poços)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)
Passo 6.5 – Inj. água	2277	62	134	0,19	144
Passo 6.5 – Inj. polím.	2495	65	94	0,21	125

• **Passos 6.6 e 6.7: Concentração e duração do banco da solução polimérica**

Os Passos 6.6 e 6.7 são aplicados somente à injeção de polímeros, já que dizem respeito à concentração da solução polimérica, bem como a data de início e o tamanho do banco de injeção de polímeros.

Em relação à concentração, foram testadas opções entre 250 e 2000 ppm. Porém, a melhor opção foi manter a concentração base de 1500 ppm, já que em diversas soluções testadas, não foi encontrado resultado melhor em relação ao base (Figura 5.9).

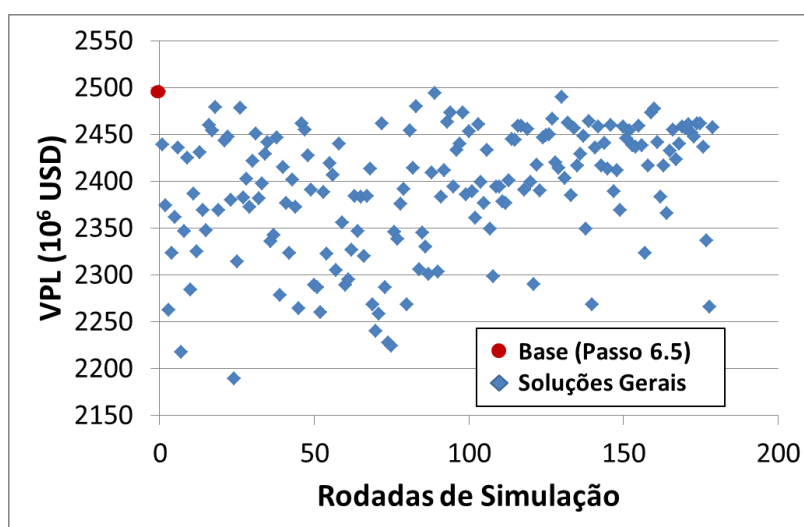


Figura 5.9 – Otimização da concentração da solução polimérica

Em relação ao banco de injeção da solução polimérica, foram consideradas sete diferentes datas para o início da injeção: de Janeiro/2012 a Janeiro/2015, considerando o início a cada 6 meses (a data de início da simulação é Janeiro/2010). Para cada data de início da injeção de polímeros, foram testados também diferentes durações do banco (de 0,5 a 30 anos, variando a duração em 0,5 anos em cada teste).

A Figura 5.10 mostra os resultados obtidos para todas essas opções. Nota-se que, depois de certo tempo injetando-se polímeros, há uma tendência de diminuição na eficiência econômica, dessa forma o banco de polímeros deve terminar e água deve ser injetada

novamente a partir desse ponto. O melhor resultado encontrado foi início do banco em Julho/2014 com duração de 21 anos.

A Tabela 5.11 sumariza os resultados de alguns indicadores após a realização deste passo.

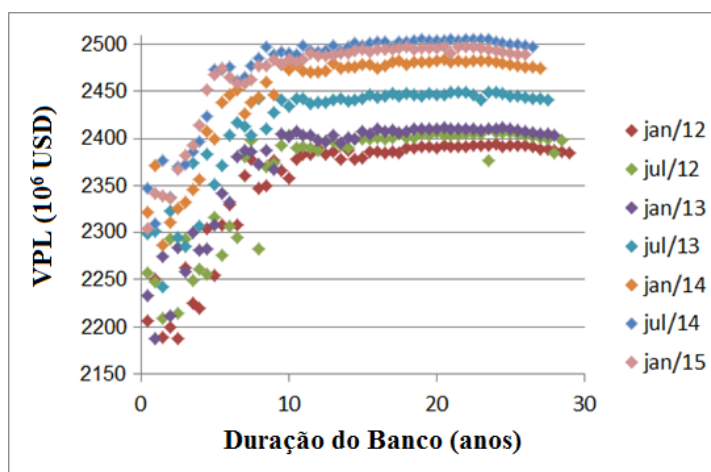


Figura 5.10 – Otimização do banco de injeção de polímeros – duração do banco x VPL para diferentes datas de início da injeção

Tabela 5.11 – Resultados para o Passo 6.7 (injeção de polímeros)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)
Passo 6.7 – Inj. polím.	2525	66	93	0,22	122

- **Refinamento**

Para assegurar que a estratégia está próxima de uma solução ótima, é aconselhável voltar alguns passos. Neste trabalho, foi verificada a necessidade de se testar mais opções para o cronograma de abertura dos poços, já que neste passo verificou-se significativa variação na função-objetivo, tanto para injeção de água quanto de polímeros, já que a data de abertura dos injetores tem grande influência devido à presença de óleo pesado no modelo.

A Figura 5.11 mostra o VPL resultante de diversas opções de cronograma de abertura de poços, enquanto as Tabelas 5.12 e 5.13 resumem os resultados das cinco melhores opções para injeção de água e de polímeros, respectivamente, apresentando VPL, Np, Wp e o tempo para abertura dos poços injetores. Em geral, abrir primeiro os injetores que estão localizados mais longe dos produtores trouxe os melhores resultados. Além disso, existem muitas opções com resultados similares, sendo escolhida aquela com maior VPL.

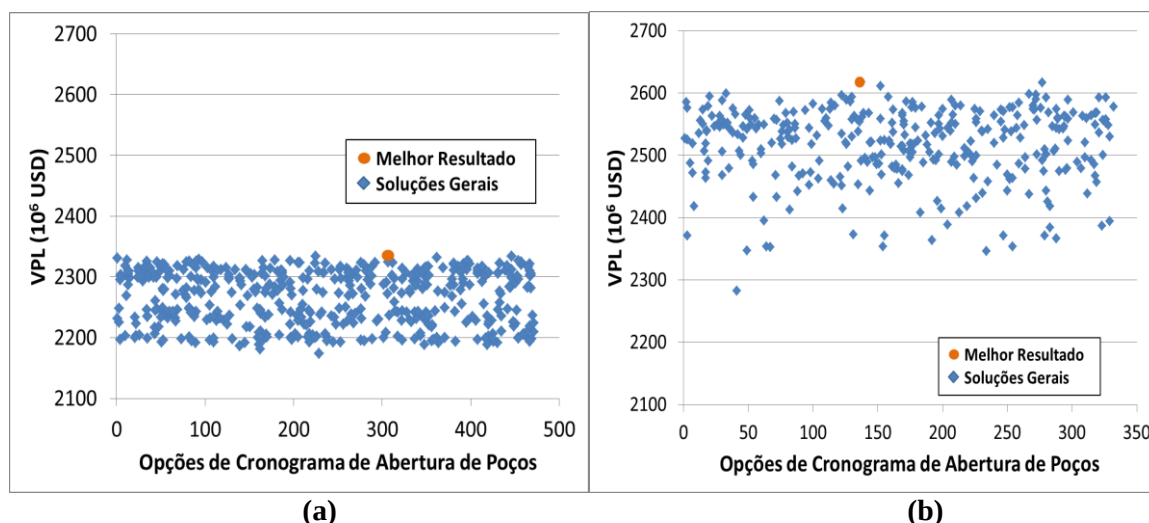


Figura 5.11 – VPL para diversas opções de cronograma de abertura de poços considerando as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros

Tabela 5.12 – Melhores opções para o cronograma de abertura de poços (etapa de refinamento) para injeção de água.

Classificação da Opção	VPL (10^6 USD)	Np (10^6 m ³)	Wp (10^6 m ³)	Tempo para Abertura do Poço I06 (Meses)	Tempo para Abertura do Poço I07 (Meses)
1	2449	62	124	12	31
2	2448	62	124	10	33
3	2446	62	122	47	31
4	2446	62	123	12	44
5	2441	61	121	12	30

Tabela 5.13 – Melhores opções para o cronograma de abertura de poços (etapa de refinamento) para injeção de polímeros.

Classificação da Opção	VPL (10^6 USD)	Np (10^6 m ³)	Wp (10^6 m ³)	Tempo para Abertura do Poço I06 (Meses)	Tempo para Abertura do Poço I07 (Meses)	Tempo para Abertura do Poço I08 (Meses)	Tempo para Abertura do Poço I09 (Meses)
1	2623	67	90	30	19	10	13
2	2622	67	90	26	22	10	13
3	2622	67	90	26	21	10	14
4	2620	67	89	26	23	10	14
5	2618	66	90	21	20	11	13

Após esta etapa, o processo de otimização termina, obtendo-se duas estratégias otimizadas, uma para injeção de água e outra para injeção de polímeros. A Tabela 5.14 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

Foi observada grande melhora nos indicadores técnicos e econômicos após o processo de otimização em relação às estratégias iniciais. Além disso, a injeção de polímeros mostrou-se uma estratégia viável para recuperação do campo de óleo pesado estudado, apresentando melhor eficiência econômica do que a estratégia de injeção de água, devido à maior produção de óleo e menor produção de água. Para a estratégia otimizada de injeção de polímeros, o VPL foi 7% maior do que a estratégia de injeção de água, enquanto a produção de óleo foi 8% maior e houve uma redução de 30% na água produzida.

Um ponto que deve ser abordado aqui é que estes indicadores correspondem ao tempo de máximo VPL (33 anos para injeção de água e 29 para injeção de polímeros), dessa forma são considerados os indicadores nesta data na Tabela 5.14. Depois desse período, a produção aumentaria, mas com prejuízo financeiro. Mesmo com menor tempo de produção, a injeção de polímeros apresentou as vantagens acima mencionadas. Caso fosse considerado para a injeção de polímeros o mesmo período da injeção de água (33 anos), a diferença de produção de óleo entre os dois mecanismos de recuperação aumentaria, entretanto a diferença de VPL iria diminuir. Contudo, depende dos objetivos do tomador de decisão qual alternativa é a melhor, podendo utilizar, a alternativa que maximiza o retorno econômico ou a máxima produção possível para um determinado período.

Tabela 5.14 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros.

Estratégia	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	RF	Winj (10⁶ m³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10⁶ USD)
Inicial –Inj. água	-545	33	131	0,10	136	10	5	3797
Inicial – Inj. polím.	-347	37	58	0,11	56	10	5	3988
Otimizada – Inj. água	2449	62	124	0,20	141	14	2	3812
Otimizada – Inj. polím.	2623	67	90	0,23	119	13	4	4120

As estratégias de produção obtidas foram similares (Figura 5.12), com número de poços parecido (16 para injeção de água e 17 para injeção de polímeros). A estratégia de injeção de polímeros apresentou um maior número de injetores (quatro contra dois para injeção de água), e eles estão mais próximos dos produtores do que aqueles da estratégia de água. Isso ocorre devido à menor injetividade (Figura 5.13) causada pela maior viscosidade da solução de injeção no caso da injeção de polímeros. Na Figura 5.13, a linha vermelha representa a vazão de injeção para a estratégia de injeção de polímeros, enquanto a linha azul representa a

injeção para a estratégia de injeção de água. Fica bastante claro nessa figura os momentos do início da banco polimérico (meados de 2014, quando a injetividade cai devido a maior viscosidade da solução) e do término do banco (2035), quando há um repentino aumento na injeção, quando água é injetada novamente, com uma viscosidade menor que a solução polimérica.

No caso da estratégia de injeção de água, a vazão de injeção fica quase o tempo todo limitado pelas restrições dos dois injetores. No caso da injeção de polímeros, mesmo com quatro injetores, durante o período do banco, o nível de injeção fica menor do que para o caso de injeção de água, não atingindo o limite dos poços. Após o término do banco, o nível de injeção fica consideravelmente maior do que na estratégia de injeção de água devido ao maior número de injetores.

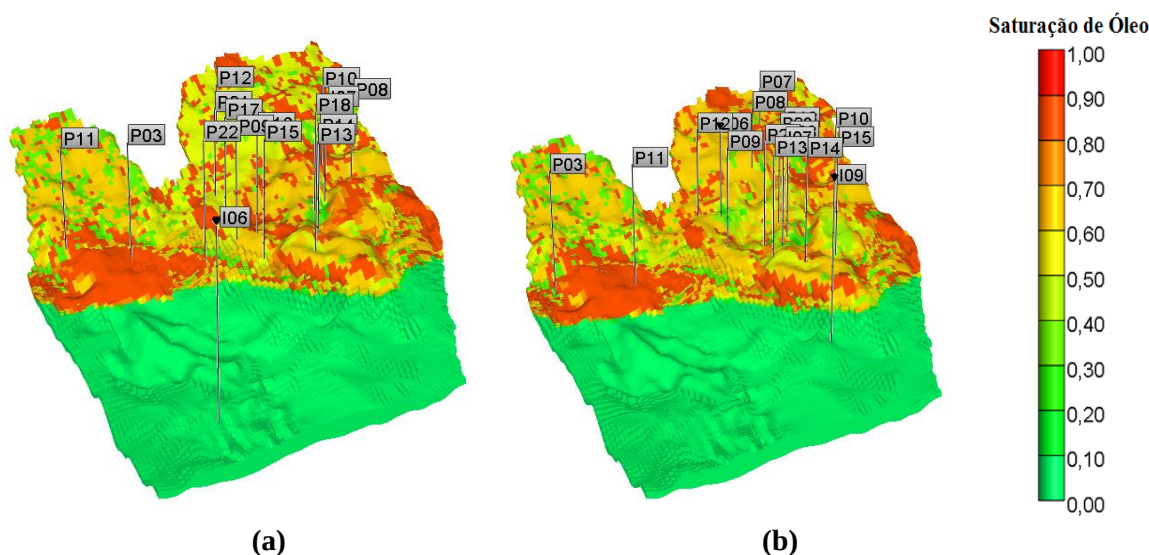


Figura 5.12 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros.

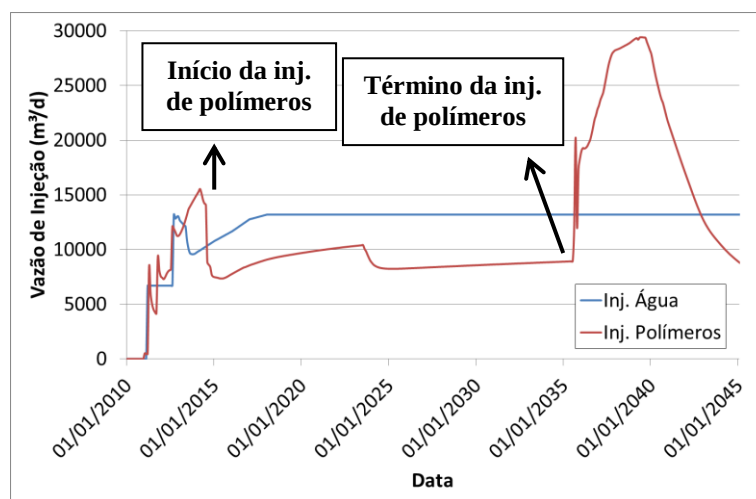


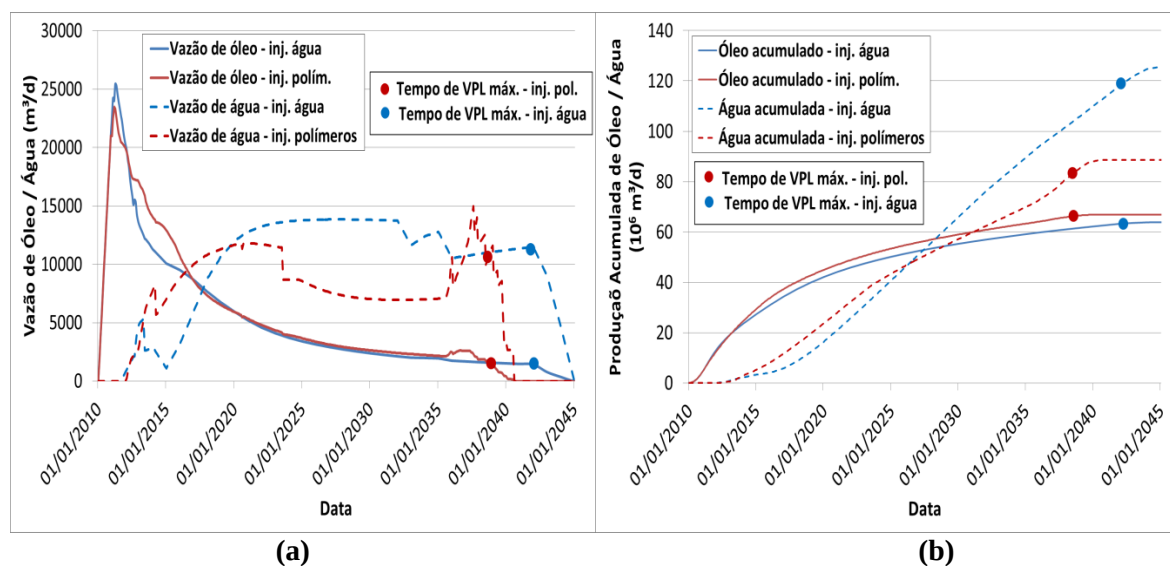
Figura 5.13 – Vazão de injeção para as estratégias de injeção de polímeros (linha vermelha) e injeção de água (linha azul)

A Figura 5.14 faz uma comparação entre as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água. As linhas azuis referem-se à injeção de água, enquanto as linhas vermelhas referem-se à injeção de polímeros. Também são mostrados nas curvas os tempos de máximo VPL.

Nas Figuras 5.14a e 5.14b nota-se a maior produção de óleo e menor de água para a injeção de polímeros. Há um aumento na produção de água no caso da injeção de polímeros no final da simulação, devido ao término do banco de injeção polimérica. As oscilações que ocorrem nas curvas são devido à abertura ou fechamento de poços.

No caso da pressão média do reservatório (Figura 5.14c), o decaimento desta foi menor para o caso da estratégia de injeção de água, devido à maior injetividade. O aumento que ocorre nos anos finais de simulação é ocasionado devido ao fechamento dos poços produtores, e como neste trabalho não foi utilizado critério para fechamento dos injetores, o reservatório pressurizou-se no final da simulação.

O corte de água do campo (Figura 5.14d) atingiu 95% para o caso de injeção de polímeros e 94% para a injeção de água. Geralmente espera-se um corte de água maior para injeção de água, porém aqui acabou sendo maior para injeção de polímeros devido ao substancial aumento de injeção (e consequentemente também de produção) de água no final da simulação, ao término do banco. Ressalta-se também que os poços possuem diferentes valores limites de corte de água para fechamento, contribuindo também para este resultado.



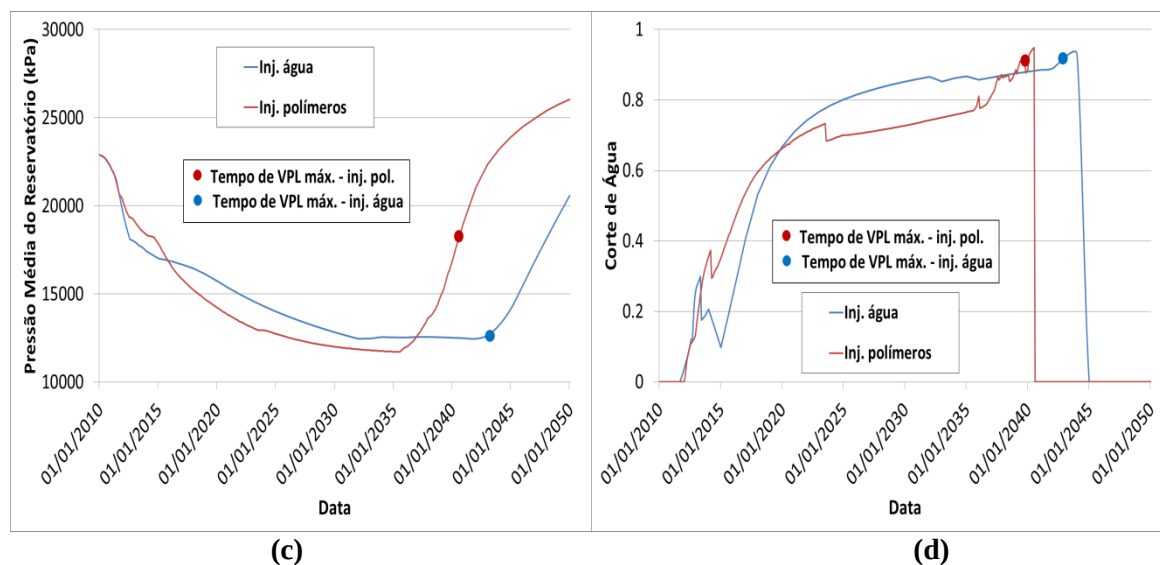


Figura 5.14 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório e (d) corte de água.

• Simulações Cruzadas

Ao término das otimizações, foram realizadas as simulações cruzadas, alterando o fluido de injeção de cada estratégia (injetam-se polímeros na estratégia de água e vice-versa). A Figura 5.15 ilustra a evolução do VPL ao longo do tempo com as variáveis G2 não otimizadas (Figura 5.15a) e após a sua otimização (Figura 5.15b). A nomenclatura adotada nestes gráficos é a seguinte: a primeira letra refere-se à estratégia para a qual o campo foi otimizado, enquanto a segunda letra refere-se ao fluido injetado. Portanto, WW significa injeção de água na estratégia otimizada para injeção de água, WP significa injeção de polímeros na estratégia preparada para injeção de água, PP é a estratégia de polímeros injetando-se este mesmo fluido e em PW ocorre injeção de água na estratégia preparada para injeção de polímeros.

A execução das simulações cruzadas mostra a importância de se aplicar os passos do processo de otimização separados para injeção de água e de polímeros, uma vez que são obtidas estratégias mais adequadas para o fluido que está sendo injetado e comparações mais precisas podem ser feitas. Se esta comparação é feita de forma simplificada (por exemplo, apenas mudando o fluido de injeção) uma decisão errada pode ser tomada. Por exemplo, ao injetar polímero em uma estratégia preparada para injeção de água (curva roxa - WP na Figura 5.15), esta alternativa pode parecer inadequada quando comparada com injeção de água (curva azul - WW). No entanto, se a seleção da estratégia de produção considera injeção de polímeros no início do desenvolvimento do campo, esta alternativa passa a ser a melhor opção

(curva vermelha - PP). Portanto, o ideal seria levar em consideração o fluido que será injetado no início do desenvolvimento do campo, obtendo-se, conseqüentemente, a melhor eficiência possível no projeto. No entanto, se o fluido de injeção é alterado, é necessário otimizar as variáveis operacionais, de forma que estas sejam mais adequadas para o novo fluido de injeção, o que dá mais flexibilidade para fazer esta alteração. Este fato pode ser observado na Figura 5.15b, onde a curva roxa (WP) está mais próxima da curva azul (PP) do que na Figura 5.15a, na qual as variáveis de projeto não foram otimizadas. No caso da injeção de polímeros, essa flexibilidade é maior do que para injeção de água, já que há mais variáveis operacionais a serem otimizadas, como concentração e duração do banco de injeção.

No caso da curva WP, foi considerado uma quantidade mínima de polímeros para a otimização de G2. Porém, ao ir diminuindo a quantidade de polímero até zero, esta curva se igualaria à WW (azul), já que seria equivalente a estar injetando água.

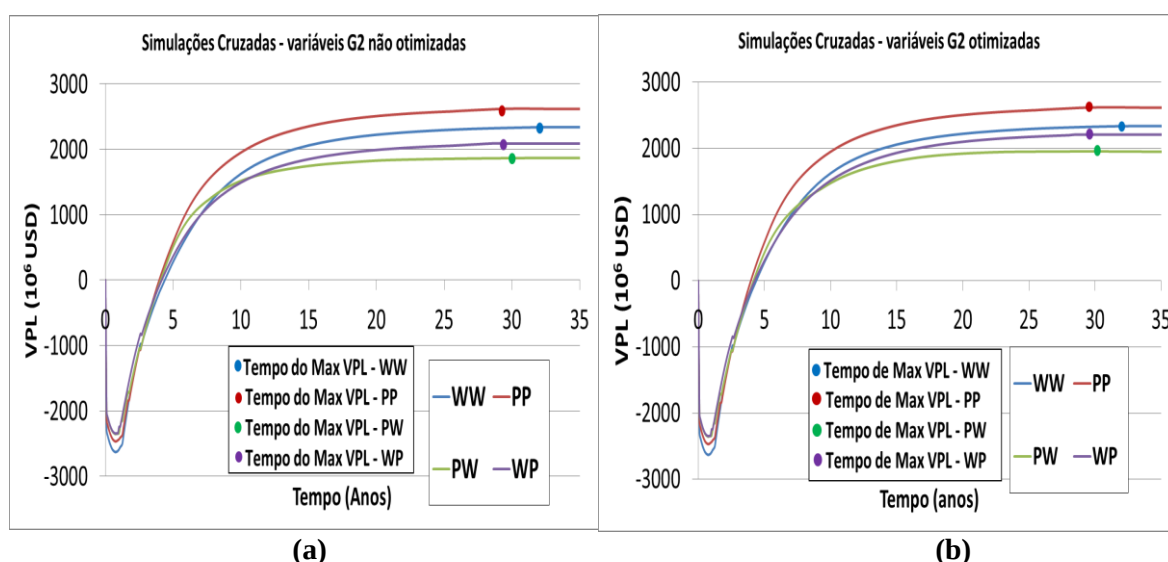


Figura 5.15 – Evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

5.2 Passos 7 e 8 – Geração dos Cenários Incertos, Quantificação do Risco Inicial (Curva de Risco da Estratégia Base) e Seleção dos Modelos Representativos

Neste passo os cenários incertos são gerados através da combinação das seguintes incertezas: permeabilidades vertical e horizontal, porosidade, distribuição de fácies, compressibilidade da rocha, viscosidade do óleo e adsorção, sendo cada um deles representado por um modelo de simulação (ver Itens 3.4 e 4.2). Neste trabalho, foram considerados 100 cenários (ou 100 modelos de simulação). As estratégias otimizadas para injeção de água e de polímeros foram simuladas em todos estes modelos, de forma que pudessem ser elaboradas as curvas de risco iniciais para as duas estratégias, bem como os

crossplots para seleção dos modelos representativos. Nesta etapa, as incertezas econômicas ainda não são consideradas.

A Figura 5.16 mostra as seguintes curvas de risco para seleção dos modelos representativos (MR) considerando a estratégia de produção de água: VPL, produção acumulada de óleo, fator de recuperação de óleo e produção acumulada de água. A Figura 5.17 mostra as curvas de risco para os mesmos parâmetros, porém considerando a estratégia de injeção de polímeros. Portanto, as Figuras 5.16a e 5.17a ilustram a quantificação do risco inicial, ou seja, a curva de risco de VPL considerando a estratégia do caso base, para injeção de água e de polímeros, respectivamente.

Nessas curvas, os pontos verdes representam os cenários simulados, enquanto os pontos vermelhos são os modelos representativos escolhidos. No caso da injeção de água, dois dos pontos vermelhos estão envoltos em quadrados, significando que eles foram previamente escolhidos e mantidos fixos na escolha dos modelos representativos. Um deles é o modelo base (que nesta análise apresentou-se como o mais otimista), sendo o outro o mais próximo do percentil P50. Foram selecionados nove modelos representativos, que cobrem a maior parte da extensão dos gráficos, garantindo que estes modelos tem potencial representar a variabilidade de todas as incertezas presentes nos cenários incertos. Caso os pontos vermelhos ficassem concentrados em apenas uma parte do gráfico, por exemplo, eles não seriam representativos, e novos modelos deveriam ser selecionados.

Para o caso de injeção de polímeros, todos os pontos vermelhos estão envoltos em quadrados, pois todos os modelos já haviam sido selecionados pela estratégia de injeção de água, e foi verificado se estes continuavam representativos para a estratégia de injeção de polímeros. Apesar de haver alguns espaços entre os pontos vermelhos na curva de risco de injeção de polímeros (Figura 5.17a), o importante é que estes pontos conseguem cobrir toda a curva (desde os modelos mais pessimistas até os mais otimistas, e não se concentram em apenas uma parte da curva), podendo, então, também serem considerados representativos para o caso de injeção de polímeros. Caso isso não ocorresse, outros modelos deveriam ser selecionados.

A nomenclatura adotada para os MR foi baseada na ordem em que eles aparecem na curva de risco de VPL para injeção de água (Figura 5.16a), começando pelo mais otimista. Dessa forma, o MR1 é o que apresenta o maior valor de VPL enquanto o MR9 apresenta o menor valor. O MR1 trata-se, na verdade, do modelo utilizado como base e, pelo fato da curva de risco ter sido gerada com a estratégia otimizada para este modelo, acabou

apresentando-se como o mais otimista neste caso. Caso fosse utilizada outra estratégia, a posição dos modelos nesta curva iria variar, já que esta análise é dependente da estratégia de produção utilizada. Este comportamento pode ser visto na Figura 5.17a, cuja estratégia de produção foi otimizada para injeção de polímeros. O MR1 continua sendo o mais otimista, já que a estratégia foi otimizada para este modelo, porém outros modelos mudaram de posição em relação à curva de risco da estratégia de injeção de água.

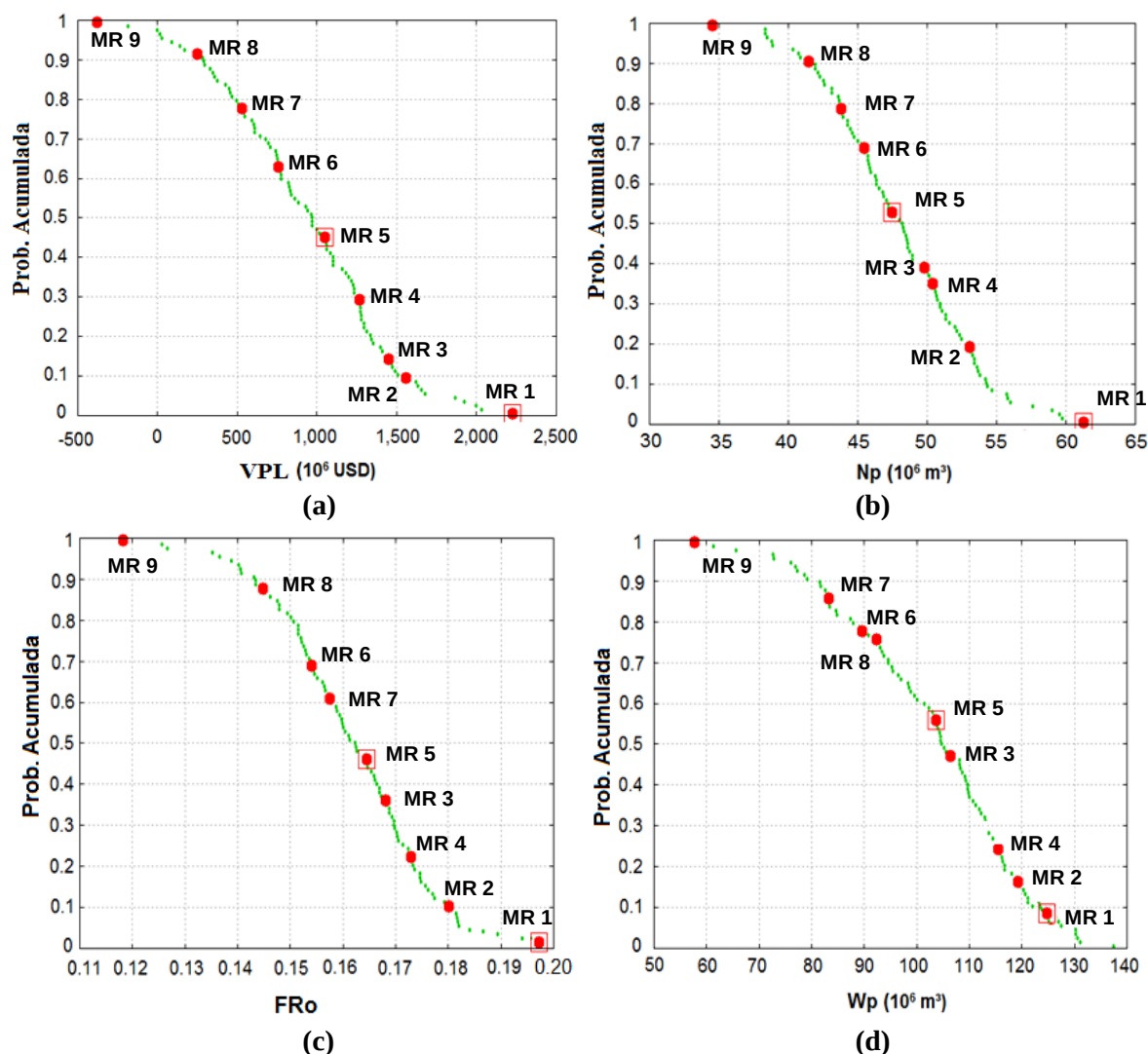


Figura 5.16 – Curvas de risco para a estratégia base de injeção de água: (a) VPL, (b) produção acumulada de óleo, (c) fator de recuperação de óleo e (d) produção acumulada de água. Os pontos que se encontram dentro dos quadrados representam o caso base (MR1) e o P50 (MR5).

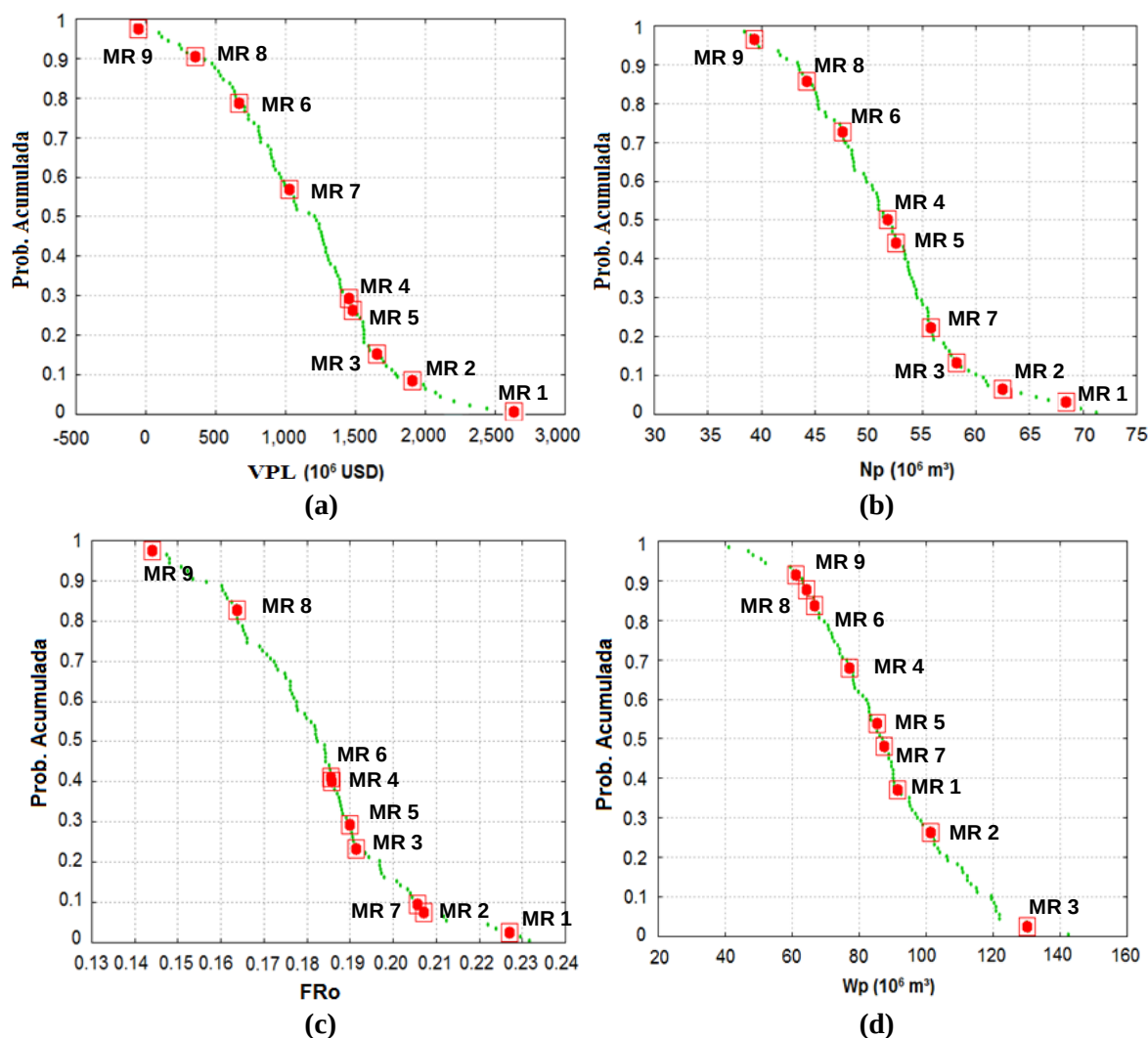
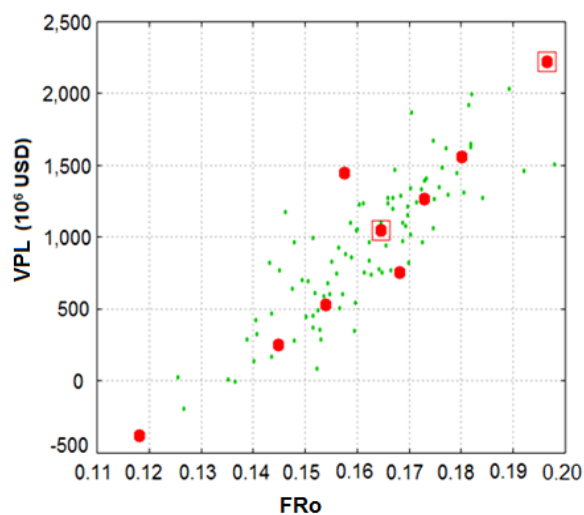


Figura 5.17 – Curvas de risco para a estratégia base de injeção de polímeros: (a) VPL, (b) produção acumulada de óleo, (c) fator de recuperação de óleo e (d) produção acumulada de água. Os pontos se encontram dentro dos quadrados pois já haviam sido selecionados.

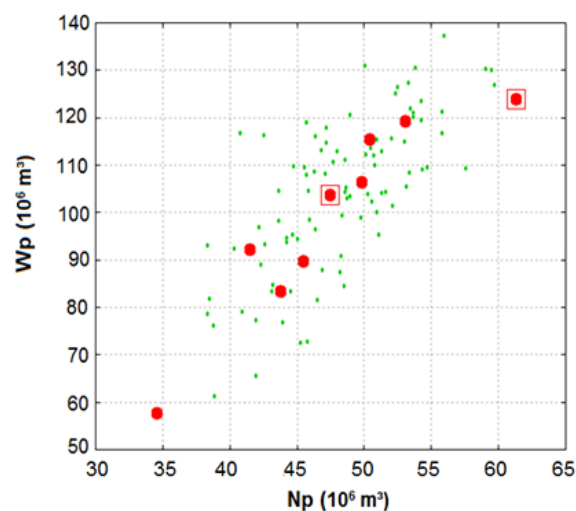
As Figuras 5.18 e 5.19 ilustram os *crossplots* que correlacionam os seguintes indicadores: VPL, Np, FRo e Wp, considerando as estratégias base de injeção de água e de polímeros, respectivamente.

Ressalta-se que os modelos selecionados são os mesmos em todos os gráficos, e pode ser difícil honrar a variabilidade em todos os gráficos ao mesmo tempo. Assim, é possível focar mais em determinados parâmetros, distribuindo diferentes pesos para cada um deles. Neste trabalho, as curvas de riscos foram ponderadas com peso três vezes superior aos *crossplots* (sendo que todos os *crossplots* tem o mesmo peso entre si) e à curva de risco de VPL foi atribuído um peso duas vezes superior às outras curvas de risco. Outro ponto importante a se ressaltar é que a seleção dos modelos representativos também honra a distribuição de probabilidades das incertezas apresentadas na Tabela 4.8 (ver Item 4.2). Da

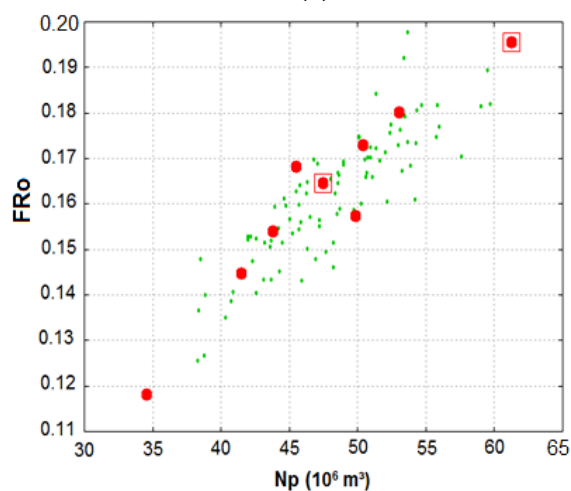
mesma forma que nas curvas de risco, para o caso de injeção de água, os modelos que representam o caso base e o P50 estão dentro de quadrados. Da mesma forma, todos os pontos vermelhos para o caso de polímeros encontram-se dentro dos quadrados, já que estes modelos foram mantidos fixos, pois haviam sido selecionados pela estratégia de água.



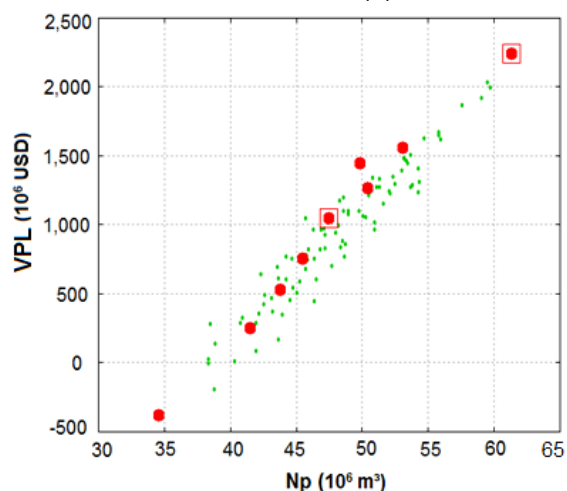
(a)



(b)



(c)



(d)

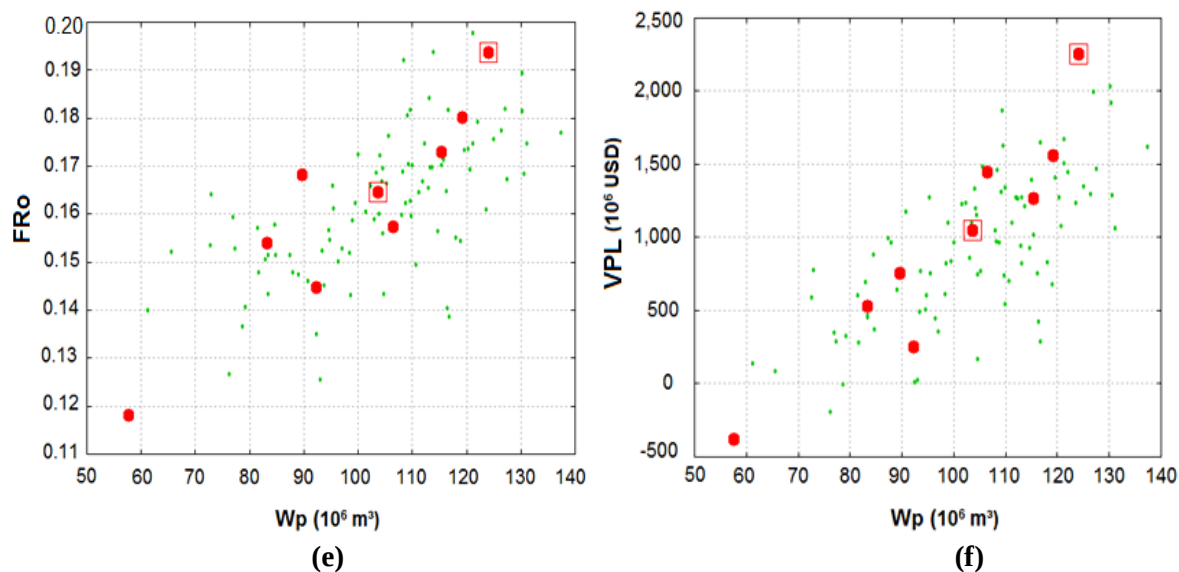
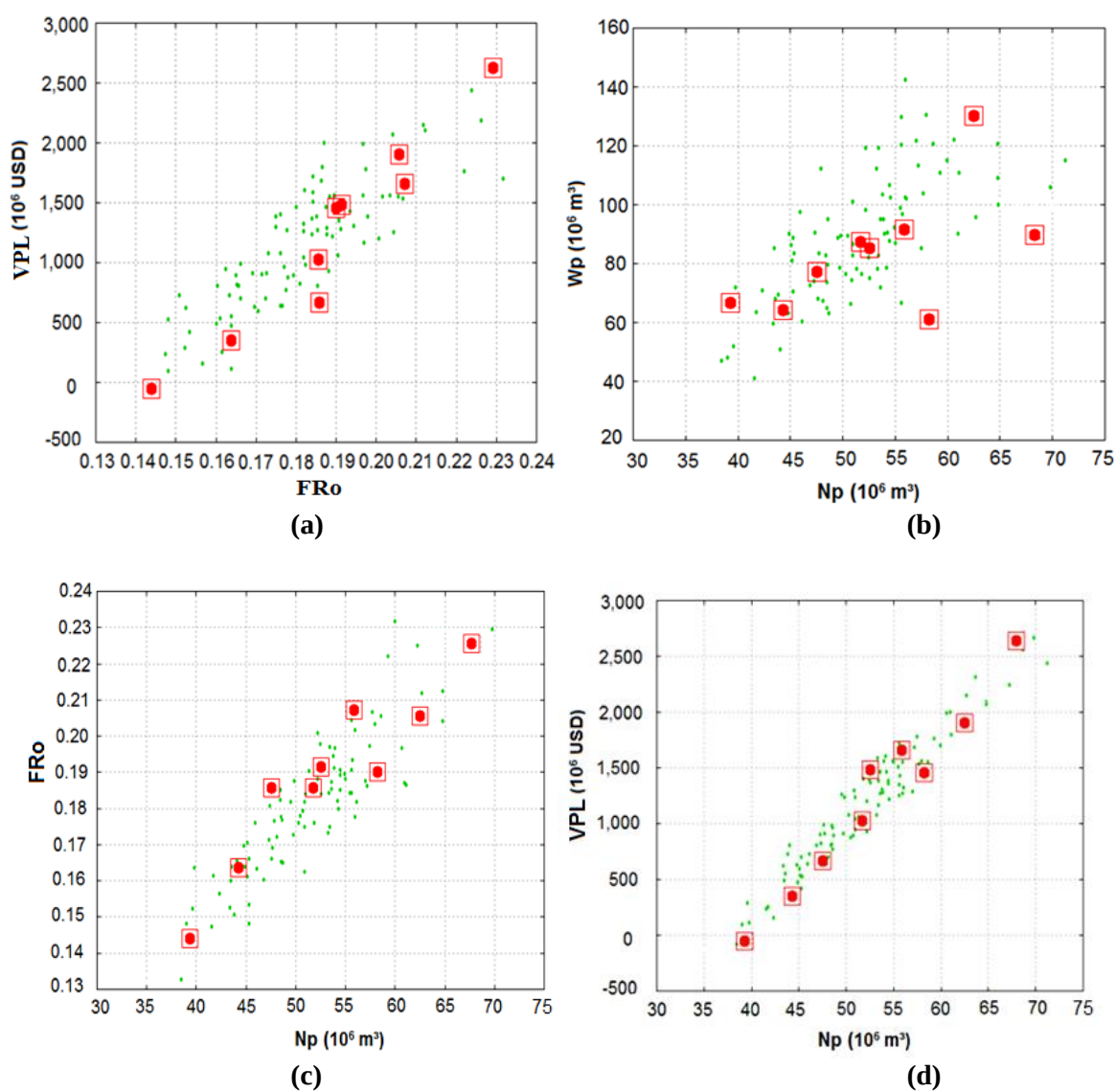


Figura 5.18 – Crossplots para a estratégia base de injeção de água: (a) FRo x VPL , (b) Np x Wp , (c) Np x FRo , (d) Np x VPL , (e) Wp x FRo e (f) Wp x VPL . Os pontos que se encontram dentro dos quadrados representam o caso base e o P50.



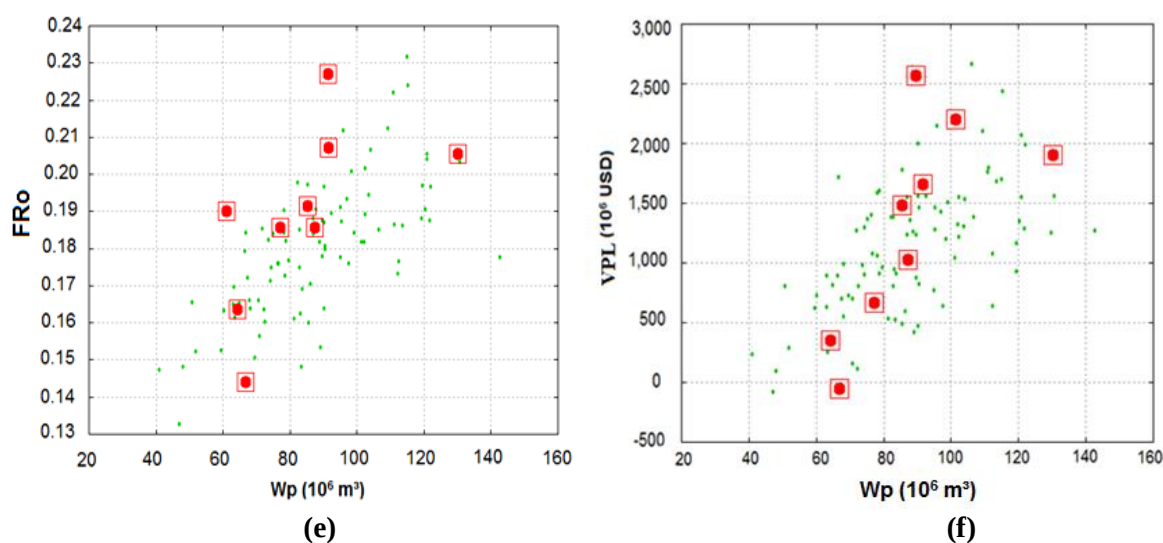


Figura 5.19 – Crossplots para a estratégia base de injeção de polímeros: (a) FRO x VPL, (b) Np x Wp, (c) Np x FRO, (d) Np x VPL, (e) Wp x FRO e (f) Wp x VPL. Os pontos se encontram dentro dos quadrados pois já haviam sido selecionados.

A Tabela 5.15 traz algumas propriedades dos modelos representativos, tais como: permeabilidade e porosidade médias, viscosidade do óleo, compressibilidade da rocha e adsorção.

Tabela 5.15 – Características do Modelos Representativos

MR	Perm. Média (mD)	Poros. Média	Visc. Óleo Média (cP)	Comp. Rocha (10^{-6} 1/kPa)	Adsorção ($\mu\text{g/g}$)
1	1740	0,218	173	4,10	80
2	2932	0,211	156	5,33	50
3	2240	0,224	156	3,28	110
4	2085	0,225	191	4,10	50
5	1873	0,224	173	3,48	80
6	1972	0,209	182	3,48	80
7	2169	0,210	173	4,10	110
8	1501	0,215	173	4,71	80
9	1124	0,211	165	3,48	140

5.3 Passo 9 – Seleção da Estratégia de Produção para os MR

Neste passo, o mesmo procedimento de otimização determinística aplicada ao modelo base foi aplicado aos demais modelos representativos. Esta etapa é a que mais demanda tempo e esforço computacional da metodologia de análise de decisão. Neste trabalho, como foram 9 modelos selecionados, 18 otimizações foram necessárias (nove para injeção de água e nove

para injeção de polímeros). Cada processo demandou em média cerca de 4000 simulações, totalizando mais de 70000 simulações.

Neste capítulo, apenas os principais resultados da otimização dos MR são apresentados, sendo que os detalhes dos processos podem ser consultados no Apêndice A desta tese. Ressalta-se que o MR1 é o caso base, cujos resultados da seleção da estratégia de produção já foram mostrados neste capítulo e, portanto, não são mostrados no apêndice.

A Tabela 5.16 resume os resultados finais obtidos após a otimização dos modelos representativos, mostrando os seguintes parâmetros: VPL, produções acumuladas de óleo e água, quantidade de água injetada, investimentos realizados, número de poços produtores e injetores e o tempo de VPL máximo.

Nesta tabela, a nomenclatura adotada para o nome das estratégias relaciona o número da estratégia de acordo com o MR para o qual ela foi otimizada, e a última letra significa o fluido para o qual a estratégia foi preparada. Por exemplo, S1W representa a estratégia obtida a partir do MR1 considerando injeção de água, S2P representa a estratégia obtida a partir do MR2 considerando injeção de polímeros e assim por diante.

Tabela 5.16 – Resultados para as estratégias de produção após a otimização dos MR

Estrat.	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	FRo	Winj (10⁶ m³)	Investimentos (10⁶ USD)	Nprod	Ninj	Número Total de Poços	Tempo de VPL Máximo
S1W	2449	62	124	0,20	141	3812	14	2	16	33
S1P	2623	67	90	0,23	119	4120	13	4	17	29
S2W	4044	88	213	0,31	251	4917	20	3	23	31
S2P	4140	106	184	0,36	236	5647	20	5	25	35
S3W	3218	82	203	0,27	268	4904	21	3	24	33
S3P	3278	89	177	0,29	258	5374	20	4	24	30
S4W	2710	77	196	0,28	252	4792	21	3	24	32
S4P	2781	79	110	0,29	183	5215	21	4	25	29
S5W	2149	63	122	0,23	135	3721	16	2	18	35
S5P	2185	66	103	0,24	164	4033	13	4	17	32
S6W	1794	58	164	0,22	196	3640	13	2	15	29
S6P	2006	60	84	0,23	153	3953	14	3	17	26
S7W	2237	63	138	0,23	165	3581	12	2	14	36
S7P	2436	64	111	0,24	174	3881	13	3	16	33
S8W	2171	65	160	0,24	193	3625	13	2	15	40
S8P	2517	76	139	0,28	185	4491	15	4	19	32
S9W	1735	65	213	0,24	265	4181	17	3	20	39
S9P	2052	68	126	0,25	207	4372	15	4	19	38

A Tabela 5.17 mostra as diferenças absolutas e relativas em vários indicadores obtidas das estratégias otimizadas para injeção de água e de polímeros. Dessa forma, delta (Δ) refere-se aos valores encontrados para as estratégias de injeção de polímeros, subtraindo-se os valores para as estratégias de injeção de água. O retorno sobre o investimento (ROI) é calculado dividindo-se a diferença no VPL pela diferença nos investimentos, de acordo com a Equação 5.1. Dessa forma, ROI neste trabalho significa o retorno no investimento feito nos projetos de injeção de polímeros em comparação com os projetos de injeção de água.

$$ROI = \frac{\Delta VPL}{\Delta Investimentos} \quad \text{Equação 5.1}$$

Tabela 5.17 – Diferenças absolutas e relativas entre as estratégias de injeção de água e de polímeros

Estratégia	ΔVPL (10⁶ USD)	ΔVPL (%)	ΔNp (10⁶ m³)	ΔNp (%)	ΔWp (10⁶ m³)	ΔWp (%)	$\Delta Investimentos$ (10⁶ USD)	Δ Investimentos (%)	ROI (%)
S1P – S1W	173	7%	5	8%	-37	-30%	308	5%	56%
S2P – S2W	66	2%	17	19%	-28	-13%	730	15%	9%
S3P – S3W	59	2%	7	9%	-26	-13%	470	10%	13%
S4P – S4W	71	3%	2	3%	-86	-44%	327	7%	22%
S5P – S5W	36	2%	3	4%	-19	-16%	312	8%	11%
S6P – S6W	212	12%	2	3%	-80	-49%	313	9%	68%
S7P – S7W	199	9%	1	2%	-26	-19%	300	8%	66%
S8P – S8W	346	16%	10	16%	-21	-13%	866	24%	40%
S9P – S9W	317	18%	1	1%	-87	-41%	190	5%	67%

Percebe-se que em alguns casos o maior benefício da injeção de polímeros foi devido ao aumento na produção de óleo (MR8, por exemplo), enquanto para outros o maior benefício foi na redução de água produzida (MR4 e MR9, por exemplo). Nesta etapa, percebe-se a importância de se utilizar indicadores econômicos (e o custo do polímero) nestas análises comparativas. No caso no MR2, por exemplo, apesar de um grande aumento na produção de óleo (19%), o aumento no VPL foi de apenas 2%. Isso ocorreu devido à grande quantidade injetada de polímeros neste caso, refletindo no grande aumento nos investimentos necessários para se chegar a esse resultado e, consequentemente, acarretando no menor retorno sobre o investimento dentre os casos analisados.

Ressalta-se que os indicadores técnicos mostrados na Tabela 5.16 referem-se ao tempo de máximo VPL do respectivo caso. Na maioria dos casos o tempo de VPL máximo para injeção de polímeros foi menor do que para injeção de água (com exceção do MR2). Se os indicadores fossem considerados no mesmo tempo tanto para injeção de polímeros quanto de

água, a diferença no óleo produzido e no fator de recuperação aumentaria, mas o desempenho econômico, medido pelo VPL, diminuiria. Portanto, neste trabalho decidiu-se considerar o tempo de VPL máximo como o tempo de produção de forma a evitar perdas econômicas, que é o objetivo principal deste trabalho. Entretanto, depende dos objetivos do tomador de decisão qual é o melhor indicador a ser usado, podendo também ser escolhido a maior produção possível em um período pré-determinado.

Em geral, as estratégias de produção obtidas para cada MR foram similares, com número de poços parecidos para as estratégias de injeção de água e de polímeros. Porém, em todos os casos, as estratégias de injeção de polímeros apresentaram maior número de injetores, devido à menor injetividade ocasionada por esse mecanismo de recuperação. Em termos econômicos, as estratégias de injeção de polímeros mostraram-se vantajosas nos casos analisados, embora em alguns casos com diferença muito pequena em relação à estratégia de injeção de água.

Após a seleção da estratégia de produção para cada MR, foram feitas as simulações cruzadas, em que se altera o fluido de injeção. A Figura 5.20 ilustra os resultados do VPL para as simulações cruzadas das estratégias obtidas a partir dos modelos representativos. As siglas WW e PP representam as estratégias otimizadas para injeção de água e de polímeros, respectivamente. A sigla WP significa estratégia otimizada para injeção de água em que se injeta polímero, enquanto PW representa as estratégias de injeção de polímeros, porém injetando-se água. São mostrados os resultados antes e após a otimização das variáveis G2 para as simulações cruzadas.

Pelo gráfico da Figura 5.20, é perceptível a significativa piora no desempenho econômico da estratégia em todos os casos analisados quando o fluido de injeção é alterado. Parte dessa perda pode ser minimizada pela otimização das variáveis operacionais, reduzindo o prejuízo. Para o caso WP, a otimização das variáveis G2 levaria a uma quantidade nula de polímero, o que seria equivalente à curva WW, por isso não está mostrada neste gráfico.

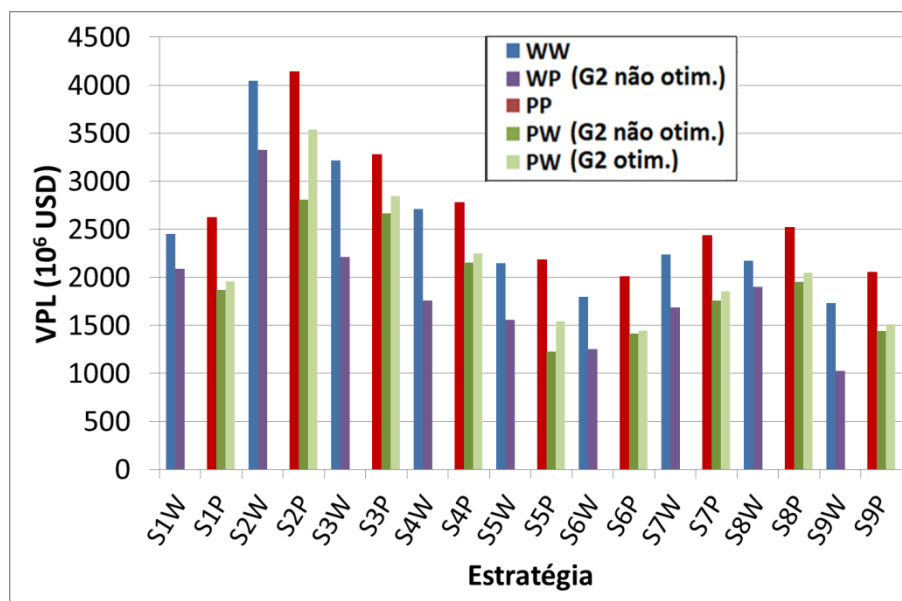


Figura 5.20 – VPL para as simulações cruzadas das estratégias obtidas após a otimização dos modelos representativos. WW e PP representam as estratégias otimizadas para injeção de água e de polímeros, respectivamente. WP significa estratégia de injeção de água em que está sendo injetado polímero e PW significa estratégia de injeção de polímero em que está sendo injetada água.

5.4 Passos 10 e 12 – Seleção da Estratégia de Produção sob Incertezas (incluindo econômicas), Curva de Risco Final e Análise de Decisão

No Passo 10, todas as 18 estratégias de produção foram submetidas à simulação em todos os cenários incertos, e os diferentes cenários econômicos são aplicados neste passo. Ao realizar este procedimento, os poços da estratégia apresentam uma significativa variabilidade de desempenho nos diversos cenários, conforme pode ser visto na Figura 5.21, que ilustra o IEPP de cada poço (ver Item 2.6.3) nos diferentes cenários para a estratégia S8P.

Portanto, poços que apresentam bom desempenho em determinado modelo, podem ter desempenho muito ruim em outros, devido a diferenças entre os modelos, como a distribuição de permeabilidade e porosidade. Por este motivo, o desempenho das estratégias difere substancialmente nos diversos cenários, devendo ser analisado o desempenho médio de todas elas.

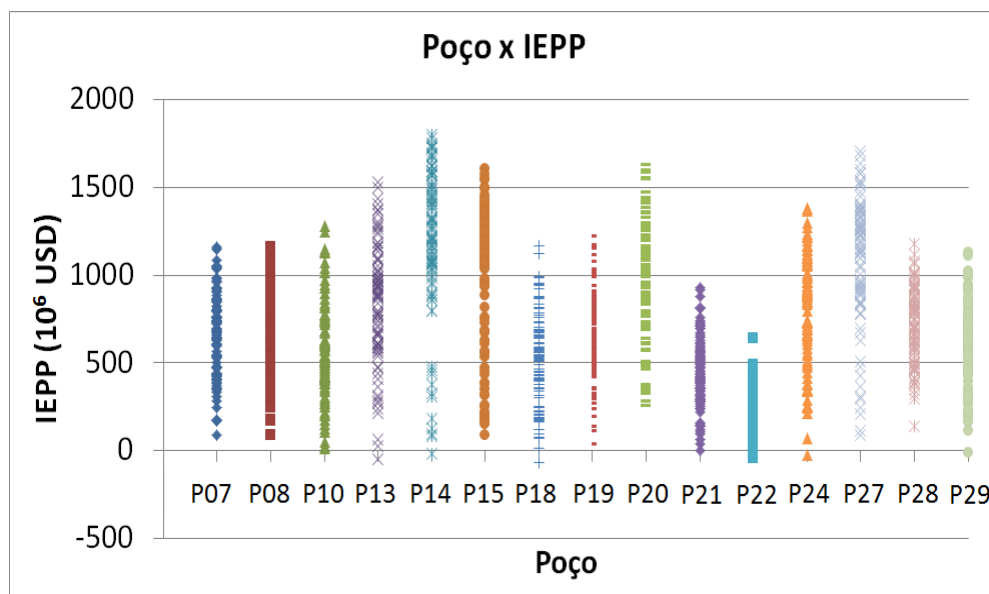


Figura 5.21 - Poço x IEPP nos diversos cenários incertos para a estratégia S8P.

A Figura 5.22 ilustra o VME para todas as estratégias. As colunas azuis representam as estratégias otimizadas para injeção de água, enquanto as colunas vermelhas representam as estratégias preparadas para injeção de polímeros. Os números dentro das colunas indicam o número total de poços para cada estratégia. Para as estratégias mais otimistas, com mais de 22 poços (S2W, S2P, S3W, S3P, S4W e S4P), injeção de água obteve um maior retorno médio do que injeção de polímeros (comparando-se as estratégias obtidas a partir do mesmo modelo representativo).

Isso aconteceu devido ao elevado custo da injeção de polímeros nestes casos (relacionado à grande quantidade de massa de polímero injetada nestes casos – Figura 5.23), que está diminuindo a eficiência destas opções de projeto, e os benefícios da injeção de polímeros não são suficientes para cobrir os investimentos extras necessários para este método de recuperação.

Na Figura 5.23, é possível ver a massa de polímero necessária para produzir um m³ extra de óleo em relação à estratégia de injeção de água. São necessários, em média, 60 kg de polímeros para produzir 1m³ a mais de óleo em relação à estratégia de água, porém este valor varia bastante de acordo com os cenários. Na melhor estratégia (S8P), foram necessários apenas 10 kg/m³.

Um ponto a se ressaltar é que, na otimização dos MR no Passo 9, feito então de forma determinística para cada modelo, a estratégia de polímeros apresentou vantagem em todos os casos, embora fosse pequena em alguns deles. Neste caso, a otimização das variáveis

operacionais possibilitaram a ocorrência desta vantagem. Já na aplicação das estratégias nos cenários incertos, não há essa flexibilidade, e uma estratégia que se mostrou superior no cenário determinístico, acabou sendo menos eficiente na média destes cenários.

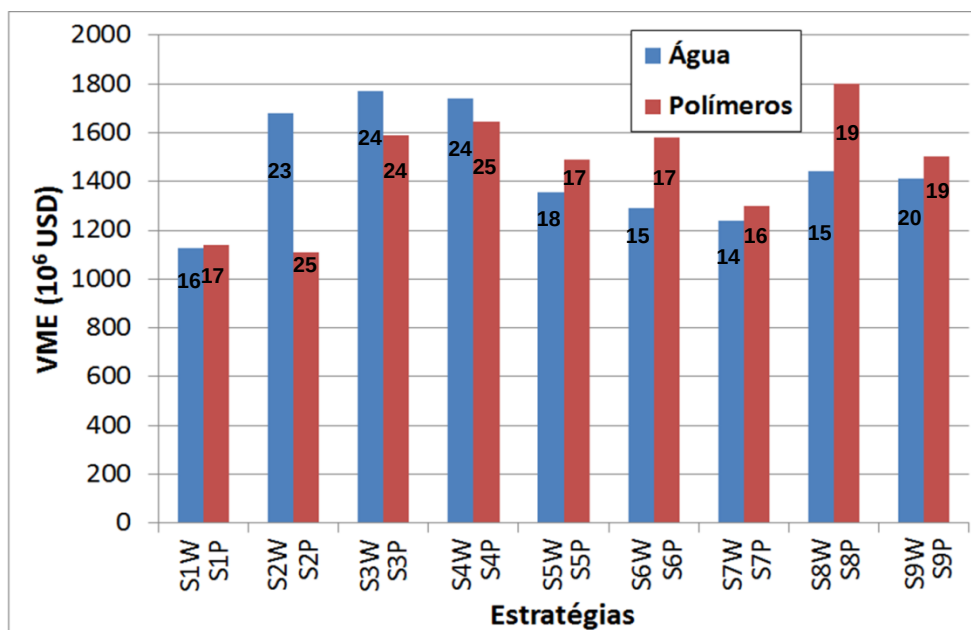


Figura 5.22 – Cálculo do VME para cada estratégia. Números dentro das colunas indicam o número total de poços em cada estratégia.

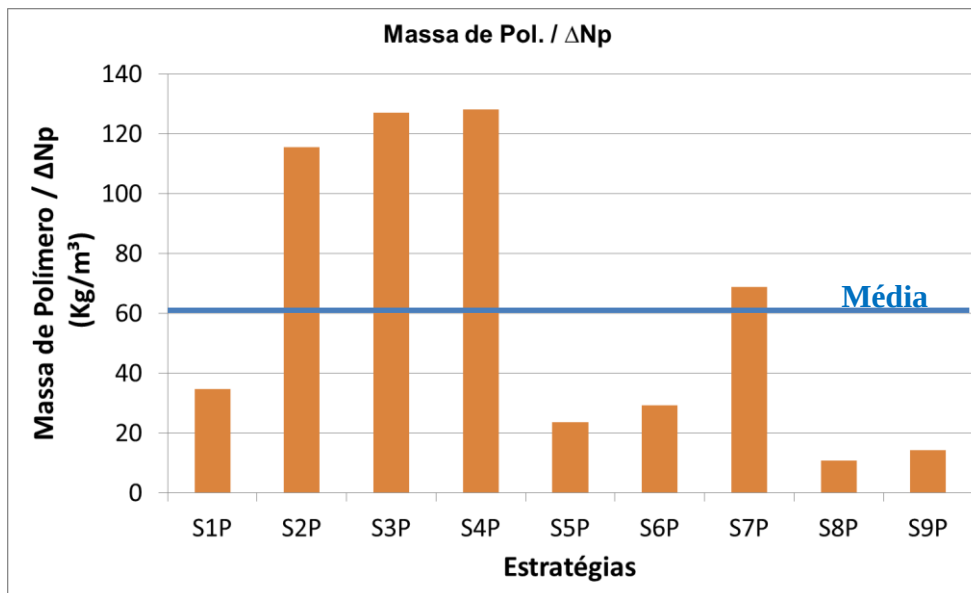


Figura 5.23 – Massa de polímero (kg) necessária para produzir 1m³ de óleo em relação à estratégia de injeção de água.

A Figura 5.24 mostra as produções acumuladas de óleo e água na média dos cenários incertos para todas as estratégias, considerando-se injeção de água e de polímeros. Pode ser visto que, em todos os casos, existe uma grande redução da água produzida pelas estratégias de injeção de polímeros. A redução média da água produzida é de 23% (146 milhões de m³

para injeção de água, contra 112 milhões de m³ para injeção de polímeros), enquanto o óleo adicional médio produzido devido à injeção de polímeros é de cerca de 5% em relação à injeção de água (60 milhões de m³ de óleo para injeção de água e 63 milhões para injeção de polímeros).

Uma abordagem comum que ocorre na indústria é a verificação da quantidade adicional de óleo produzido através da injeção de polímeros, sem levar em consideração o custo do polímero, o que também pode acarretar em decisões equivocadas em termos financeiros. No caso deste trabalho, por exemplo, a estratégia S2P tem um alto nível de produção de óleo, no entanto a quantidade de polímero injetado nesta estratégia é muito elevada, o que torna o custo associado também muito alto, diminuindo a eficiência econômica desta opção de projeto. Este resultado mostra claramente que é importante pensar também no custo do polímero, e não apenas no óleo incremental produzido por esta técnica. O custo da injeção de polímeros também fez as opções S3P e S4P serem piores do que as estratégias S3W e S4W, mesmo com maior quantidade de óleo e menos água produzida para o caso de polímeros (Figura 5.24).

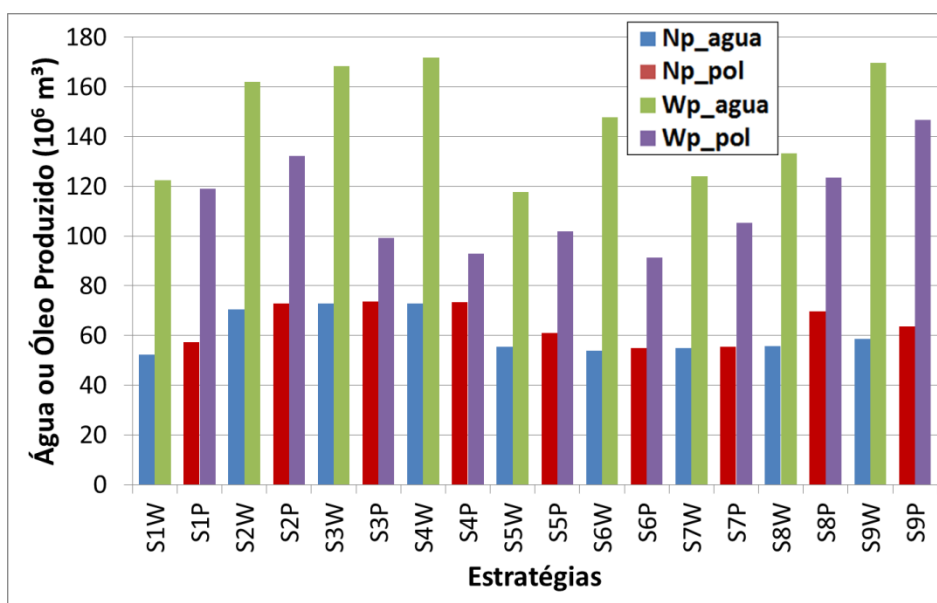


Figura 5.24 – Produções acumuladas de óleo e água, para as estratégias de água e de polímeros, considerando a média dos cenários.

5.4.1 Análise risco-retorno, seleção da melhor estratégia e curvas de risco finais

A Figura 5.25 mostra o gráfico risco-retorno, no qual os pontos azuis representam as estratégias de injeção de água e os pontos vermelhos representam as estratégias de injeção de polímeros. Para o cálculo do risco, utilizou-se o melhor VME encontrado (1,80 bilhões de dólares) como valor de referência. Assim, considera-se o risco de se obter um retorno menor do que este valor. Valores maiores que estes são considerados livres de risco.

A curva marrom é a fronteira eficiente, sobre a qual se encontram as melhores combinações para a tomada de decisão. A curva de fronteira eficiente é estabelecida pelo tomador de decisões atendendo aos critérios estabelecidos para o projeto. A curva preta é uma curva de iso-utilidade, representando o compromisso estabelecido pelo tomador de decisões entre o risco a ser tomado e o cumprimento do objetivo, não havendo preferência entre as combinações dessa curva, já que cada uma fornece o mesmo nível de satisfação, sem mudar a utilidade. Essa curva é uma aproximação que modela as preferências do tomador de decisão (podendo ser mais avessa ou mais propensa ao risco). Assim, as melhores alternativas para a tomada de decisão seriam aquelas que se encontram na junção das curvas de iso-utilidade e fronteira eficiente. Seguindo este critério, a melhor alternativa é a estratégia S8P.

De fato, a estratégia S8P é claramente o ponto ótimo dentre todas as estratégias analisadas, podendo ser escolhida sem necessidade da construção da fronteira eficiente, já que não há outros pontos nesta curva. A construção da fronteira eficiente foi realizada neste caso para ilustrar a aplicação completa da metodologia e dos conceitos envolvidos.

De acordo com o gráfico risco-retorno, algumas estratégias podem claramente ser descartadas, por apresentarem baixo retorno e alto risco, como S1W, S1P e S2P. Este resultado mostra a importância de uma avaliação de risco, uma vez que S1W e S1P foram as estratégias do caso base e quando foram aplicadas em todos os cenários apresentaram desempenho ruim.

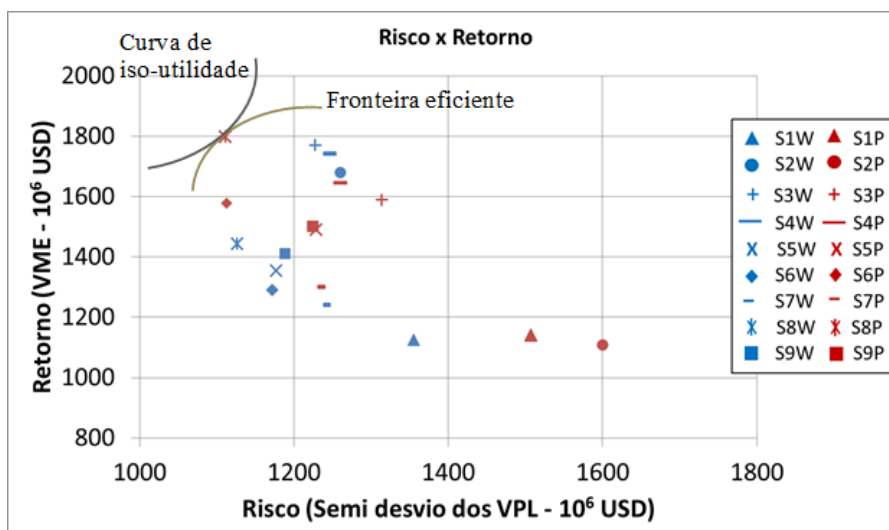


Figura 5.25 – Gráfico risco x retorno. O risco é medido pelo semi-desvio e o retorno pelo VME.

O processo de recuperação por injeção de polímeros mostrou ser uma opção adequada para o caso estudado, uma vez que a melhor opção de projeto é S8P, com o maior retorno e baixo nível de risco. Para injeção de água, a melhor estratégia é S3W, com um VME um pouco menor que S8P, mas com maior exposição. Dependendo do perfil do tomador de decisão (avesso ou tolerante ao risco), outras opções podem ser levadas em consideração. Ademais, a aplicação desta análise de decisão poderia aumentar o lucro sobre o desenvolvimento deste campo (na média dos cenários) em até cerca de 700 milhões de dólares (comparação entre S1W e S8P - Figura 5.25).

Apenas para efeito de comparação, a Figura 5.26 mostra o gráfico risco-retorno com outros indicadores de risco. Na Figura 5.26a, também é utilizado o semi-desvio, porém com valor zero de referência (são considerados para o cálculo do risco os VPL negativos, sendo os positivos considerados livres de risco). Percebe-se uma pequena mudança no nível de risco de algumas estratégias, sendo que algumas passaram a ser menos arriscadas do que a S8P, provendo novas possibilidades de escolha para o tomador de decisão.

Na Figura 5.26b, é utilizado o desvio-padrão para o cálculo do risco. Neste caso, nota-se uma grande diferença no nível de risco de várias estratégias. Dessa forma, uma possível fronteira eficiente neste caso conteria diversos pontos, proporcionando diversas opções de escolha a depender do perfil de risco do investidor. Ressalta-se, no entanto, que esta medida de risco é altamente questionável por penalizar igualmente perdas e ganhos. As estratégias S2W, S3W, S4W, S3P e S4P são as que apresentam o maior nível de risco de acordo com esta métrica por possuírem maior número de poços e maiores investimentos. Assim, estas

estratégias foram muito boas nos cenários mais otimistas e muito ruins nos cenários mais pessimistas, apresentando grande variabilidade, o que de fato é medido pelo desvio-padrão.

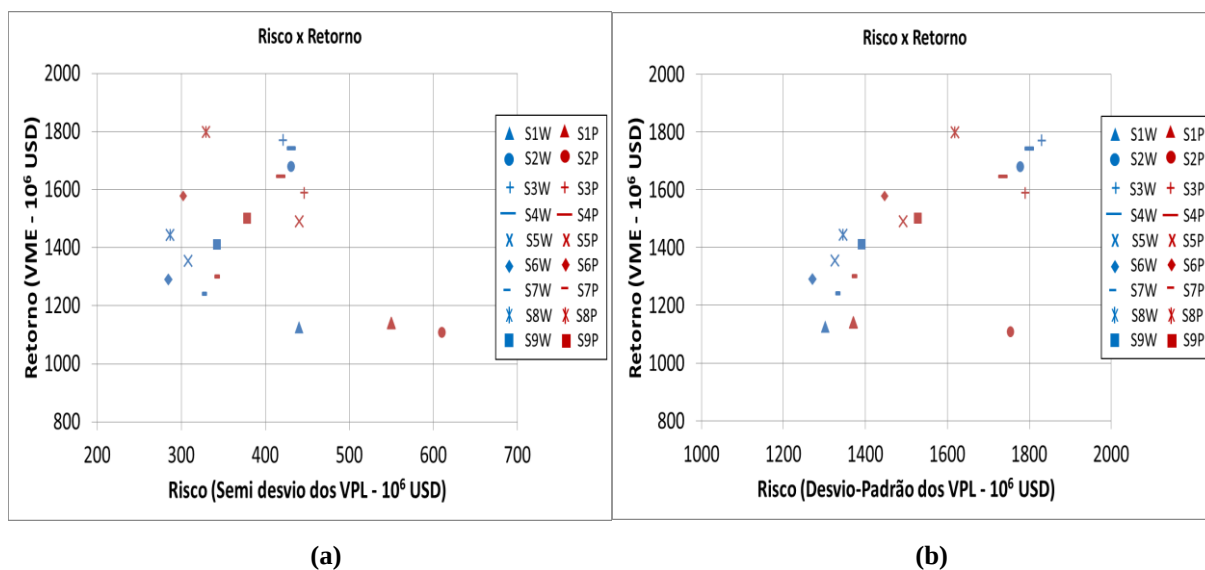


Figura 5.26 – Gráficos risco x retorno utilizando como medidas de risco: (a) Semi desvio-padrão com valor de referência 0; (b) Desvio-padrão.

Uma abordagem usualmente feita é a simples troca do fluido de injeção para análises comparativas. Já foi demonstrado em tópicos anteriores sobre as otimizações determinísticas que este tipo de comparação, feita de forma simplificada, pode acarretar em decisões equivocadas. Pela Figura 5.27, fica claro que há uma significativa perda de desempenho também na análise probabilística ao fazer essa simplificação. Nesta figura, é apresentado novamente o gráfico risco-retorno, incluindo as simulações cruzadas para as duas melhores estratégias (S8P e S3W) nos cenários incertos. Dessa forma, a nomenclatura S8PW representa a estratégia S8P injetando-se água, enquanto a sigla S3WP representa a estratégia S3W, porém injetando-se polímeros. A seta maior indica a perda de eficiência econômica ao injetar polímeros na estratégia S3W, enquanto a seta menor indica a perda ao trocar polímero por água na estratégia S8P.

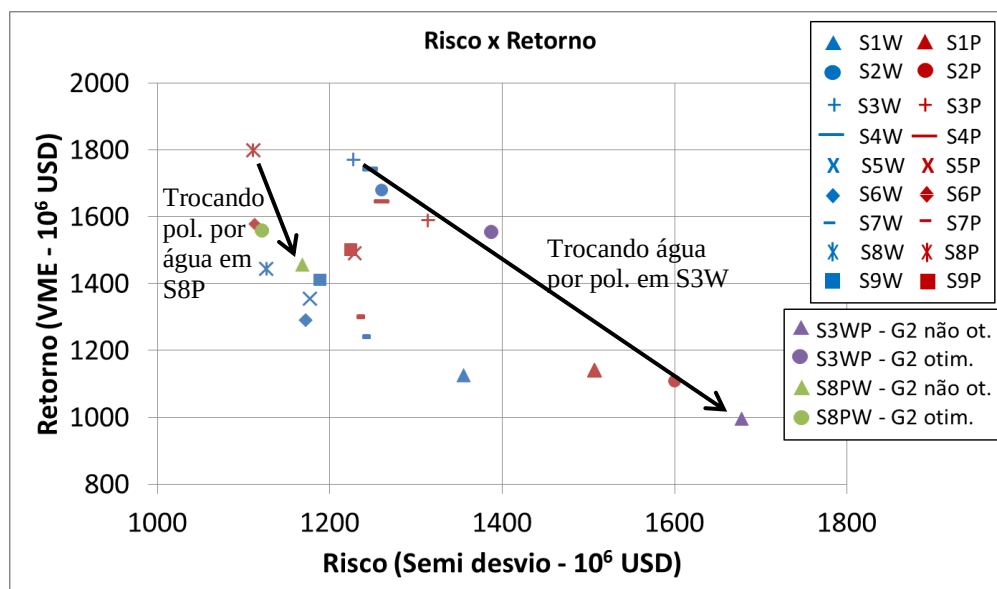


Figura 5.27 – Gráfico risco-retorno incluindo as simulações cruzadas das estratégias S8P e S3W. S8PW representa a melhor estratégia de polímero, porém injetando-se água (a seta menor indica a perda de eficiência econômica neste caso), enquanto S3WP representa a melhor estratégia de água, porém injetando-se polímeros (a seta maior indica a perda de eficiência econômica neste caso).

A maior perda de eficiência aconteceu ao trocar água por polímero na estratégia S3W, passando esta a ser a pior estratégia nesta situação. Ao trocar polímero por água na estratégia S8P, a perda de eficiência não foi tão grande. Porém, a minimização da perda pela otimização das variáveis G2 foi maior para o caso em que se trocou água por polímero. Isto ocorreu devido ao maior número de variáveis operacionais possíveis de serem readequadas neste caso, como concentração e tamanho do banco de injeção.

Portanto, a comparação entre projetos de injeção de água e de polímeros é complexa e não deve ser feita de forma simplificada. Caso se esteja avaliando a possibilidade de injetar polímeros no desenvolvimento de um campo, é importante que este fator seja considerado já no início do desenvolvimento, passando por análises e processos detalhados que envolvam separadamente os métodos que estão sendo cogitados para recuperar o campo, de forma que as comparações sejam feitas de forma adequada, evitando decisões equivocadas ou ineficientes.

A Figura 5.28 mostra as curvas de risco para todas as estratégias, com destaque para as estratégias S8P (curva azul claro) e S3W (curva verde escura), enquanto a Figura 5.29 mostra as curvas de risco S1W, S1P (curvas das estratégias do modelo base), S8P e S3W (curvas das estratégias com maior retorno para injeção de polímeros e injeção de água, respectivamente). A barra preta indica o VME de referência para cálculo do risco.

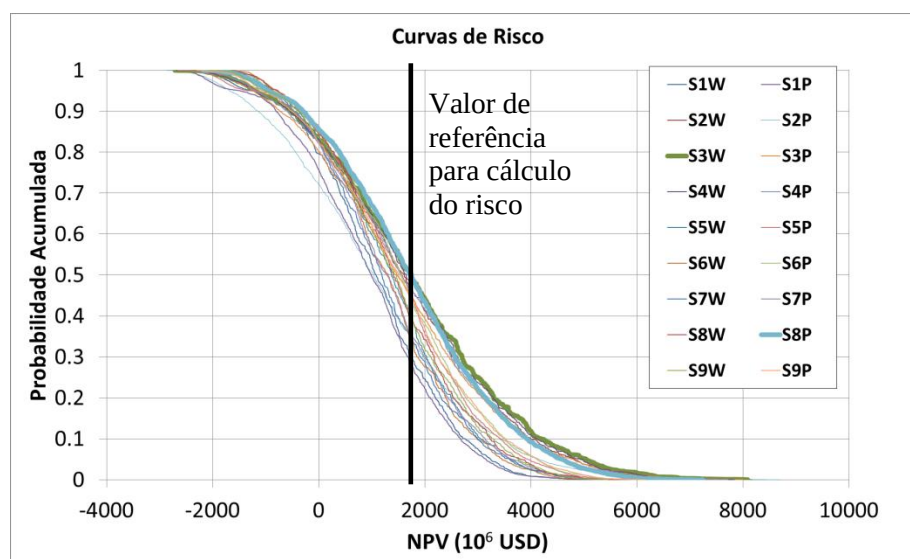


Figura 5.28 – Curvas de Risco para todas as estratégias de injeção de água e de polímeros. As curvas das estratégias S8P e S3W estão destacadas. A barra preta representa o VME de referência para cálculo do risco.

As curvas de risco finais (S3W e S8P) são bastante diferentes das curvas de risco iniciais estimadas (S1W e S1P), demonstrando também a importância de um processo de análise de risco completa, uma vez que o nível de risco foi substancialmente reduzido depois de realizado o procedimento, além do significativo aumento do ganho médio.

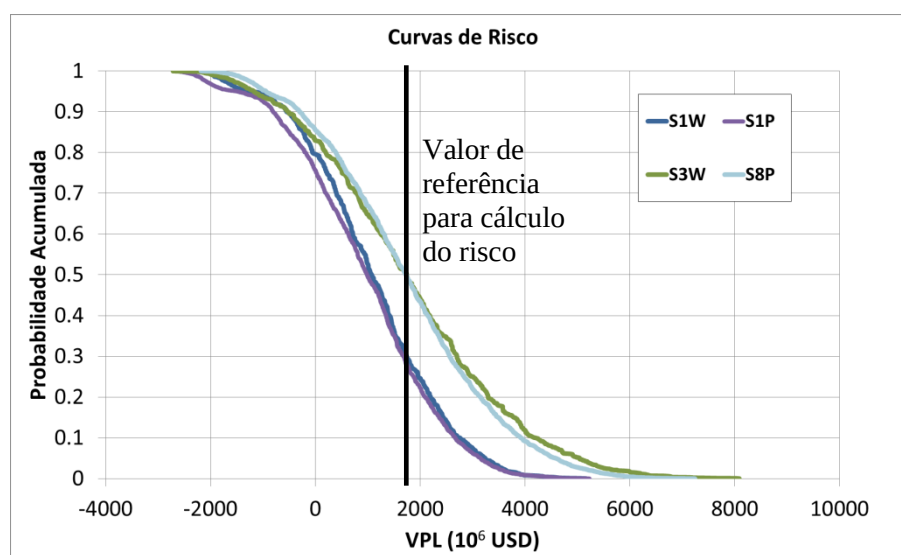
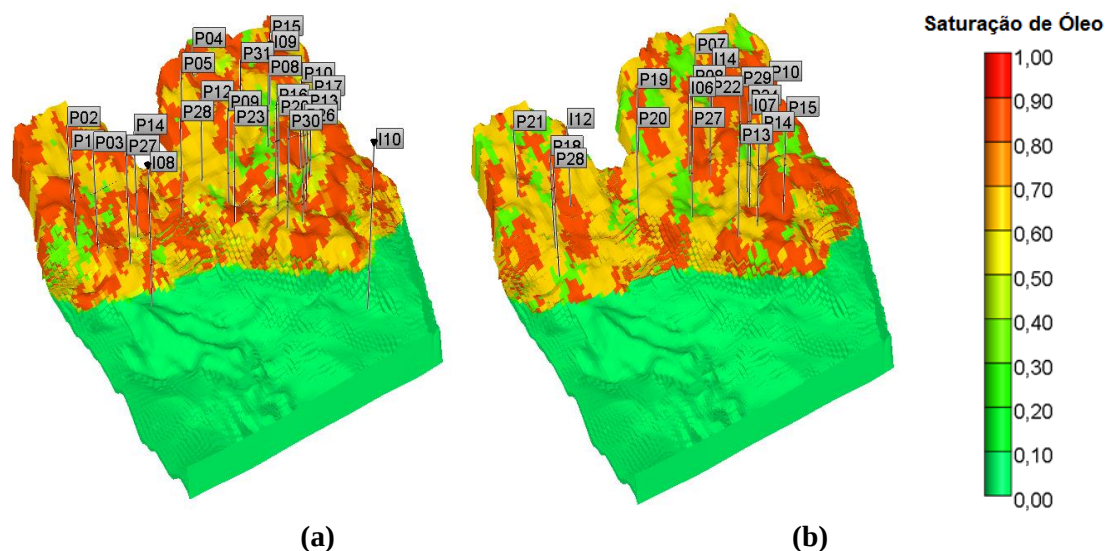


Figura 5.29 – Curvas de risco para as estratégias S1W, S1P, S3W e S8P. A barra preta representa o VME de referência para cálculo do risco.

A Figura 5.30 ilustra as estratégias S3W (esquerda) e S8P (direita). S3W tem um número maior de poços (24 contra 19) e os injetores estão mais afastados dos produtores do que em S8P, fato que ocorre devido à menor injetividade do caso de injeção de polímeros.



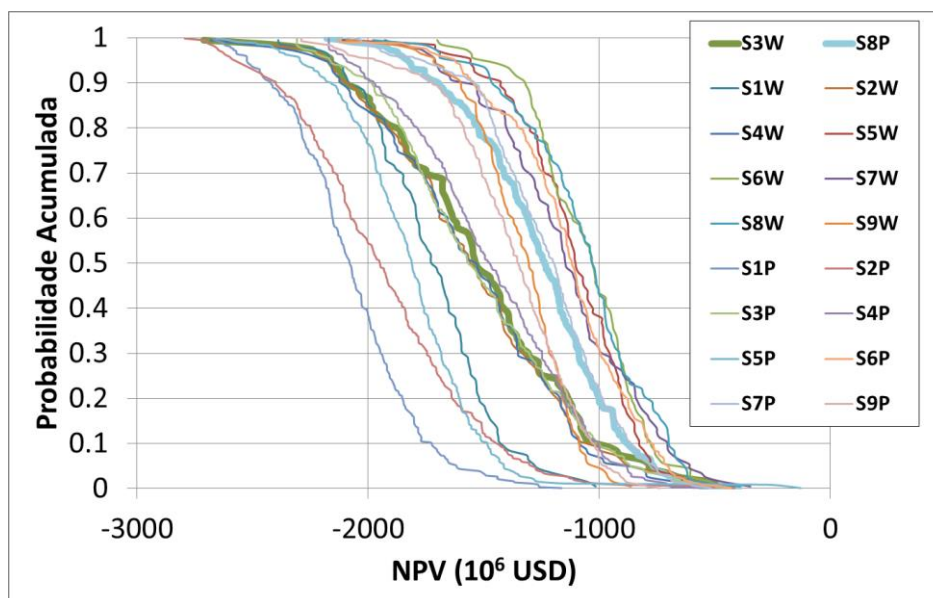


Figura 5.31 – Curvas de risco para todas as estratégias considerando somente o cenário econômico pessimista.

A Figura 5.32 mostra as curvas de risco para as estratégias S3W e S8P antes e depois da otimização das variáveis G2 para o cenário pessimista, enquanto a Figura 5.33 mostra as curvas de todas as estratégias. A Tabela 5.18 mostra o ganho do VME (chamado de VME_{pess} por se tratar apenas do cenário econômico pessimista).

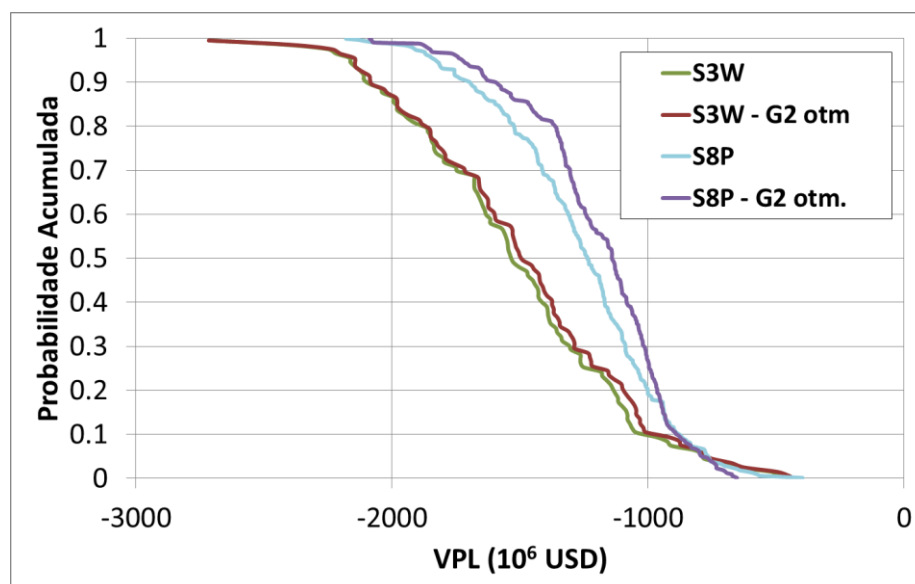


Figura 5.32 – Curvas de risco das estratégias S3W e S8P antes e depois da otimização das variáveis do grupo G2 para o cenário pessimista.

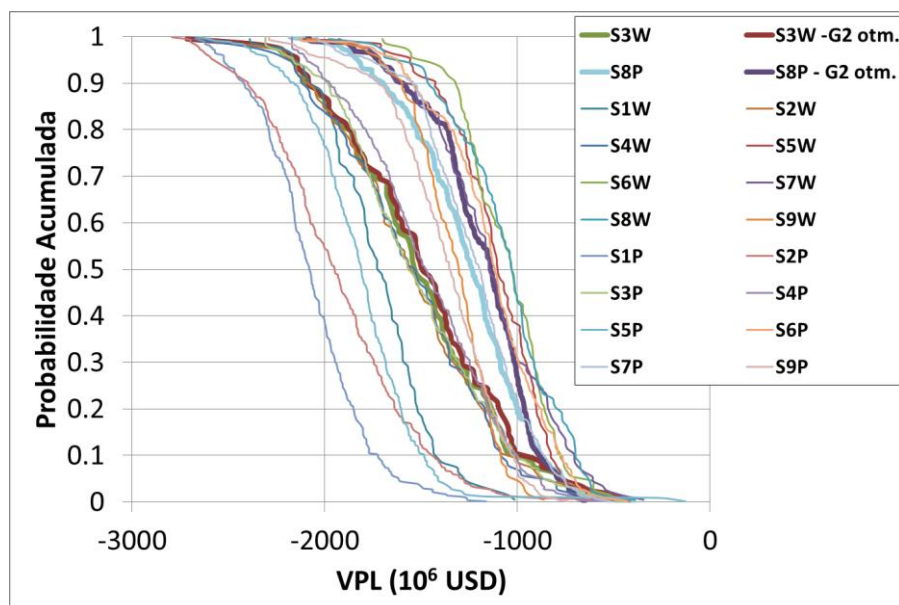


Figura 5.33 – Curvas de risco para todas as estratégias considerando o cenário econômico pessimista.

Tabela 5.18 – VME das estratégias S3W e S8P para o cenário pessimista antes e depois da otimização das variáveis G2.

Estratégia	VME _{pers} (10 ⁶ USD)	Ganho com otimização G2
S3W	-1518	-
S3W - G2 Otm.	-1490	2%
S8P	-1260	-
S8P - G2 Otm.	-1191	5%

Neste cenário, a estratégia de injeção de polímeros (S8P) mostrou desempenho bastante superior à estratégia de injeção de água (S3W), fato refletido tanto nas curvas de risco (Figura 5.32) quanto no valor do VME. Isso ocorreu devido à diferença entre essas estratégias em termos das variáveis do grupo G1, principalmente a diferença no número de poços, que era maior para a estratégia de água. Analisando-se as curvas de todas as estratégias (Figura 5.33), todas as estratégias com elevado número de poços (S2W, S2P, S3W, S3P, S4W e S4P) obtiveram desempenho ruim em relação a outras estratégias. As estratégias do modelo base (S1W e S1P) também obtiveram desempenho ruim neste cenário.

A otimização das variáveis operacionais proporcionou um ganho de 2% no VME do cenário pessimista para a estratégia de água e de 5% para a estratégia de injeção de polímeros. Além do maior ganho para a estratégia de polímeros, percebe-se também que, após a otimização, a curva risco da estratégia S8P conseguiu se aproximar mais das curvas das melhores estratégias, o que não ocorreu com a curva da estratégia S3W. Isto aconteceu devido

à maior flexibilidade para injeção de polímeros, devido ao maior número de variáveis operacionais (como concentração e tamanho do banco de injeção). Nesta abordagem, em que há a otimização apenas das variáveis G2, é para o caso em que o campo já esteja desenvolvido. No caso em que o cenário pessimista ocorra ainda no estágio de desenvolvimento do campo, é possível refazer a otimização das variáveis G1.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi realizada uma análise de decisão comparativa entre injeção de água e de polímeros, de forma a se analisar a viabilidade da implementação deste método de recuperação no desenvolvimento de um campo de óleo pesado em cenários incertos. A metodologia consistiu na calibração e otimização da estratégia de produção do modelo base (considerando injeção de água e de polímeros), geração de cenários incertos e curvas de risco iniciais, seleção de modelos representativos, otimização das estratégias de produção dos modelos representativos, combinação das estratégias nos cenários incertos, inclusão de incertezas econômicas, análise risco-retorno e geração das curvas de risco finais. No Item 6.1 são discutidas as conclusões do processo de otimização determinística do caso base, enquanto no Item 6.2 são apresentadas as principais conclusões para o processo de análise de decisão. Já no Item 6.3 são listadas algumas sugestões para atividades futuras.

6.1 Conclusões do Processo de Otimização Determinística do Caso Base

Em relação à otimização determinística do caso base, foi demonstrado que é importante realizar a otimização separadamente para injeção de água e de polímeros, de forma que as comparações entre esses dois métodos de recuperação sejam feitas de forma mais precisa. Análises simplificadas, através apenas da mudança do fluido de injeção, podem levar a decisões equivocadas. Por exemplo, injetar polímeros numa determinada estratégia de produção que não foi devidamente preparada para esta opção pode resultar num resultado econômico pior do que para injeção de água, podendo levar o tomador de decisão à conclusão de que a injeção de polímeros não seria adequada para aquela situação.

Porém, nesta situação, a comparação entre os dois métodos de recuperação não é adequada, visto que aquela estratégia de produção não foi previamente otimizada considerando injeção de polímeros. Para uma comparação acurada sobre qual dentre estes dois métodos de recuperação é o mais vantajoso, o procedimento ideal é levar em consideração o fluido de injeção desde o início do desenvolvimento do campo, obtendo a melhor eficiência econômica possível para o projeto.

O processo de otimização por hierarquização de variáveis mostrou-se eficiente, permitindo que fossem verificadas etapas com maior influência na função-objetivo, demandando maior número de simulações nestas etapas. Além disso, permite flexibilidade ao processo, de forma que a ordem das etapas e o número de vezes que são executados podem ser alterados, de acordo com os critérios e objetivos de quem estiver realizando o procedimento.

A divisão das variáveis de otimização em dois grandes grupos (de projeto e operacionais) também é importante para dar flexibilidade ao processo. Depois da estratégia escolhida, as variáveis de projeto não podem ser alteradas. Porém, caso o fluido de injeção para esta estratégia seja alterado, a re-otimização das variáveis operacionais (aquelas que podem ser alteradas no cotidiano operacional) pode diminuir a perda econômica resultante dessa alteração. No caso da injeção de polímeros, essa flexibilidade é maior do que para injeção de água, já que há mais variáveis a serem otimizadas, como concentração e duração do banco de injeção.

Nesta tese, foi utilizada como função-objetivo o indicador econômico VPL, porém a metodologia permite o uso de outros indicadores, como produção acumulada de óleo ou fator de recuperação. O VPL foi escolhido por ser uma ferramenta que possibilita uma comparação apropriada entre injeção de polímeros e injeção de água, já que considera as receitas provenientes da produção de óleo, o custo da produção de óleo, o custo da produção e injeção de água, o custo da injeção de polímeros e a velocidade de recuperação. É importante levar em consideração o custo da injeção de polímeros (utilizando-se indicadores econômicos), pois apesar dos possíveis benefícios resultantes da injeção de polímeros (aumento da produção de óleo e diminuição na produção de água), deve-se levar em consideração que há um custo adicional para atingir esses benefícios, o que pode acarretar em menor eficiência do projeto.

Outro motivo para a escolha de um indicador econômico como função-objetivo é que foi considerado o desenvolvimento do campo desde o início, sendo que em algumas etapas os investimentos não eram fixos. Nestas etapas, como foi mostrado neste trabalho, o retorno econômico e a produção de óleo não possuem forte correlação. A utilização, neste caso, somente de um indicador técnico poderia levar a uma estratégia de produção superdimensionada, resultando em perda econômica do projeto. A partir do momento em que os investimentos são fixos (por exemplo, com o número de poços e a capacidade de plataforma já determinados), o VPL e a produção de óleo apresentam forte correlação.

Em relação ao cronograma de abertura de poços, ao contrário de trabalhos anteriores, foi verificado que este apresentou grande influência na função-objetivo, principalmente pelo tempo de abertura dos poços injetores. As melhores opções foram abrir os injetores em datas posteriores aos produtores, devido à presença de óleo pesado no modelo. A abertura precoce dos injetores leva, neste caso, à irrupção de água ocorrer muito cedo, consequentemente elevando o nível de produção de água.

Na otimização do caso base, foi verificada vantagem da utilização da injeção de polímeros em relação à injeção de água, com um VPL 7% maior, um incremento na produção de óleo de 8% e uma diminuição de 30% na produção de água. As estratégias de produção obtidas foram similares, sendo 16 poços para injeção de água (14 produtores e 2 injetores) e 17 para injeção de polímeros (13 produtores e 4 injetores). Também foi observado que os injetores no caso de injeção de polímeros localizaram-se mais próximos dos produtores do que o caso de injeção de água. Esta diferença na localização e o maior número de injetores devem-se à menor injetividade no caso de injeção de polímeros, devido à maior viscosidade da solução de injeção.

6.2 Conclusões do Processo de Análise de Decisão

Assim como nas conclusões para o caso determinístico, na análise probabilística também foi demonstrado que análises efetuadas de forma simplificada, em que há apenas troca do fluido de injeção, podem levar a decisões sub-ótimas e significativa perda de eficiência econômica.

Assim, a comparação entre projetos de injeção de água e de polímeros é bastante complexa e deve-se evitar fazer simplificações. Para obter as vantagens dos custos adicionais dos polímeros, é preciso um planejamento prévio para que se possa escolher uma estratégia adequada para este tipo de fluido injetado. Portanto, caso se esteja avaliando a possibilidade de injetar polímeros no desenvolvimento de um campo, é importante que este fator seja considerado já no início do desenvolvimento, passando por análises e processos detalhados que envolvam separadamente os métodos que estão sendo cogitados para recuperar o campo, de forma que as comparações sejam feitas de forma adequada, evitando decisões equivocadas ou ineficientes.

No caso deste trabalho, a maior perda ocorreu ao trocar água por polímero em uma estratégia otimizada para injeção de água. Entretanto, a otimização das variáveis operacionais

pôde minimizar essa perda. A troca de polímero por água numa estratégia otimizada para injeção de polímeros também acarretou em perdas, porém não de forma tão significativa quanto no caso anterior. A minimização dessas perdas foi maior para o caso em que se trocou água por polímeros, já que neste caso há mais variáveis operacionais para serem otimizadas, como duração do banco e concentração da solução polimérica.

A metodologia de análise de decisão efetuada proporciona ao tomador de decisão ferramentas para que possa decidir qual a melhor dentre diversas opções de projeto que podem ser implementadas, de acordo com seus objetivos e perfil de risco, minimizando a possibilidade de escolhas ruins. Além disso, foi demonstrada neste trabalho a importância em se trabalhar com cenários incertos, ao invés de se utilizar apenas um cenário determinístico. As curvas de risco finais obtidas das estratégias de produção após a execução de todos os passos da análise de decisão diferenciaram-se significativamente das curvas de risco iniciais, estimadas com base nas estratégias do caso base. A metodologia aplicada proporcionou uma significativa redução do risco, bem como um grande aumento no retorno econômico médio em relação às estratégias do modelo base.

Em relação à seleção da estratégia de produção dos modelos representativos, a exemplo do caso base, estes também apresentaram estratégias similares em relação à injeção de água e de polímeros, com números parecidos de poços entre cada caso, porém com maior número de injetores para injeção de polímeros. Foi verificada vantagem da injeção de polímeros em todos esses casos, em menor ou maior grau, já que a diferença de VPL variou de 2 a até 18% para os casos estudados. Em alguns casos, o grande benefício da injeção de polímeros foi no aumento na produção de óleo (chegando a até 19%), em outros o maior benefício foi na redução de água produzida (chegando a uma redução de até 49%).

Nesta etapa, também foi demonstrada a importância da utilização de indicadores econômicos (e do custo do polímero) nestas análises comparativas, já que em alguns casos, apesar do grande aumento na produção de óleo, não houve aumento significativo do VPL, devido à grande quantidade de polímero injetada, que refletiu num grande aumento nos investimentos necessários para injeção de polímeros nestes casos.

O processo de recuperação por injeção de polímeros mostrou ser uma opção viável para o caso estudado, podendo ser levado em consideração para o desenvolvimento de campos de óleo pesado, com desempenho que pode superar a injeção de água, como o ocorrido neste trabalho, em que uma das estratégias com injeção de polímeros apresentou o maior retorno, com um baixo nível de risco. Entretanto, um estudo detalhado deve ser feito para cada caso, a

fim de se confirmar a viabilidade dessa técnica em outros casos. A metodologia pode, ainda, ser aplicada a outros tipos de métodos de recuperação avançada e outros tipos de reservatório.

Analisando-se somente o cenário pessimista, é possível melhorar o desempenho das estratégias selecionadas caso esse cenário se confirme, através da re-otimização das variáveis operacionais (grupo G2). Esse ganho tende a ser maior para o caso de injeção de polímeros, devido ao maior número de variáveis operacionais que podem ser otimizadas, trazendo mais flexibilidade para este método de recuperação.

6.3 Sugestões para Atividades Futuras

Alguns pontos que não foram abordados nesta tese e que podem dar continuidade ou aperfeiçoar o objeto de estudo deste trabalho são listados a seguir como recomendação para trabalhos futuros:

- Aplicar a metodologia em um caso em que há pouca flexibilidade (por exemplo, campo em fase avançada de desenvolvimento) e verificar se há vantagem na utilização da injeção de polímeros;
- Introduzir outras incertezas dentro do processo, principalmente àquelas que têm grande relação com os processos de injeção de polímeros, como a injetividade;
- Considerar cenários econômicos pessimistas já na seleção e otimização dos modelos representativos, de forma que estratégias otimizadas e adequadas a estes cenários possam ser avaliadas como opções de projeto no decorrer do processo de análise de decisão. Verificar nesta análise o aumento do esforço computacional e os ganhos obtidos com esta abordagem;
- Incluir dentro do estudo o conceito de valor da informação, verificando-se a viabilidade em adquirir novas informações sobre o campo (através de perfuração de novos poços ou estudos sísmicos) e seu impacto no retorno financeiro do projeto, já que estas novas informações demandariam custos e investimentos adicionais;
- Estudo da implementação de flexibilidade operacional (uso de válvulas ou outros mecanismos de recuperação inteligente), junto à injeção de polímeros.

REFERÊNCIAS

- ADASANI, A. A.; BAI, B., **Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria**, Journal of Petroleum Science and Engineering – 79, pp. 10–24, 2011.
- AL-BAHAR, M. A.; MERRILL, R.; PEAKE, W.; JUMAA, M.; OSKUI, R. **Evaluation of IOR Potential within Kuwait**. SPE 88716. In: 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2004.
- ALUHWAL, O. K. H. **Simulation Study of Improving Oil Recovery by Polymer Flooding in a Malaysian Reservoir**. Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering, Universiti Teknologi Malaysia, 2008, 187 pp. Dissertação de Mestrado.
- ALVARADO, V.; POTSCH, K.; REICH, E.; YUNFENG, Y. **Integration of a Risk Management Tool and Analytical Simulator for Assisted Decision-Making in IOR**. SPE 100217. In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Viena, Áustria, Junho de 2006.
- ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. **Enhanced Oil Recovery: An Update Review**. Energies - Open Access Journal. Pp. 1529-1575, Agosto de 2010.
- BARRETO, C. E. A. G. **Estudo de Caso Sobre Corte de Água Ótimo**. Unisim On-line, Ano IV, Volume 8, 41^a Edição, julho de 2009. Disponível em <<http://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N41.PDF>>. Acesso em 30/06/2015.
- BOTECHIA, V. E. **Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incertezas**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2012, 127 pp. Dissertação de Mestrado.
- BOTECHIA, V. E.; GASPAR, A. T.; SCHIOZER, D. J. **Use of Well Indicators in the Production Strategy Optimization Process**. SPE 164874. In: EAGE Annual Conference and Exhibition Incorporating SPE Europec, Londres, Reino Unido, 2013.
- BOVOLENTA, H. D. **Valor da Informação Incorporando Flexibilidade Operacional**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2010, 124 pp. Dissertação de Mestrado.
- CARPITA, M.; MARCOLINI, M.; BATTISTELLI, A. **Simulation of the Effects of Hydrophilic Polymer Adsorption on Two-Phase Flow of Oil-Water Mixtures**. In: Proceedings of TOUGH Symposium 2006, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, 2006.

COSTA, A. P. A. **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2003, 240 pp. Tese de Doutorado.

COSTA, A. P. A.; SCHIOZER, D. J.; MOCZYDLOWER, P.; BEDRIKOVETSKY, P. **Use of Representative Models to Improve the Decision Making Process of Chemical Flooding in a Mature Field.** SPE 115442. In: 2008 SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Moscou, Rússia, 2008.

CUNHA, J. C.; **Recent Developments on Application of Decision Analysis for the Oil Industry.** SPE 108703. In: 2007 International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Veracruz, México, 2007.

DAVISON, P.; MENTZER, E. **Polymer Flooding in North Sea Reservoirs.** SPE 9300-PA. SPE Journal, Vol. 22, Issue 3, pp. 353-362, 1982.

DEMIN, W.; QUN, L.; XIAOHONG, G.; YAN, W. **The Engineering and Technical Aspects of Polymer Flooding in Daqing Oil Field.** SPE 64722. In: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 2000.

DICKSON, J. L.; LEAHY-DIOS, A.; WYLIE, P. L. **Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies.** SPE 129768. In: 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, 2010.

DOMINGUEZ, J. G.; WILLHITE, G. P. **Retention and Flow Characteristics of Polymer Solution in Porous Media.** SPE 5835. SPE Journal, Vol. 17, N. 2, pp. 111-121, 1977.

DU, Y.; GUAN, L. **Field-Scale Polymer Flooding: Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years.** SPE 91787. In: 2004 SPE International Petroleum Conference, Puebla, México, 2004.

ESTRADA, J. **Mean-semivariance Behavior: Downside Risk and Capital Asset Pricing.** International Review of Economics & Finance 16, pp. 169-185, 2007.

FAROUQ ALI, S. M.; THOMAS, S. **The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods.** SPE 4026. Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 35, N. 7, pp. 57-63, 1996.

FOX, R.W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J. **Introdução à Mecânica dos Fluidos.** 6ª Edição, Rio de Janeiro: LTC, 2006.

GAO, C. H. **Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery.** SPE 150384. In: SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011.

GASPAR, A. T. F. S.; BARRETO, C. E. A. G.; SCHIOZER, D. J. **Assisted Process for Design Optimization of Oil Exploitation Strategy.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016.

GOODYEAR, S. G.; GREGORY, A. T. **Risk Assessment and Management in IOR Projects**. SPE 28844. In: European Petroleum Conference, Londres, 1994.

GREEN, D. W.; Willhite G. P. **Enhanced Oil Recovery**. SPE Textbook Series Vol. 6, EUA, 1998.

HAYASHI, S. D. **Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2006, 118 pp. Dissertação de Mestrado.

HIRASAKI, G. J.; POPE, G. A. **Analysis of Factors Influencing Mobility and Adsorption in the Flow of Polymer Solution Through Porous Media**. SPE 4026. SPE Journal, Vol. 14, N. 4, pp. 337-346, 1974.

JAFARIZADEH, B.; KHORSHID-DOUST, R. R. **A Method of Project Selection Based on Capital Asset Pricing Theories in a Framework of Mean-semideviation Behavior**. International Journal of Project Management 26, pp. 612-619, 2008.

KAMINSKY, R. D.; WATTENBARGER, R. C.; SZAFRANSKI, R. C.; COUTEE, A. S. **Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development**. IPTC 11200. In: International Petroleum Technology Conference, Dubai, Emirados Árabes Unidos, 2007.

LAKE, L. W. **Enhanced Oil Recovery**. Prentice Hall, New Jersey, EUA, 1989.

LAMAS, L. F. O. **Comparação entre Estratégias de Produção para Projetos de Injeção de Polímeros e de Água**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2014, 106 pp. Dissertação de Mestrado.

LI, Z.; DELSHAD, M.; LOTFOLLAHI, M.; KOH, H.; LUO, H.; CHANG, H. L.; ZHANG J.; DEMPSEY, P.; BRENNAN, B. **Polymer Flooding of a Heavy Oil Reservoir with an Active Aquifer**. SPE 169149. In: SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, 2014.

LITTMAN, W. **Polymer Flooding: Developments in Petroleum Science**, No. 24. Elsevier, Amsterdam, Holanda, 1988.

LOPES, L. F.; SILVEIRA, B. M. O.; MORENO, R. B. Z. L.; **Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications**. *International Journal of Engineering & Technology*, Vol. 14, No:03, pp. 35-41, 2014.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na indústria do petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002.

MAHESHWARI, Y. K. **A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment**. Departamento de Engenharia de Petróleo e Geofísica Aplicada, Faculdade de

Engenharia e Tecnologia, NTNU (Norwegian University of Science and Technology), Noruega, 2011, 110 pp. Dissertação de Mestrado.

MANRIQUE, E. J.; MUCI, V. E.; GURFINKEL, M. E.; **EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in The United States**. SPE 100063. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 10, N. 6, pp 667-686, 2007.

MARKOWITZ, H. M. **Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments**. Cowles Foundation Monograph 16, John Wiley and Sons Inc, EUA, 1959.

MASCHIO, C.; CARVALHO, C. P. V. C.; SCHIOZER, D. J. **Aplicação da Técnica do Hipercubo Latino na Integração do Ajuste de Histórico com a Análise de Incertezas**. In: 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás, Fortaleza, Brasil, Outubro de 2009.

MEIRA, L. A. A.; COELHO, G. P.; SANTOS, A. A. S.; SCHIOZER, D. J. **Selection of Representative Models for Decision Analysis Under Uncertainty**. Computers & Geosciences, pp 67-82, volume 88, Março 2016.

MELO, M. A.; HOLLEBEN, C. R. C.; SILVA, I. P. G.; CORREIA, A. B.; ROSA, A. J.; LIMA, J. C. **Evaluation of Polymer Injection Projects in Brazil**. SPE 94898. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, Junho de 2005.

MEZZOMO, C. C. **Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005, 175 pp. Tese de Doutorado.

MIAN, M. A. **Project Economics and Decision Analysis – Volume II: Probabilistic Models**. PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma, EUA, 2002, 411pp.

MIGLICCO, T. P. **Polymer Flood Operations: East Texas Field**. SPE 14658. In: SPE East Texas regional Meeting, Texas, EUA, 1986.

NEEDHAM, R. B.; DOE, P. H. **Polymer Flooding Review**. SPE 17140. Journal of Petroleum Technology, Vol. 39, N.1 2, pp. 1503-1507, 1987.

NEWENDORP, P. D; SCHUYLER, J. **Decision Analysis for Petroleum Exploration**, 2nd Edition. Planning Press TM, Aurora, CO, EUA, 2000.

O'LEARY, W. B.; BOIVIN, J. W.; DASINGER, B.; BECK, D.; GOLDMAN, L. M.; WERNAU, W. C. **Biocide Evaluation Against Sessile Xanthan Polymer-Degrading Bacteria**. SPE 13588. SPE Reservoir Engineering, Vol. 2, Issue 4, pp. 647-652, 1987.

ORMAN, M. M.; DUGGAN T. E. **Applying Modern Portfolio Theory to Upstream Investment Decision Making**. SPE-54774-JPT, Journal of Petroleum Technology Vol. 51, N. 3, pp. 50-53, 1999.

RAVAGNANI, A. T. S. G. **Avaliação Econômica de Projetos de E&P**. Unisim On-line, Ano III, Volume 2, nº 23, jan. 2008. Disponível em <<http://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF>>. Acesso em 07/07/2015.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; MAZO, E. O. M. and SCHIOZER, D. J. **A Case Study of the Structure of the Process for Production Strategy Selection**. International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry. vol. 4-5, pp 9-15, 2011.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.

SALOMÃO, M. C.; FIGUEIREDO JÚNIOR, F. P. **Risk Analysis for Comparison of Development Plans – Application of Utility Theory and Value of Information in a Real Field**. SPE 107194. In: Europec/EAGE Conference and Exhibition, Londres, Reino Unido, 2007.

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B.; COSTA, A. P. A. e SANTOS, J. A. M. **Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition**. Journal of Petroleum Science and Engineering, pp 131-141, número 1-2, vol. 44, 2004.

SCHIOZER, D. J.; SANTOS, A. A. S.; DRUMOND, P. S., **Integrated Model Based Decision Analysis in Twelve Steps Applied to Petroleum Fields Development and Management**. SPE 174370. In: Europec 2015, Madri, Espanha, 2015.

SCHIOZER, D. J.; AVANSI, G. D.; SANTOS, A. A. S. **Risk Quantification Combining Geoestatistical Realizations and Discretized Latin Hypercube**. Aceito para publicação na J. Braz. Soc. Mech. Sci. Eng., 2016.

SCHURZ, G. **Field Preparation of Polymer Solutions Used to Improve Oil Recovery**. SPE 4254. In: SPE Symposium on Handling of Oilfield Water, Los Angeles, California, EUA, 1972.

SCHUYLER, J., **Risk and Decision Analysis in Projects**. 2nd Edition. Project Management Institute Inc., Pennsylvania, USA, 2001.

SERIGHT, R. S.; CAMPBELL, A. R.; MOZLEY, P. S., **Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations**. SPE 121460. In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Texas, EUA, 2009.

SHIRIF, E. **Mobility Control by Polymers under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach**. SPE 64506. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Austrália, 2000.

SHUPE, R. D. **Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers**. Journal of Petroleum Technology, Vol. 33, N. 8, pp. 1513-1529, 1981.

SMITH, F. W. **The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media.** SPE 2422. Journal of Petroleum Technology, Vol. 22, N. 2, pp. 148-156, 1970.

SORBIE, K. S. **Polymer-improved Oil Recovery.** CRC Press, Inc. EUA e Canadá, 1991.

STEAGALL, D. E. **Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2001, 89 pp. Dissertação de Mestrado.

SZABO, M. T. **Some Aspects of Polymer Retention in Porous Media Using a C¹⁴-Tagged Hydrolyzed Polyacrylamide.** SPE 4668. SPE Journal, Vol. 15, N. 4, pp. 323-337, 1975.

TABER, J.J.; MARTIN, F.D.; SERIGHT, R.S., **EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects.** SPE 35385. SPE Journal, Vol. 12, N. 3, pp. 189-198, 1997.

TEIXEIRA, R. A. **Reologia e teste de Deslocamento de Soluções Poliméricas com Potencial de Uso em Recuperação Avançada de Petróleo.** Salvador: Departamento de Engenharia e Arquitetura, Universidade Salvador, 2005, 159 pp. Dissertação de Mestrado.

WANG, J.; DONG, M. **Optimum Effective Viscosity of Polymer Solution for Improving Heavy Oil Recovery.** Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 67, Issues 3-4, pp. 155-158, 2009.

WASSMUTH, F. R.; GREEN, K.; ARNOLD, W.; CAMERON, N. **Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo.** Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 48, N. 2, pp. 55-61, 2009.

XAVIER, A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2004, 159 pp. Dissertação de Mestrado.

ZAMPIERI, M. F. **Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2012, 105 pp. Dissertação de Mestrado.

ZHOU, W.; ZHANG, J.; FENG, G.; JIANG, W.; SUN, F.; ZHOU, S.; LIU, Y. **Key Technologies of Polymer Flooding in Offshore Oilfield of Bohai Bay.** SPE 115240. In: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Austrália, 2008.

APÊNDICE A – Otimização dos Modelos Representativos

Neste apêndice, são mostrados os resultados obtidos na otimização dos modelos representativos MR2 a MR9. O MR1 não é abordado aqui, pois se trata do modelo base, cujos resultados já foram abordados no decorrer da tese.

A.1 Resultados do MR2

Passo 6.1 – Número e localização de poços

A estratégia inicial do MR2 consistiu em 10 produtores e 5 injetores, tanto para injeção de água quanto para injeção de polímeros, sendo os produtores completados na camada superior e os injetores na camada inferior.

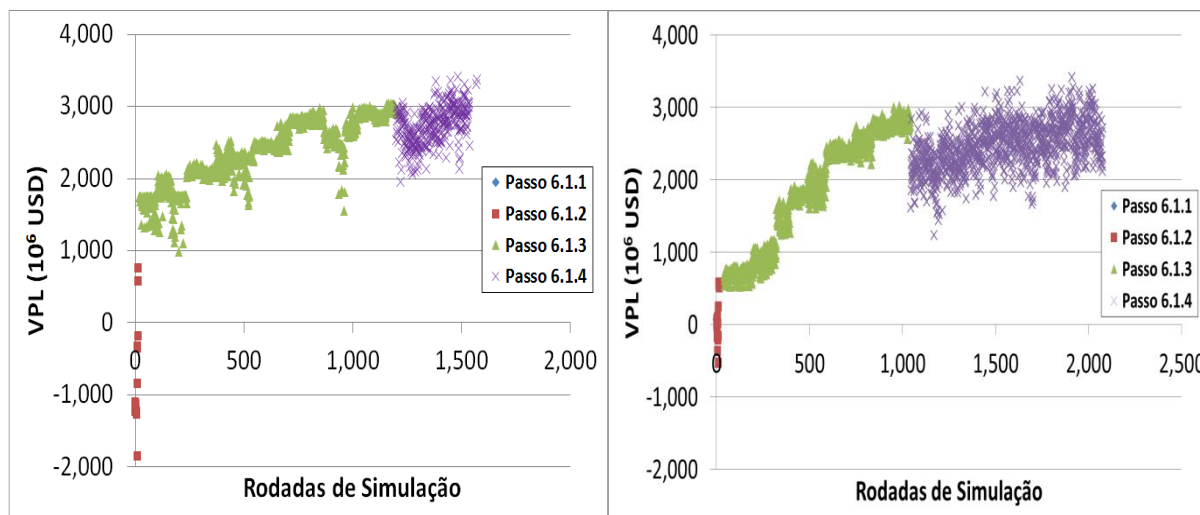
Ao final do Passo 6.1.2 (retirada de poços), foram retirados do modelo de simulação 3 produtores e cinco injetores para a estratégia de água, totalizando 7 produtores e nenhum injetor ao final deste passo. Para a estratégia de polímeros, foram retirados 2 produtores e 2 injetores, totalizando 8 produtores e 3 injetores ao término deste passo.

Ao final do Passo 6.1.3 (acréscimo de poços), na estratégia de água foram acrescentados com sucesso (aumento na função-objetivo) 13 produtores e 3 injetores (totalizando ao final deste passo 20 produtores e 3 injetores). Para a estratégia de polímeros, foram acrescentados 12 produtores e 2 injetores (resultando ao final deste passo em 19 produtores e 5 injetores).

No Passo 6.1.4 foi otimizada a localização dos poços, testando-os em diferentes posições no modelo de simulação.

A Figura A.1 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação dos Passos 6.1.1 a 6.1.4 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). A Figura A.2 mostra a correlação entre VPL e N_p para os mesmos passos e ambas as estratégias. Ressalta-se que nos passos 6.1.2 e 6.1.3 os investimentos são variáveis, dessa forma não há uma relação direta entre aumento da produção de óleo e aumento no VPL, indicando que o número de poços encontrado nesses poços está próximo de uma solução ótima global. Já no Passo 6.1.4 há uma forte correlação entre VPL e N_p , já que o número de poços, e consequentemente, os investimentos, são fixos. Estas observações são válidas para a otimização de todos os modelos representativos, que serão apresentados na sequência.

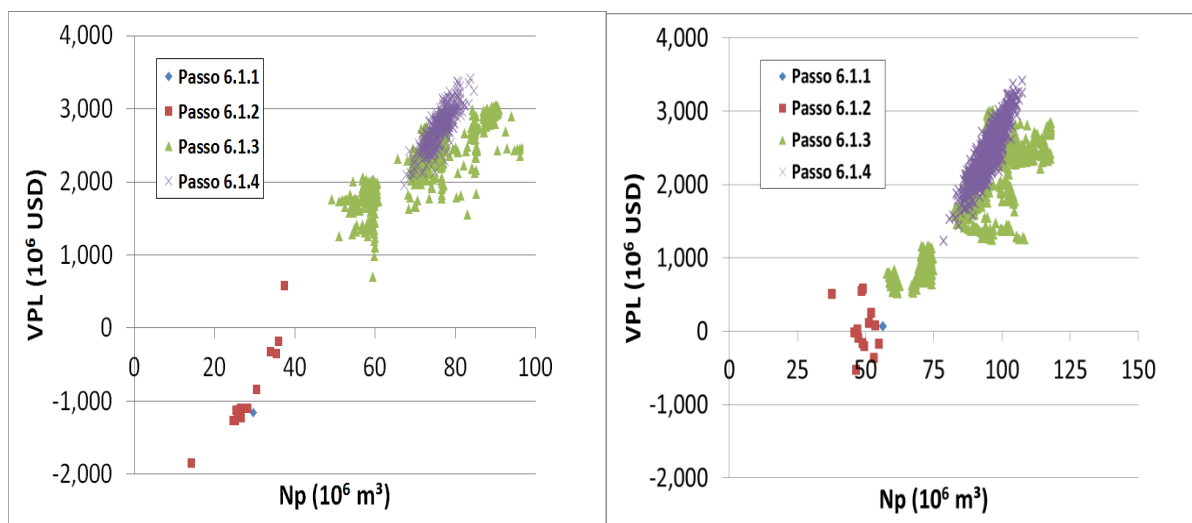
A Tabela A.1 mostra os resultados obtidos ao final do Passo 6.1 para o VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados, comparando-os com a estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, para as estratégias de injeção de água e de polímeros.



(a)

(b)

Figura A.1 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.1 a 6.1.4 (estratégia inicial, retirada, acréscimo e posição dos poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR2).



(a)

(b)

Figura A.2 – Correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.4 (estratégia inicial, retirada, acréscimo e posição dos poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR2).

Tabela A.1 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR2)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶)	Wp (10 ⁶)	FRo	Winj (10 ⁶)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
-----------------	------------------------------	--------------------------	--------------------------	-----	----------------------------	-------------	------------	---

		m ³)	m ³)		m ³)			
Passo 6.1.1 – Inj. água	-1036	30	183	0,10	241	10	5	3797
Passo 6.1.4 – Inj. água	3249	87	302	0,31	328	20	3	5400
Passo 6.1.1 – Inj.	67	50	141	0,17	165	10	5	4459
Passo 6.1.4 – Inj.	3272	106	241	0,37	294	19	5	6260

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.2 e A.3 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores limites para produção de líquidos da plataforma que resultaram no maior VPL, sendo 40000 m³/dia para injeção de água e 32000 m³/dia para injeção de polímeros. Ressalta-se que o maior benefício nesta etapa é na redução do custo de plataforma, adequando-a a um valor mais adequado para a estratégia resultante no Passo 6.1.

Tabela A.2 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR2)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
38500	3486	87	300	0,30	328	1431	4864
39000	3509	87	301	0,30	328	1444	4877
39500	3531	88	301	0,30	328	1457	4890
40000	3542	88	302	0,30	328	1470	4917
40500	3528	88	302	0,30	328	1482	4929
41000	3510	88	302	0,30	328	1495	4942

Tabela A.3 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR2)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
30500	3597	98	211	0,34	257	1214	5556
31000	3651	103	217	0,35	261	1240	5590
31500	3657	106	230	0,36	294	1253	5620
32000	3742	106	241	0,36	294	1265	5632
32500	3699	106	241	0,36	294	1278	5650
33000	3686	106	241	0,36	294	1291	5664

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

Como foi verificado durante a otimização do modelo base que esta etapa exerce significativa influência na função-objetivo devido ao óleo pesado característico do modelo, foram geradas diversas opções de cronograma, ao invés de apenas as seis opções sugeridas na metodologia. A Figura A.3 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 3,967 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 3,889 bilhões.

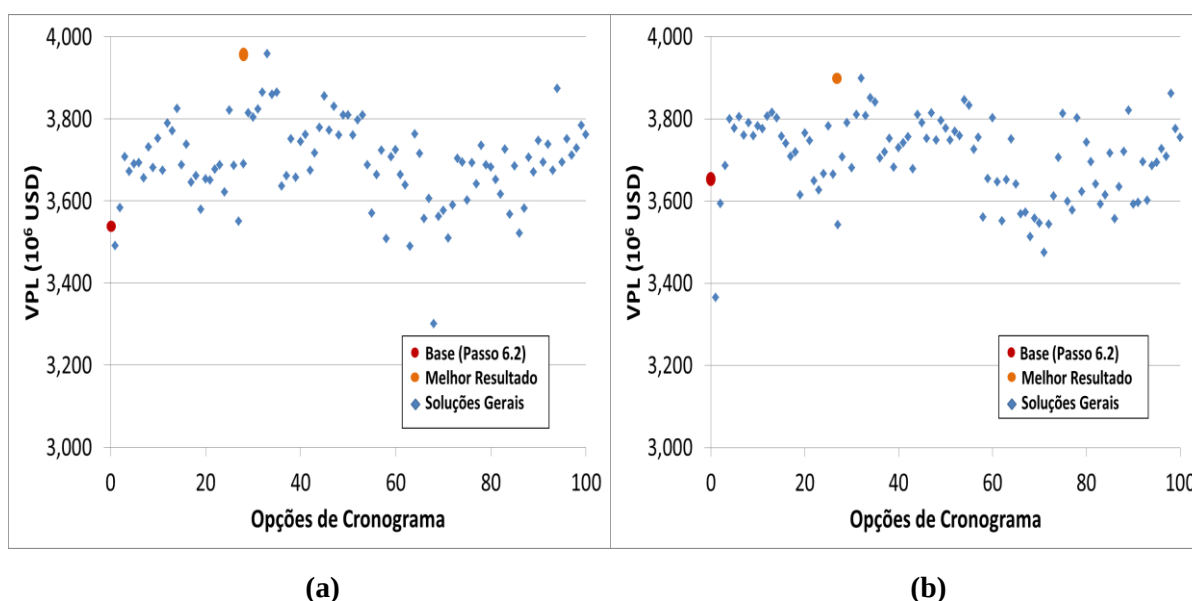


Figura A.3 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR2).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção e BHP, não foi encontrado resultado melhor do que o final do passo anterior para ambos os casos (Figura A.4). Já na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores, houve um pequeno ganho para ambos os casos (Figura A.5).

Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água ficou em USD 4,043 bilhões e de polímeros em USD 4,013 bilhões. Os próximos passos referem-se apenas ao caso de injeção de polímeros.

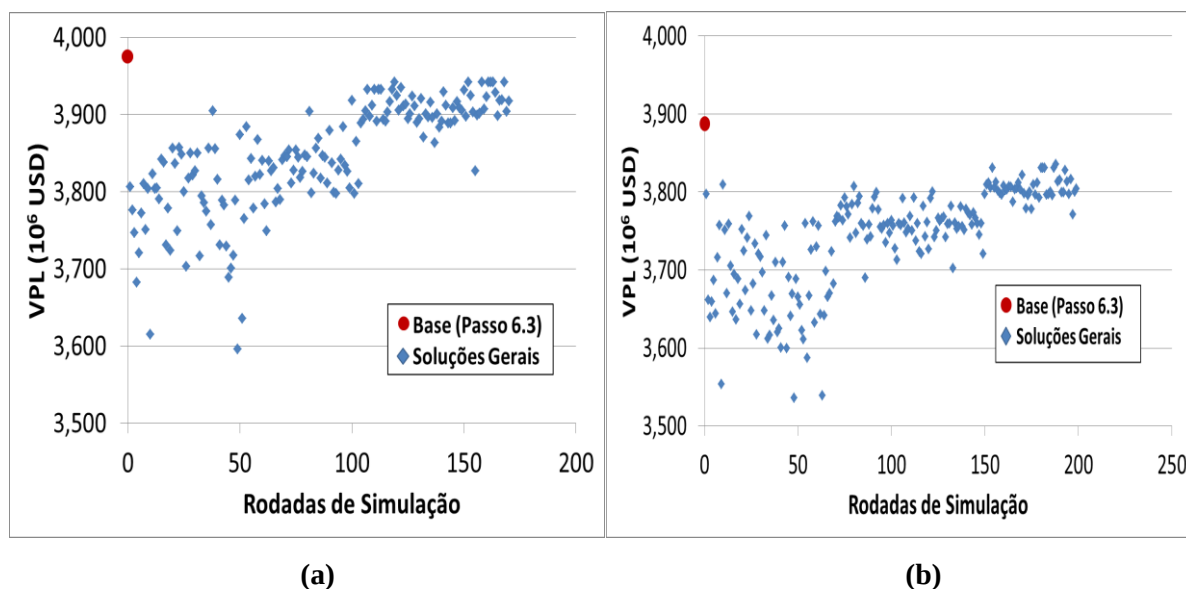


Figura A.4 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR2).

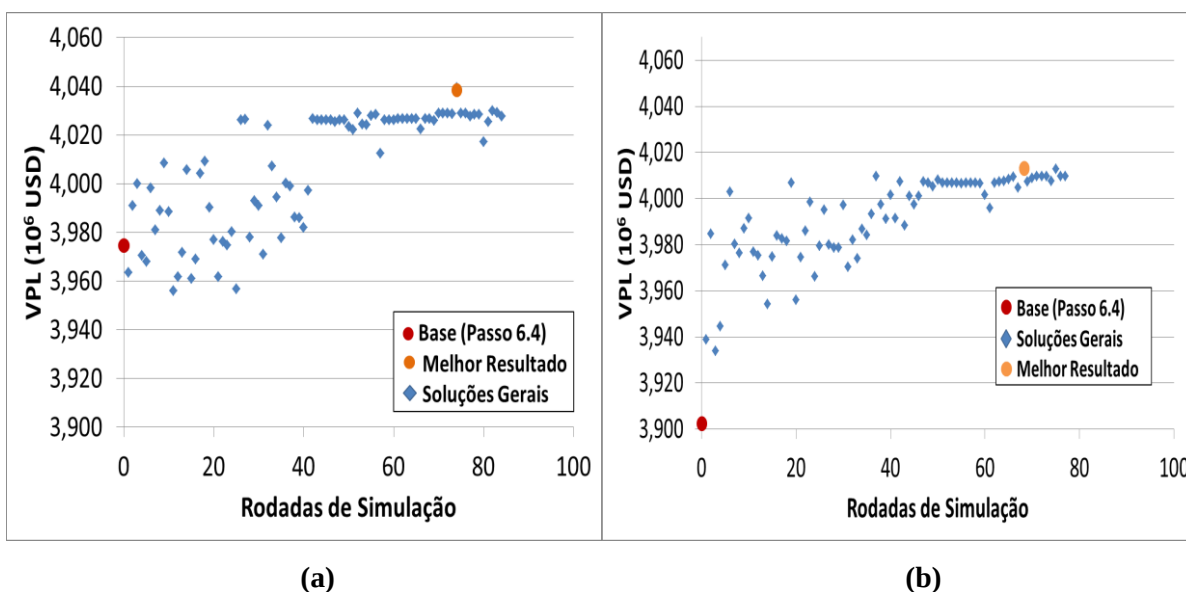


Figura A.5 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR2).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.6 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando o banco em janeiro de 2014 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 31

anos. Dessa forma, para o caso do MR2 a injeção de polímeros é bastante longa, sendo quase todo o período de simulação.

Para a concentração da solução polimérica, o melhor resultado obtido foi alterar a concentração para 1750 ppm em todos os injetores.

A Tabela A.4 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

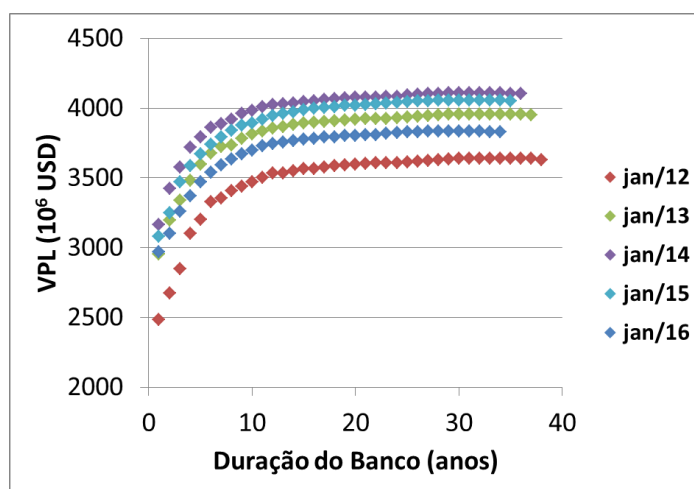


Figura A.6 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR2).

Tabela A.4 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR2).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	-1036	30	183	0,10	241	10	5	3797
Inicial – Inj. polím.	67	50	141	0,17	165	10	5	4459
Otimizada – Inj. água	4044	89	213	0,31	251	20	3	4917
Otimizada – Inj. polím.	4140	108	184	0,36	236	20	5	5647

A Figura A.7 faz uma comparação entre as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água. As linhas azuis referem-se à injeção de água, enquanto as linhas vermelhas referem-se à injeção de polímeros.

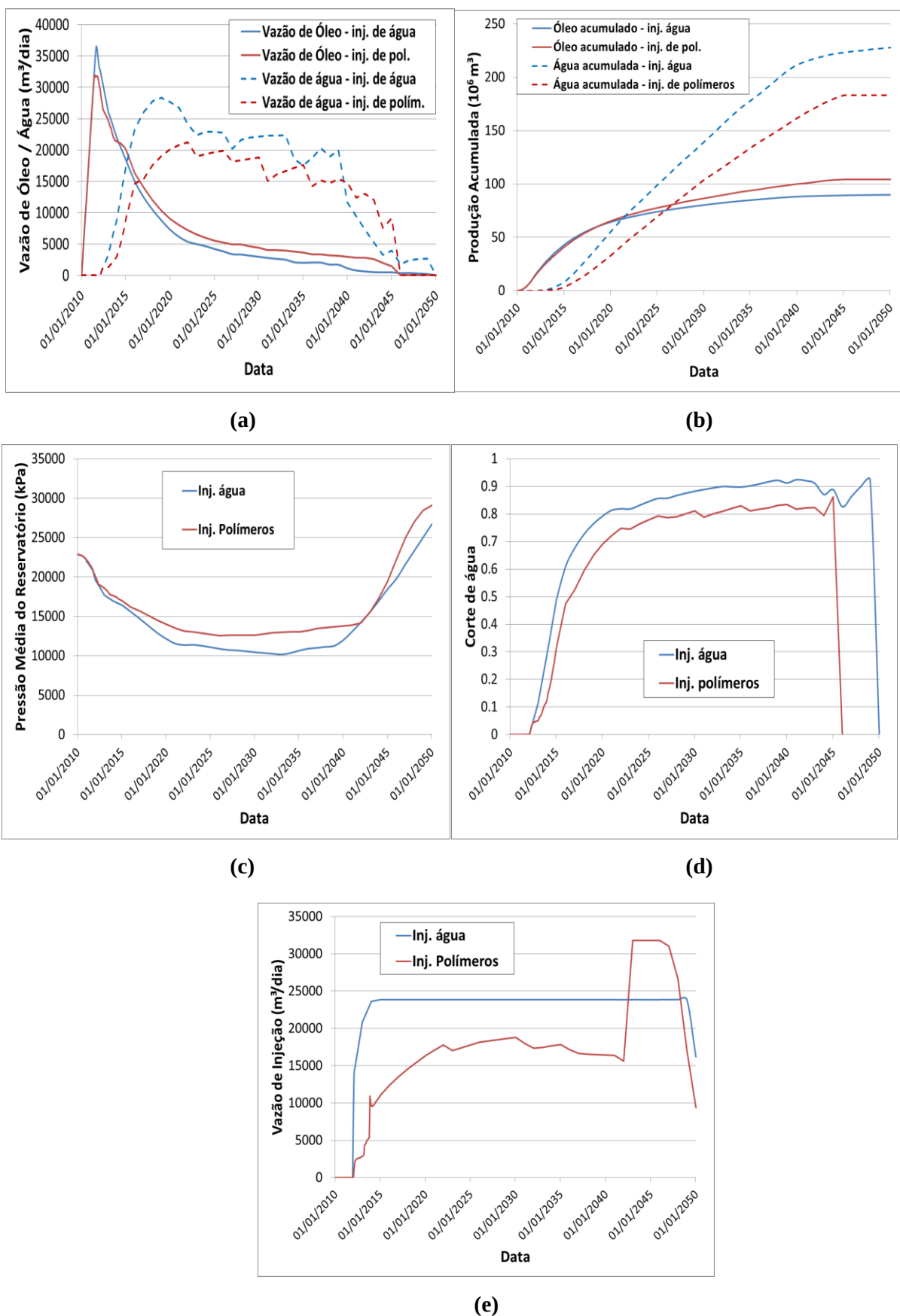


Figura A.7 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR2: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.8 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita). Nota-se que a varredura foi mais eficiente para o caso de polímeros. Além disso, percebe-se também que, apesar do número parecido de poços entre as estratégias, uma diferença está na localização dos injetores, que se situam mais longe dos produtores para o caso de injeção de água. Dois dos injetores do caso de injeção de água situam-se no aquífero (região verde da figura), enquanto todos os injetores do caso de polímeros encontram-se na zona de óleo.

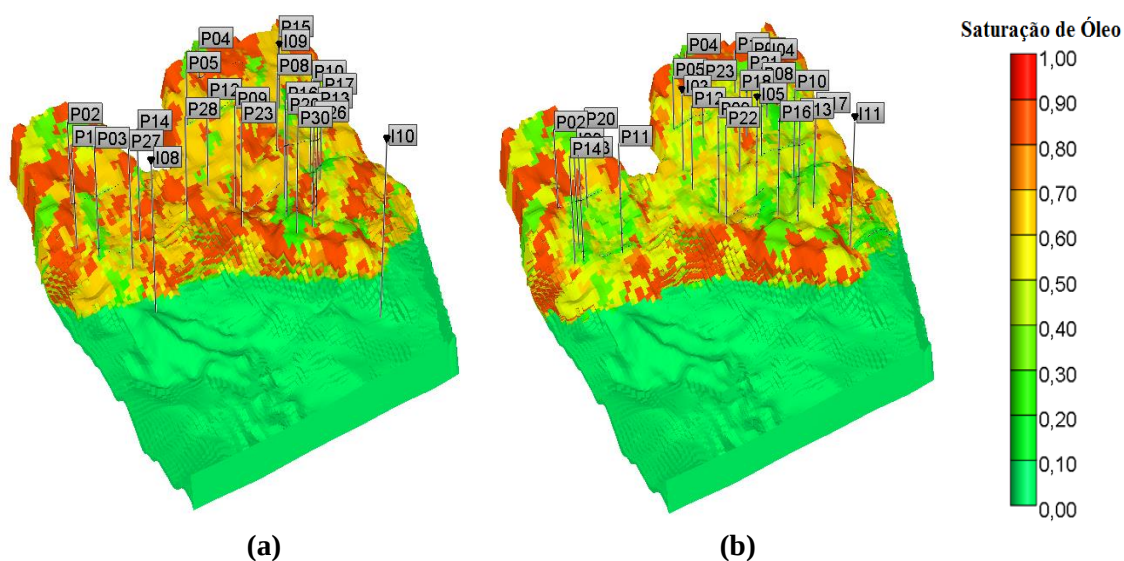


Figura A.8 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR2).

Simulações Cruzadas

Após as otimizações, realiza-se as simulações cruzadas, que significam injetar água na estratégia de polímeros e injetar polímeros na estratégia de água. Deve-se, também, otimizar as variáveis G2 neste caso. Mais informações sobre as simulações cruzadas podem ser obtidas nos itens 3.3 e 5.1.

A Figura A.9 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR2, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita). Percebe-se por essas figuras a importância em se re-otimizar as variáveis operacionais caso o fluido de injeção seja alterado, já que as curvas com os fluidos alterados (WP e PW, curvas roxa e verde) aproximaram-se muito das curvas das estratégias otimizadas (PP e WW, curvas vermelha e azul). O ganho com essa re-otimização foi maior para o caso de polímeros sendo

injetado na estratégia de água (WP) devido ao maior número de variáveis G2 que podem ser otimizadas (banco e concentração), o que dá maior flexibilidade para este caso.

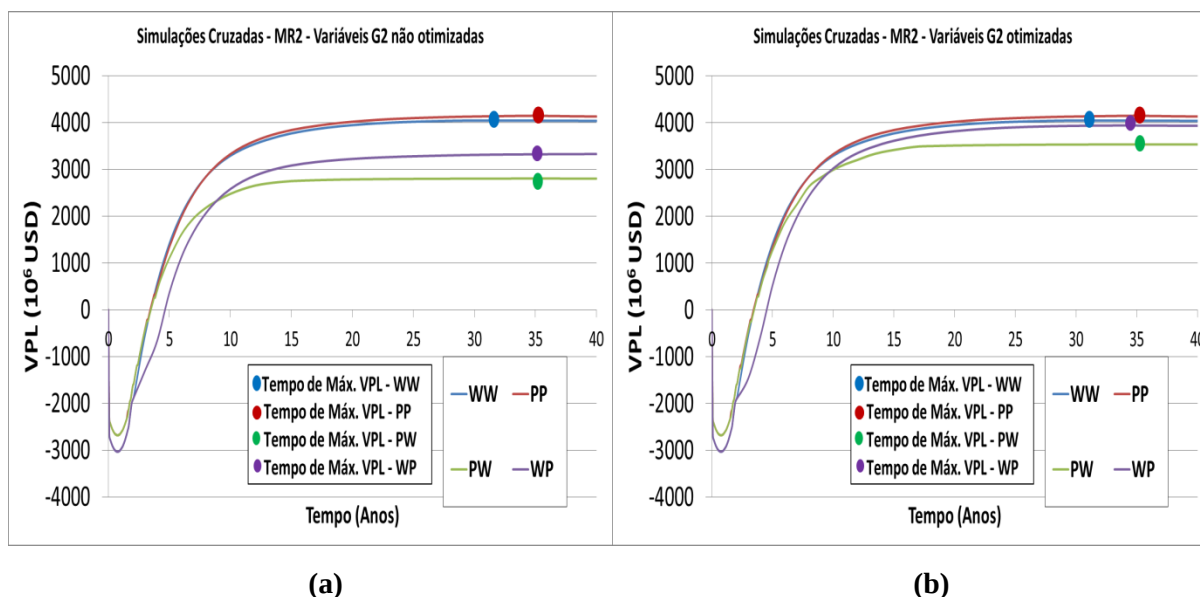


Figura A.9 – Simulações cruzadas para o MR2 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.2 Resultados do MR3

Passo 6.1 – Número e localização de poços

Para o modelo representativo MR3, por possuir características semelhantes ao MR2, foi utilizada como estratégia inicial a estratégia otimizada do MR2, de forma a começar o processo com uma estratégia mais próxima do ótimo e diminuir o número de simulações necessárias. Ressalta-se que nessa primeira etapa a escolha da estratégia inicial não é crítica e não afeta os resultados dos passos posteriores. Assim, para a estratégia de injeção de água, o processo teve início com 20 produtores e 3 injetores, enquanto o processo para injeção de polímeros teve início com 20 produtores e 5 injetores.

Para a estratégia de injeção de água, ao final dos Passos 6.1.2 e 6.1.3, foi retirado do modelo de simulação 1 produtor, e também acrescidos novamente outros 2 produtores. Quanto aos injetores, não houve retirada ou acréscimo destes que resultasse em aumento de VPL, tendo sido mantido os 3 injetores originais. Assim, a estratégia resultou em 21 produtores e 3 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final destes passos, foram retirados 2 produtores e 1 injetor, resultando em aumento na função-objetivo. Foram acrescidos posteriormente outros 2 produtores, resultando em um total de 20 produtores e 4 injetores.

A Figura A.10 mostra a correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). A Figura A.11 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

A Tabela A.5 mostra os resultados obtidos para o VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados, comparando-os com a estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, para as estratégias de injeção de água e de polímeros.

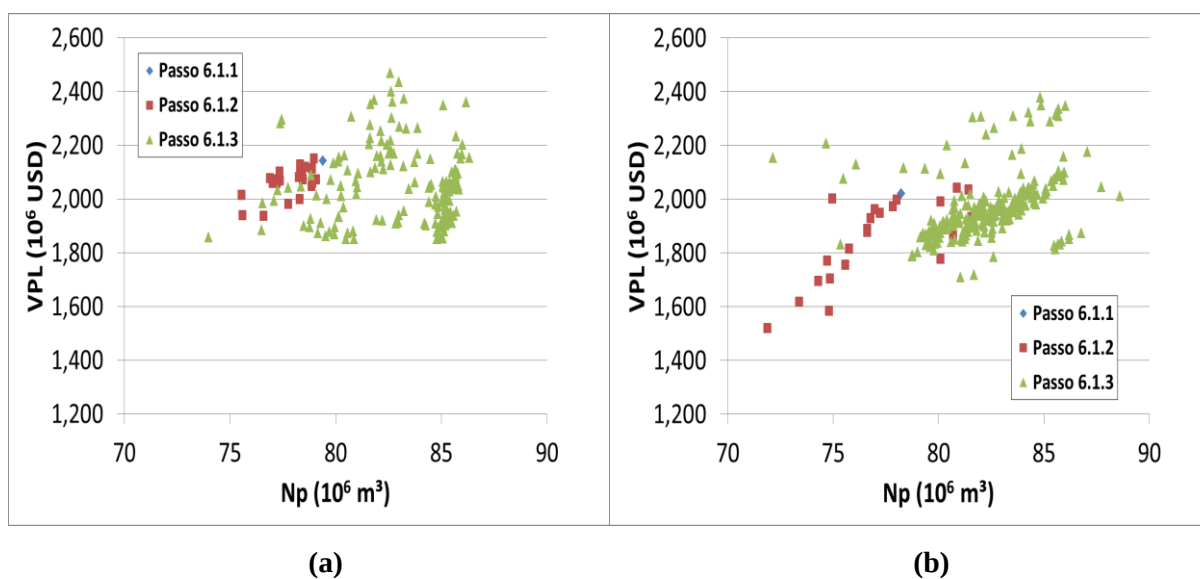


Figura A.10 – Correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR3).

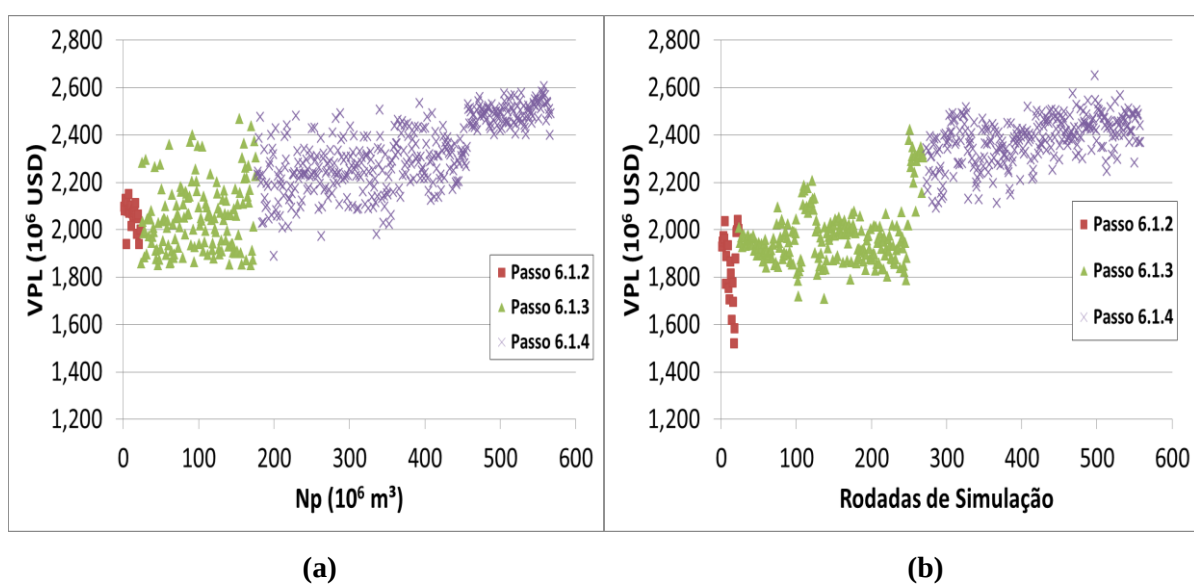


Figura A.11 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR3).

Tabela A.5 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR3)

Passo / Estrat.	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	FRo	Winj (10⁶ m³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	2143	78	202	0,26	267	20	3	4917
Passo 6.1.4 – Inj. água	2606	81	206	0,27	270	21	3	5017
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	2022	79	144	0,26	220	20	5	5411
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	2650	84	173	0,28	260	20	4	5276

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.6 e A.7 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores limites para produção de líquidos da plataforma que resultaram no maior VPL, sendo 36000 m³/dia para injeção de água e 32000 m³/dia para injeção de polímeros.

Tabela A.6 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR3)

Limite de Prod. de Líqu. da Plataforma (m³/d)	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	FRo	Winj (10⁶ m³)	Inv. Plataforma (10⁶ USD)	Investimentos Totais (10⁶ USD)
35000	2763	80	204	0,27	270	1342	4876
35500	2771	80	206	0,27	270	1354	4889
36000	2808	81	206	0,27	270	1367	4904
36500	2769	81	206	0,27	270	1380	4918
37000	2686	81	206	0,27	270	1393	4932

Tabela A.7 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR3)

Limite de Prod. de Líqu. da Plataforma (m³/d)	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	FRo	Winj (10⁶ m³)	Inv. Plataforma (10⁶ USD)	Investimentos Totais (10⁶ USD)
31000	2685	84	155	0,26	255	1240	5270
31500	2719	85	173	0,27	277	1253	5273
32000	2756	86	173	0,27	277	1265	5276
32500	2689	86	173	0,27	277	1278	5278
33000	2679	86	174	0,27	278	1291	5577

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.12 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para

o caso de injeção de água foi de USD 3,108 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 3,060 bilhões.

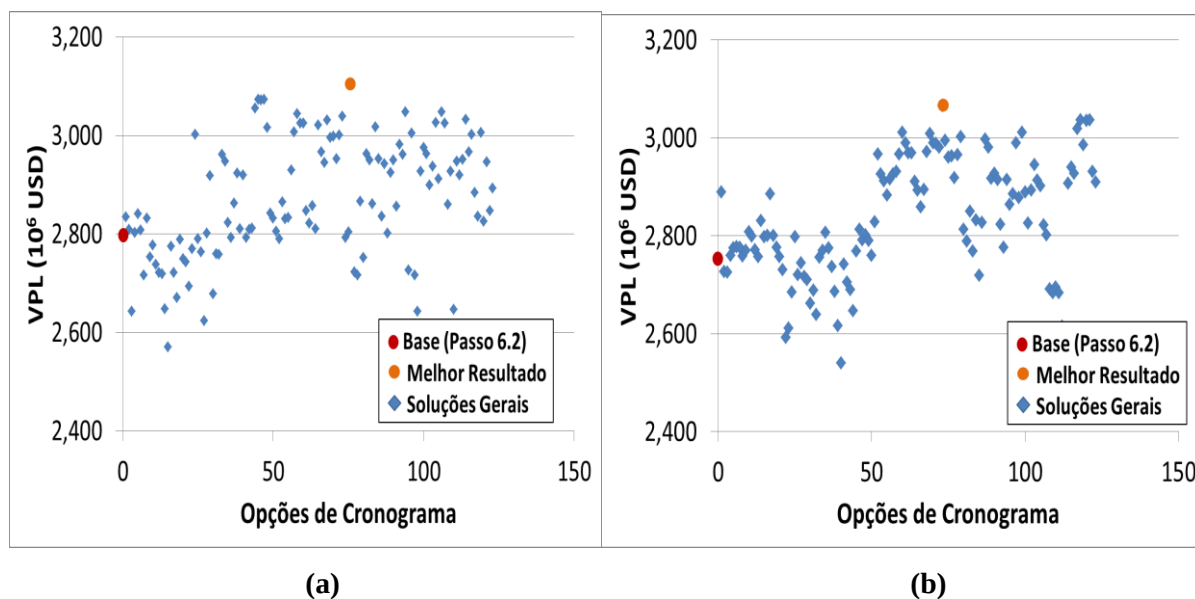


Figura A.12 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR3).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção e BHP, não foi encontrado resultado melhor do que o final do passo anterior para o caso de injeção de água e houve um pequeno ganho para injeção de polímeros (Figura A.13). Já na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores, houve um pequeno ganho para ambos os casos (Figura A.14).

Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água ficou em USD 3,218 bilhões e de polímeros em USD 3,187 bilhões. Os próximos passos referem-se apenas ao caso de injeção de polímeros.

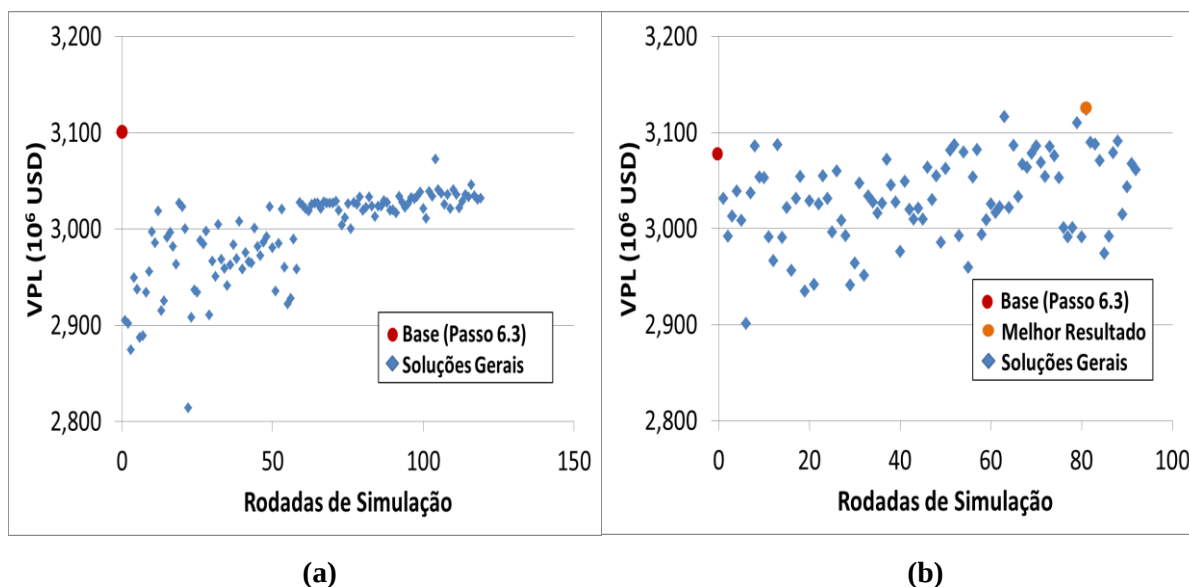


Figura A.13 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR3).

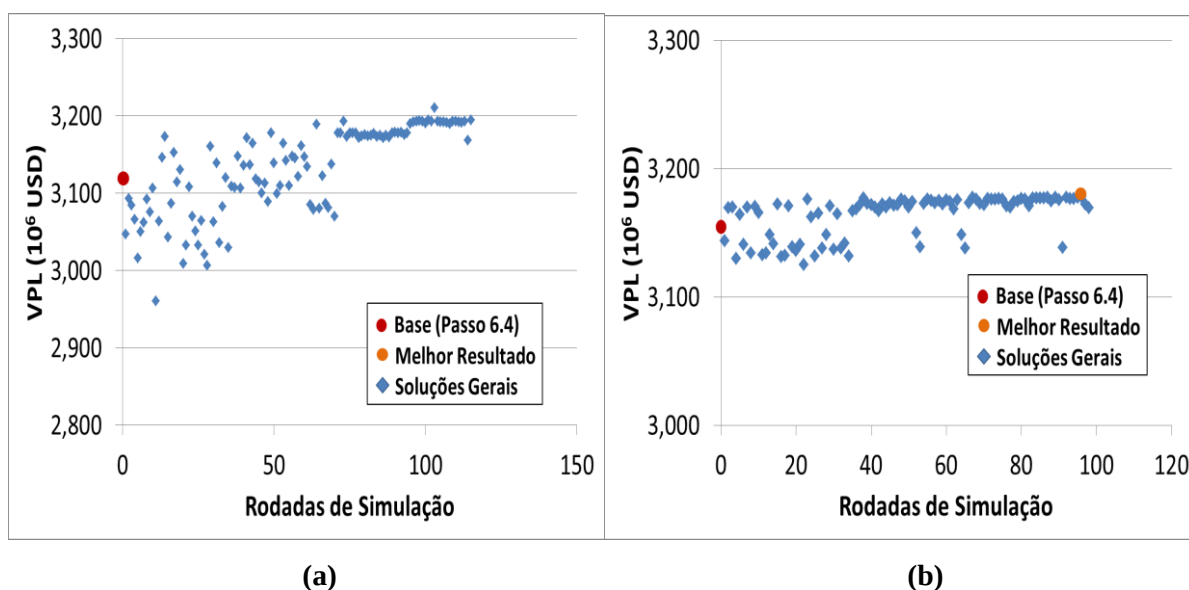


Figura A.14 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR3).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.15 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando o banco em janeiro de 2014 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 8 anos.

Para o caso da concentração, não foi encontrado resultado melhor, dessa forma foram mantidos os valores base de 1500 ppm em todos os injetores.

A Tabela A.8 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

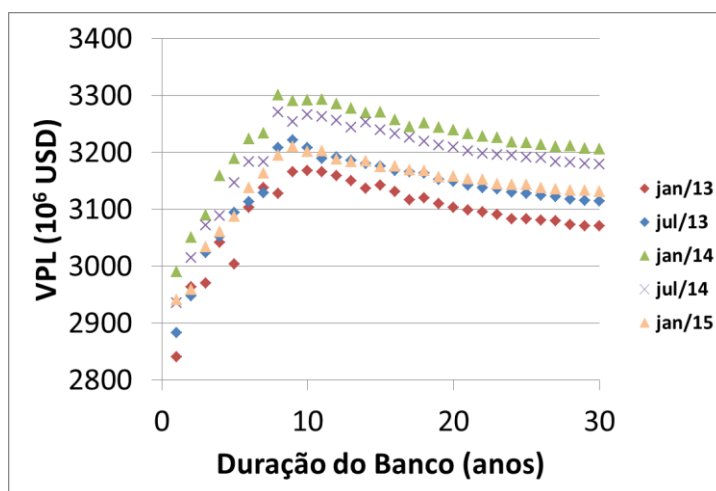


Figura A.15 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR3).

Tabela A.8 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR3).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	2143	78	203	0,26	268	20	3	4917
Inicial – Inj. polím.	2022	79	144	0,26	220	20	5	5411
Otimizada – Inj. água	3218	82	203	0,27	270	21	3	4904
Otimizada – Inj. polím.	3278	89	177	0,29	258	20	4	5374

A Figura A.16 faz uma comparação entre as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água. As linhas azuis referem-se à injeção de água, enquanto as linhas vermelhas referem-se à injeção de polímeros.

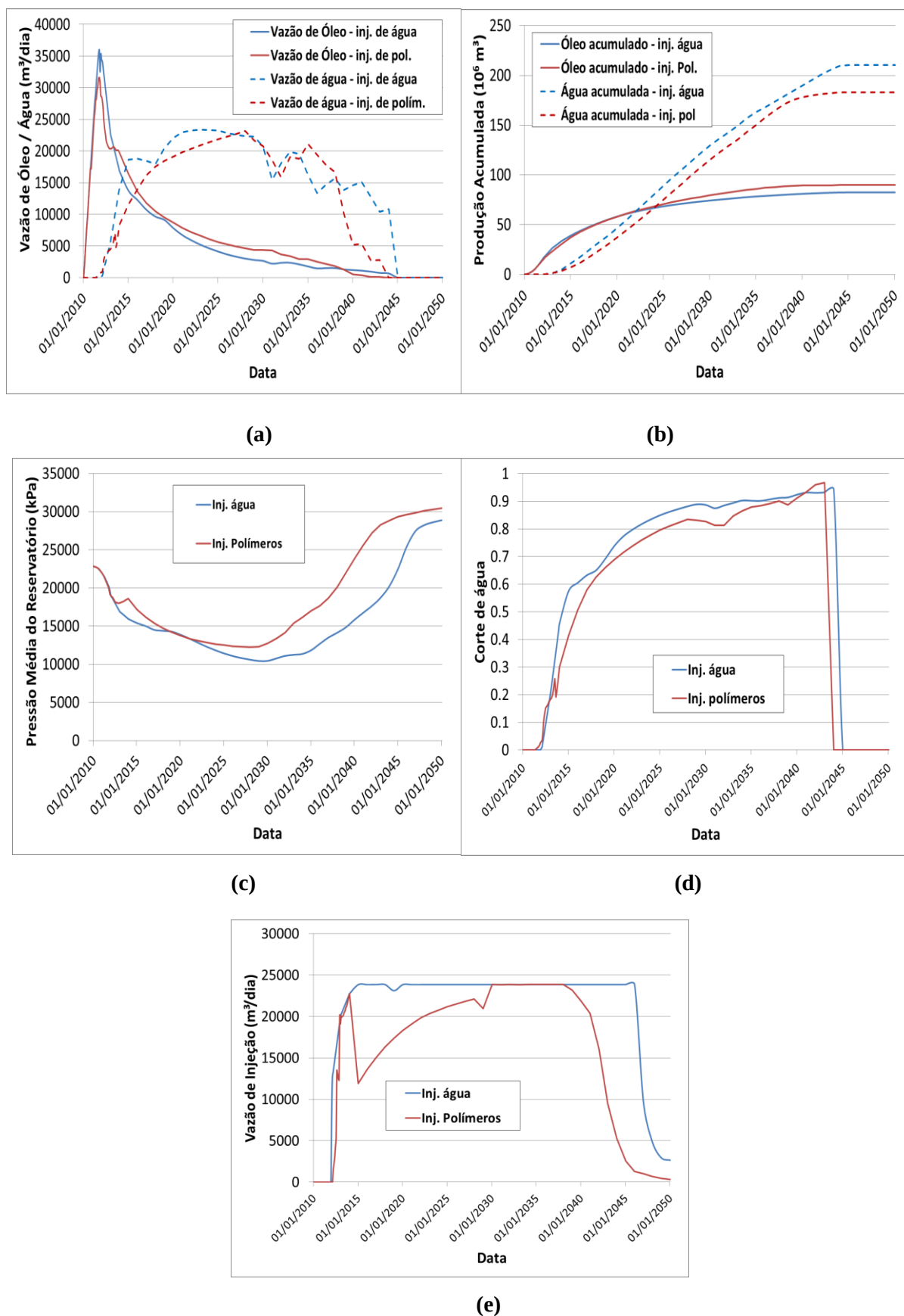


Figura A.16 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR3: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.17 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita). Assim como no caso do MR2, os injetores para injeção de água encontram-se mais afastados dos produtores do caso para o caso de injeção de polímeros.

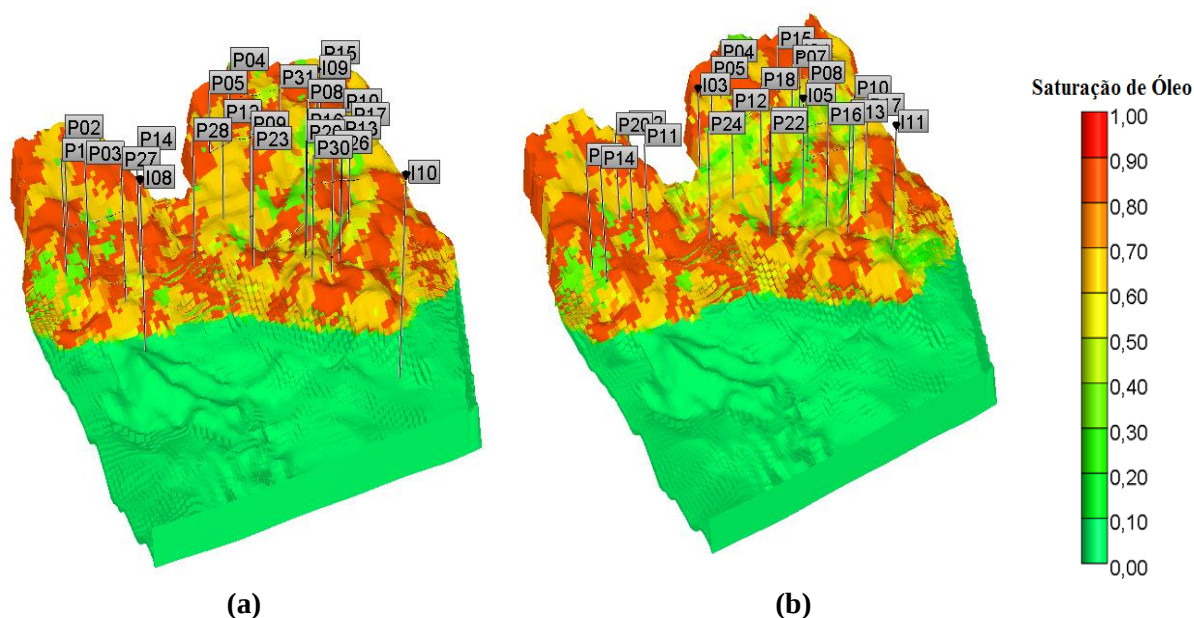


Figura A.17 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR3).

Simulações Cruzadas

Após as otimizações, realiza-se as simulações cruzadas, que significam injetar água na estratégia de polímeros e injetar polímeros na estratégia de água. Deve-se, também, otimizar as variáveis G2 neste caso. Mais informações sobre as simulações cruzadas podem ser obtidas nos itens 3.3 e 5.1. A Figura A.18 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR3, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita). As mesmas observações feitas para as simulações cruzadas do MR2 são válidas para este e os demais modelos representativos que são apresentados a seguir.

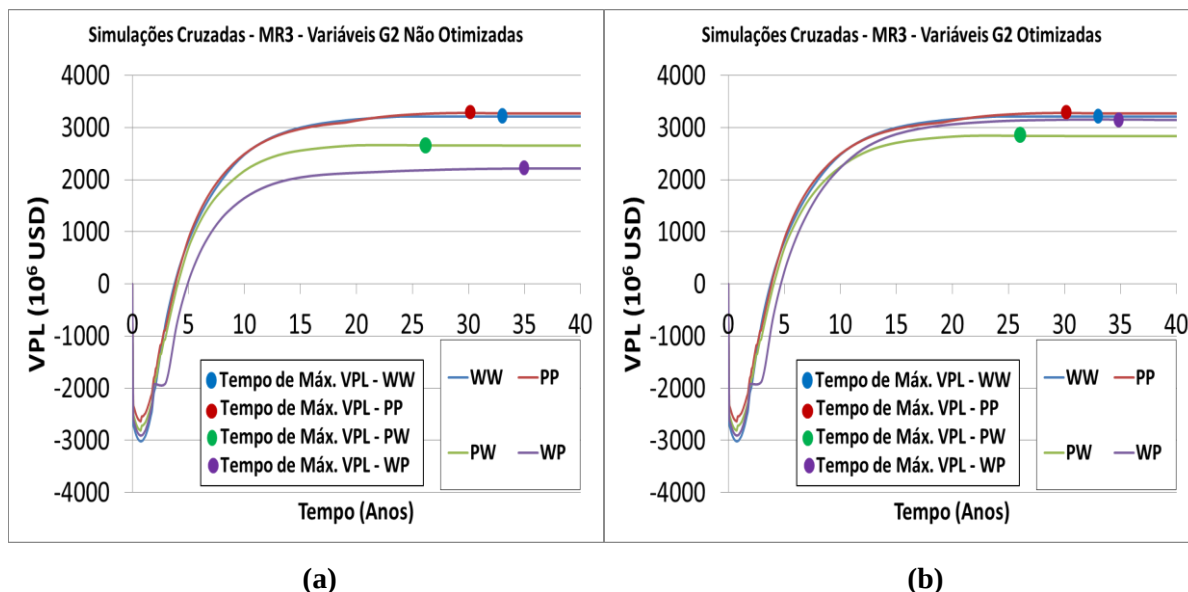


Figura A.18 – Simulações cruzadas para o MR3 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.3 Resultados do MR4

Passo 6.1 – Número e localização de poços

Assim como o MR3, para a estratégia inicial do MR4 foi utilizada a estratégia otimizada do MR2, possuindo, assim, 20 produtores e 3 injetores para injeção de água e 20 produtores e 5 injetores para injeção de polímeros.

Para a estratégia de injeção de água, ao final dos Passos 6.1.2 e 6.1.3, não foram retirados poços que resultassem em aumento de VPL, e foi acrescentado um produtor. Assim, a estratégia resultou em 21 produtores e 3 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final destes passos, foram retirados 1 produtores e 1 injetor, resultando em aumento na função-objetivo. Foi acrescentado posteriormente 1 produtor, resultando em um total de 21 produtores e 4 injetores.

A Figura A.19 mostra a correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). Como não há correlação entre VPL e N_p , é um indicativo de que o número de poços está próximo do ótimo. A Figura A.20 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de otimização dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

A Tabela A.9 mostra os resultados obtidos neste passo para os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água,

número de poços e investimentos realizados, comparando-os com a estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, para as estratégias de injeção de água e de polímeros.

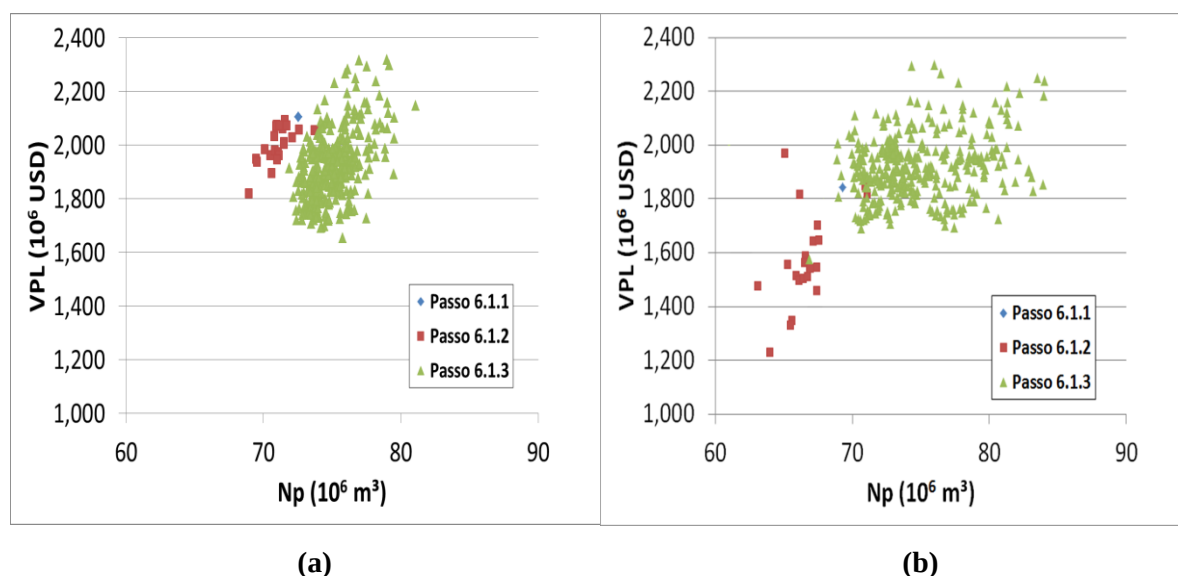


Figura A.19 – Correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR4).

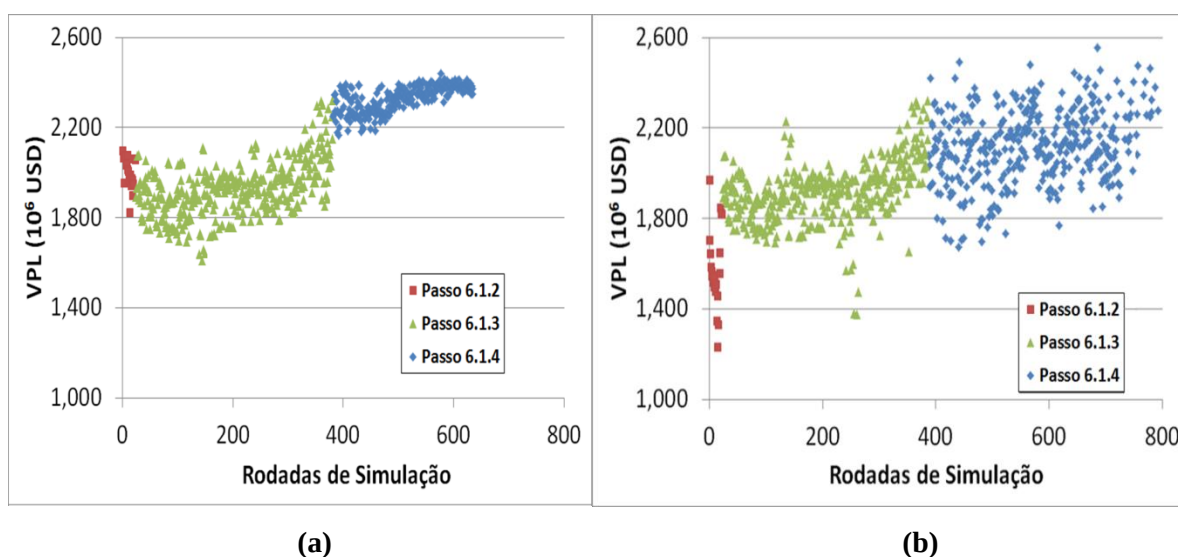


Figura A.20 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR4).

Tabela A.9 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR4)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	2104	72	198	0,26	260	20	3	4917
Passo 6.1.4 – Inj. água	2450	76	202	0,27	270	21	3	5017
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	1844	69	113	0,25	216	20	5	5119
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	2567	77	142	0,27	247	21	4	5167

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.10 e A.11 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores de 32000 m³/dia para injeção de água e 28500 m³/dia para injeção de polímeros. Ressalta-se que o maior benefício nesta etapa é na redução do custo de plataforma, adequando-a a um valor mais adequado para a estratégia resultante no Passo 6.1.

Tabela A.10 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR4)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
31000	2478	75	195	0,27	252	1240	4764
31500	2488	76	195	0,27	252	1253	4778
32000	2501	76	196	0,27	261	1265	4792
32500	2456	76	198	0,27	261	1278	4806
33000	2440	76	198	0,27	261	1291	4820

Tabela A.11 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR4)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
27500	2635	76	141	0,27	245	1150	5034
28000	2599	76	142	0,27	245	1163	5042
28500	2686	77	143	0,27	246	1176	5057
29000	2247	77	145	0,27	248	1189	5087
29500	2249	77	145	0,27	248	1201	5111

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.21 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 2,690 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 2,767 bilhões.

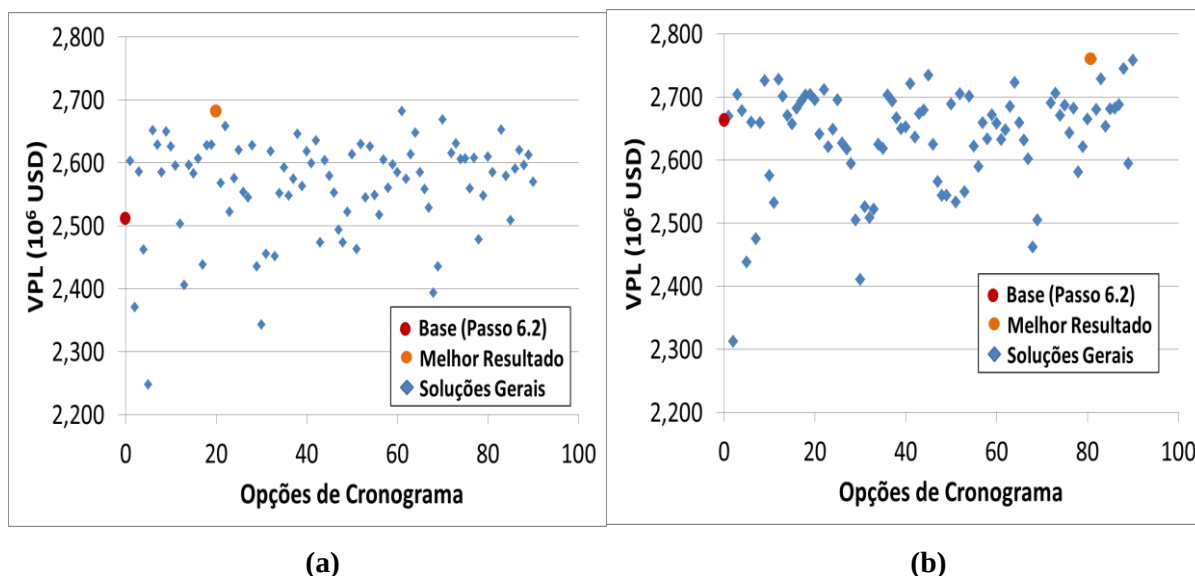


Figura A.21 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR4).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção e BHP, não foi encontrado resultado melhor do que o final do passo anterior para ambos os casos (Figura A.22). Já na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores, houve um pequeno ganho para ambos os casos (Figura A.23). Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água ficou em USD 2,710 bilhões e de polímeros em USD 2,737 bilhões.

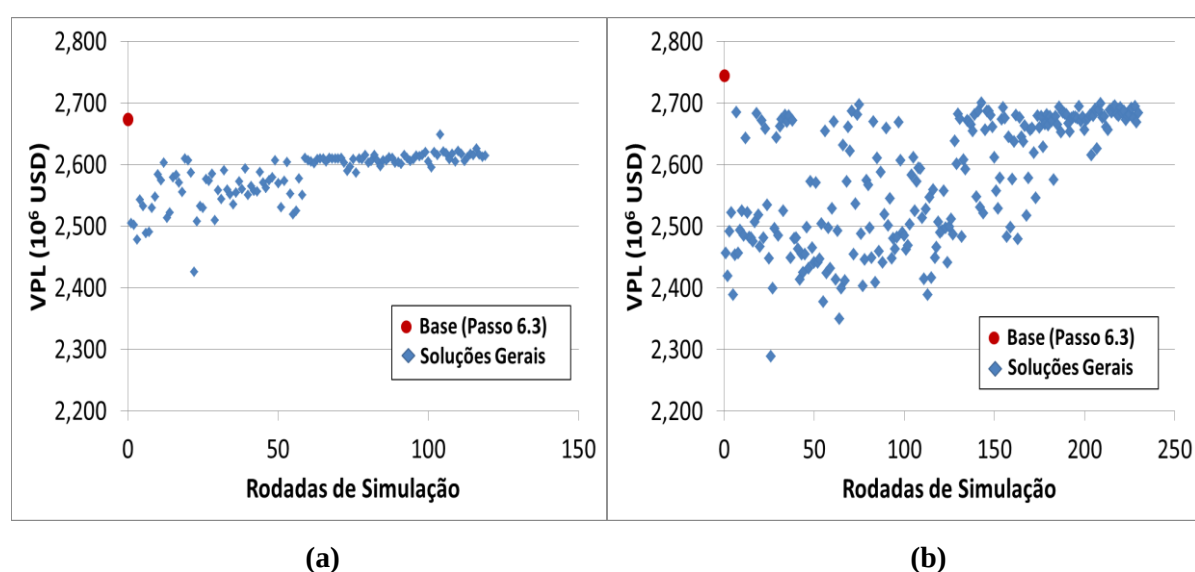


Figura A.22 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR4).

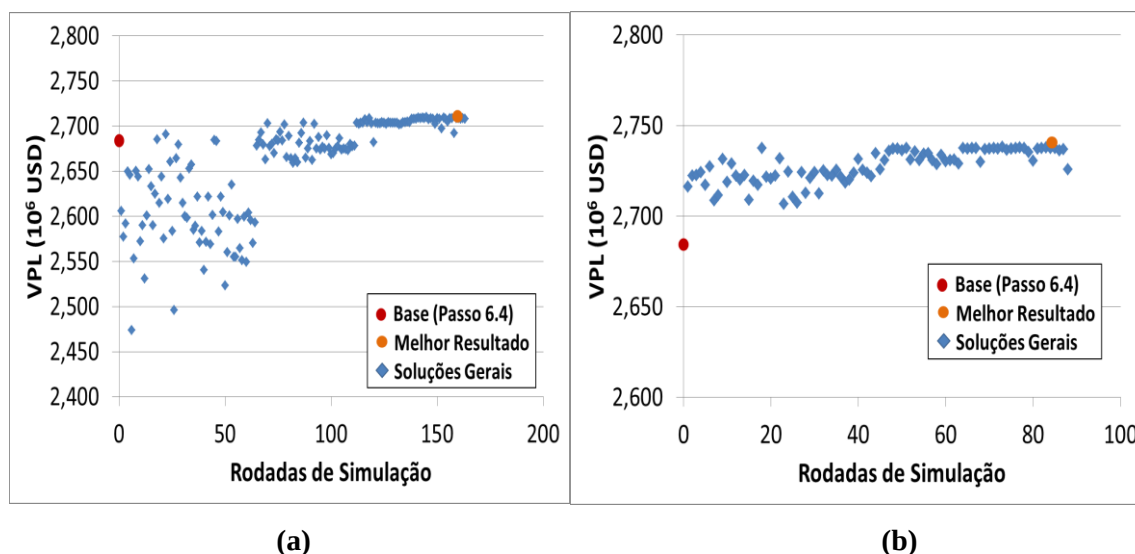


Figura A.23 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR4).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.24 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando o banco em julho de 2014 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 16 anos resultando em VPL de USD 2,767 bilhões.

Para a concentração, o melhor resultado foi diminuí-la para 1250 ppm em todos os injetores, resultando em VPL de 2,781 bilhões.

A Tabela A.12 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

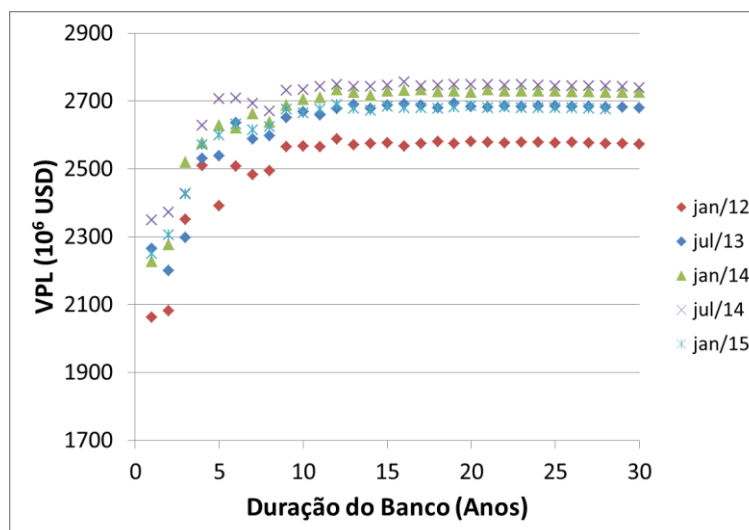


Figura A.24 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR4).

Tabela A.12 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR4).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	2104	72	198	0,26	260	20	3	4917
Inicial – Inj. polím.	1844	69	113	0,25	216	20	5	5119
Otimizada – Inj. água	2710	77	196	0,28	252	21	3	4792
Otimizada – Inj. polím.	2781	79	110	0,29	183	21	4	5215

A Figura A.25 compara as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água. As linhas azuis referem-se à injeção de água, enquanto as linhas vermelhas referem-se à injeção de polímeros.

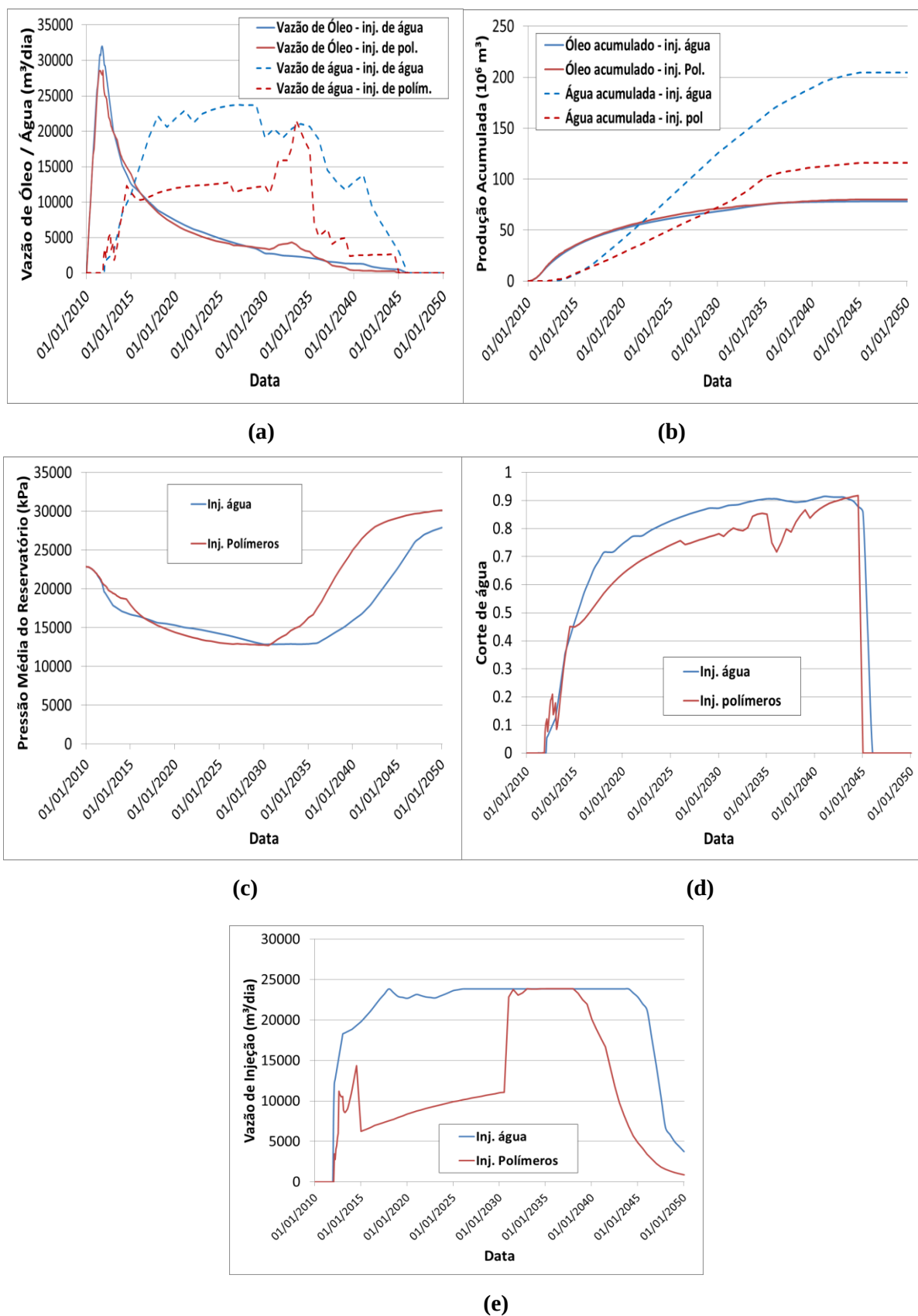


Figura A.25 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR4: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.26 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita).

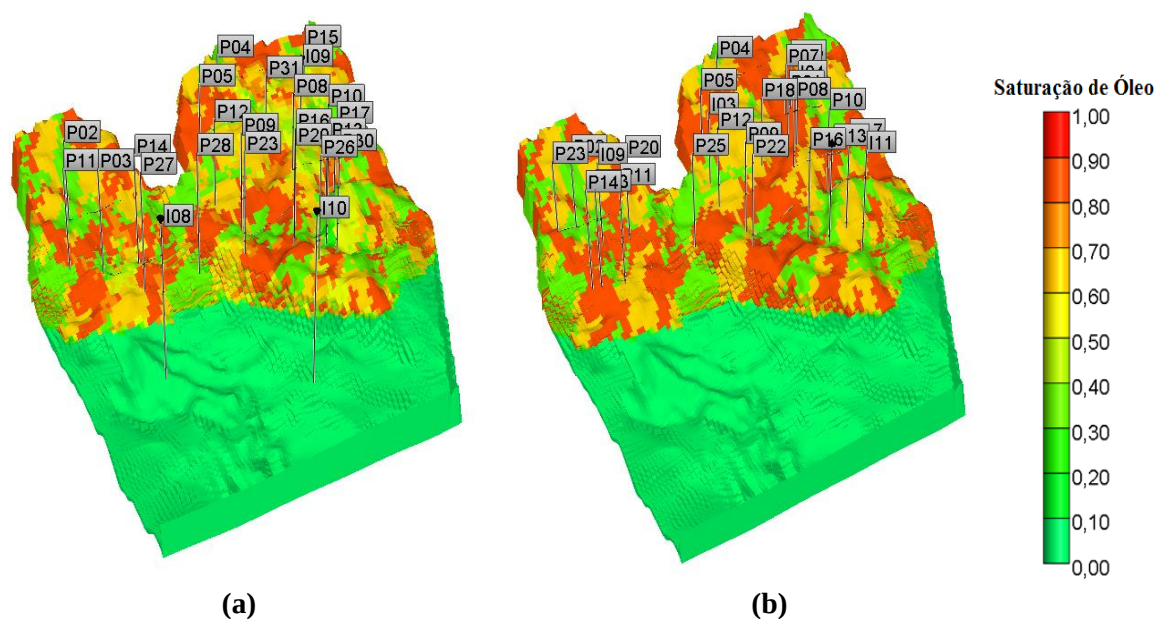


Figura A.26 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR4).

Simulações Cruzadas

A Figura A.27 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR4, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita).

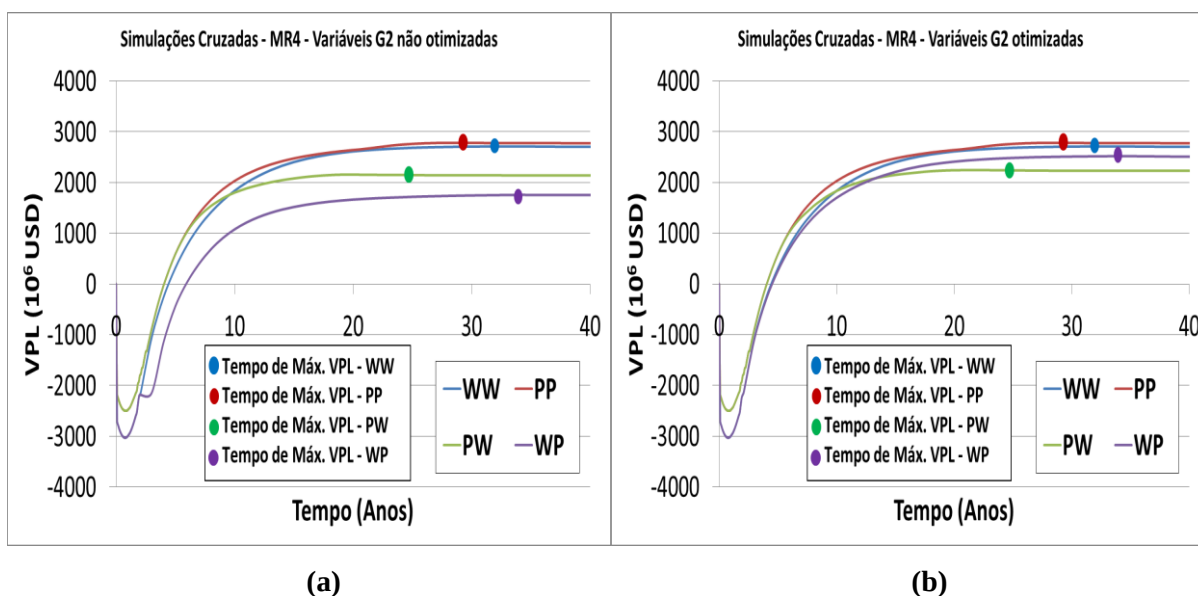


Figura A.27 – Simulações cruzadas para o MR4 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.4 Resultados do MR5

Passo 6.1 – Número e localização de poços

Para a estratégia inicial do MR5 foram utilizadas as estratégias otimizadas do MR1, por este possuir características semelhantes àquele, visando reduzir o número de simulações. Desta forma, a estratégia inicial de água possui 14 produtores e 2 injetores. A estratégia inicial de polímeros possui 13 produtores e 4 injetores.

Para a estratégia de injeção de água, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados um produtor e um injetor resultando em aumento de VPL. Ao final do Passo 6.1.3, foram acrescidos com sucesso 3 produtores. Portanto, a estratégia resultou em 16 produtores e 2 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados três produtores e um injetor, resultando em aumento na função-objetivo. Foram acrescidos posteriormente dois produtores e um injetor, resultando no mesmo número da estratégia inicial de 13 produtores e 4 injetores.

A Figura A.28 mostra a correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). Como não há uma forte correlação entre Np e VPL, é um indicativo de que o número de poços está próximo do ótimo. A Figura A.29 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de otimização dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

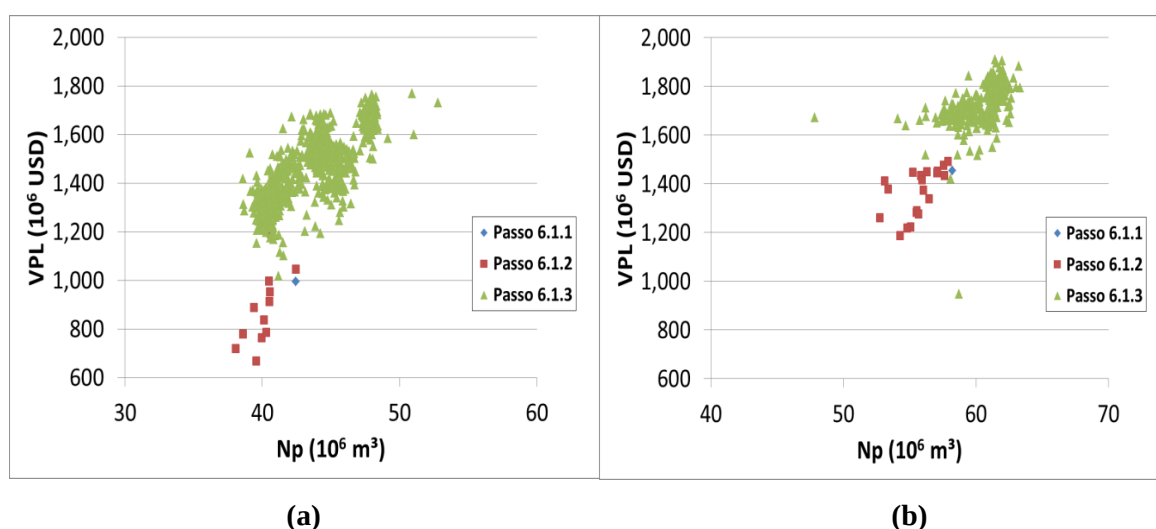


Figura A.28 – Correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR5).

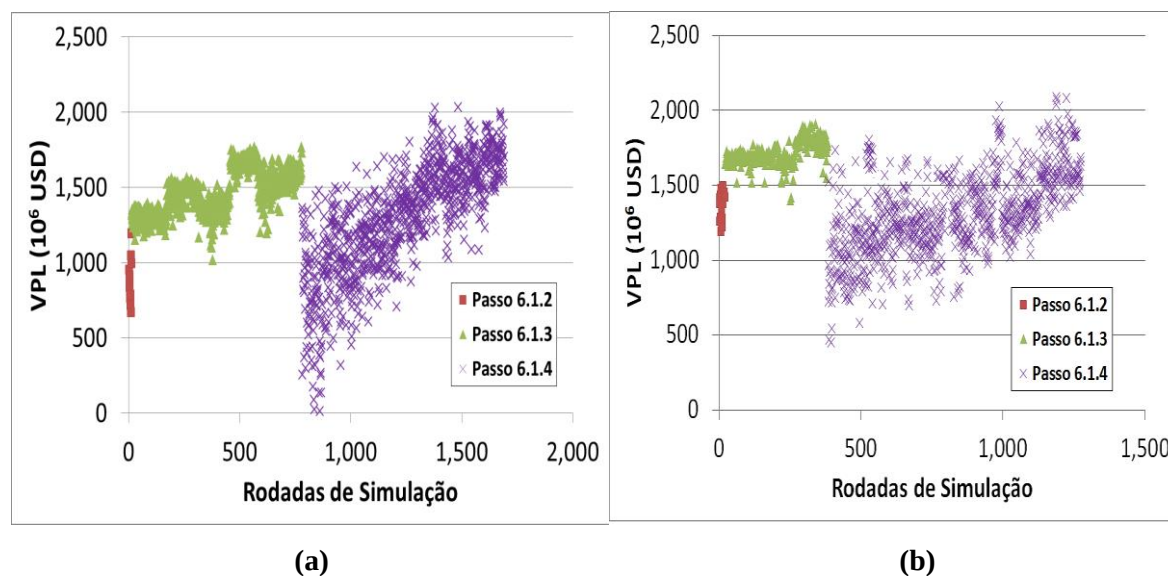


Figura A.29 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR5).

A Tabela A.13 mostra os resultados obtidos neste passo para os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados, comparando-os com a estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, para as estratégias de injeção de água e de polímeros.

Tabela A.13 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR5)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRO	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	995	45	104	0,15	135	14	2	3812
Passo 6.1.4 – Inj. água	2099	60	118	0,21	119	16	2	3721
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	1453	56	61	0,19	124	13	4	3972
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	2022	64	107	0,23	159	13	4	4040

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.14 e A.15 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores de 18800 m³/dia para injeção de água e 19000 m³/dia para injeção de polímeros, cujos resultados apresentaram o maior VPL.

Tabela A.14 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR5)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
18400	1967	60	118	0,22	116	918	3711
18600	2088	60	118	0,22	116	924	3717
18800	2118	61	118	0,22	119	928	3721
19000	1980	61	119	0,22	121	934	3727
19200	1726	62	119	0,22	121	939	3732

Tabela A.15 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR5)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
18600	2066	63	106	0,23	156	924	4028
18800	2083	63	106	0,23	159	928	4034
19000	2141	64	107	0,23	159	934	4040
19200	2088	64	107	0,23	159	939	4046
19400	2015	64	108	0,23	160	944	4052

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.30 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 2,131 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 2,161 bilhões.

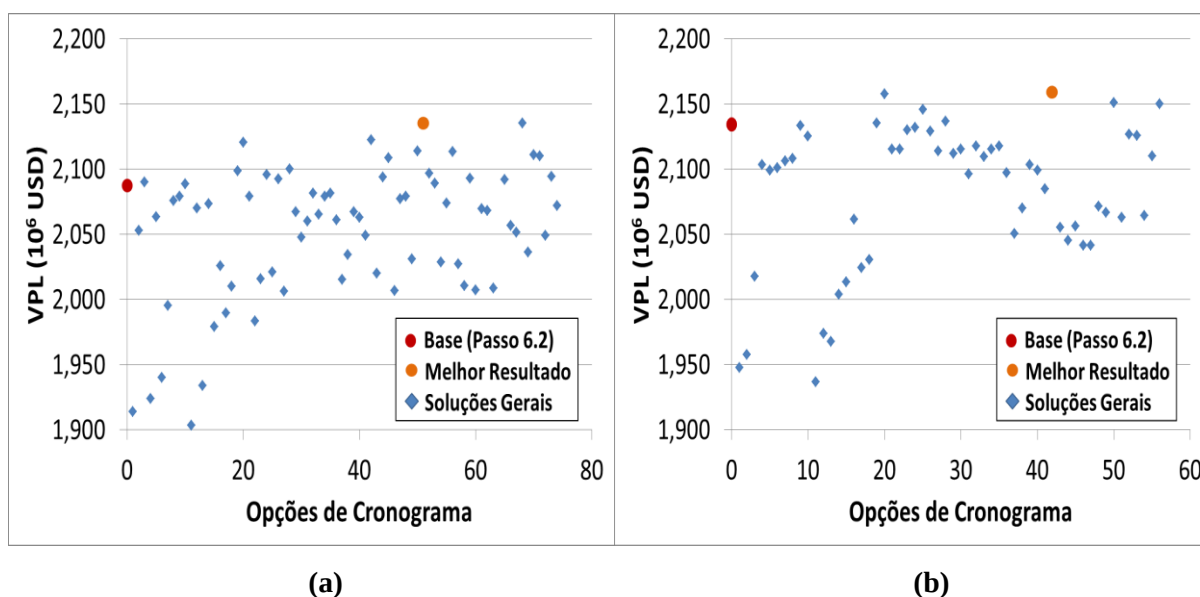


Figura A.30 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR5).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção e BHP, não foi encontrado resultado melhor do que o final do passo anterior para ambos os casos (Figura A.31). Já na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores, houve um pequeno ganho para o caso de injeção de água, mas não houve melhora para o caso de injeção de polímeros (Figura A.32). Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água ficou em USD 2,149 bilhões e para o caso de polímeros permaneceu em USD 2,161 bilhões.

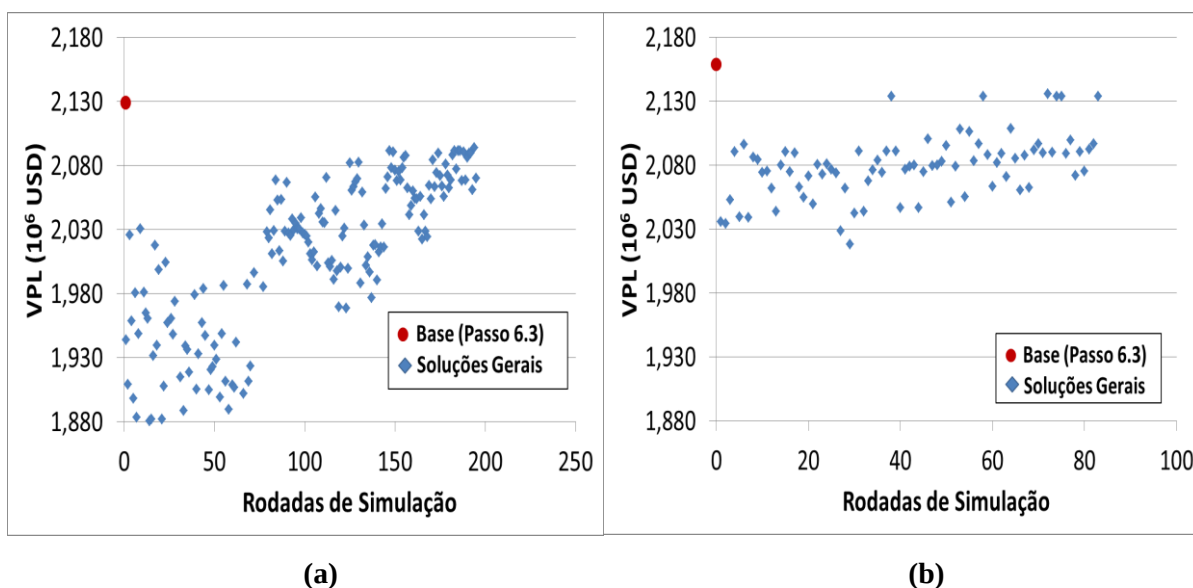


Figura A.31 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR5).

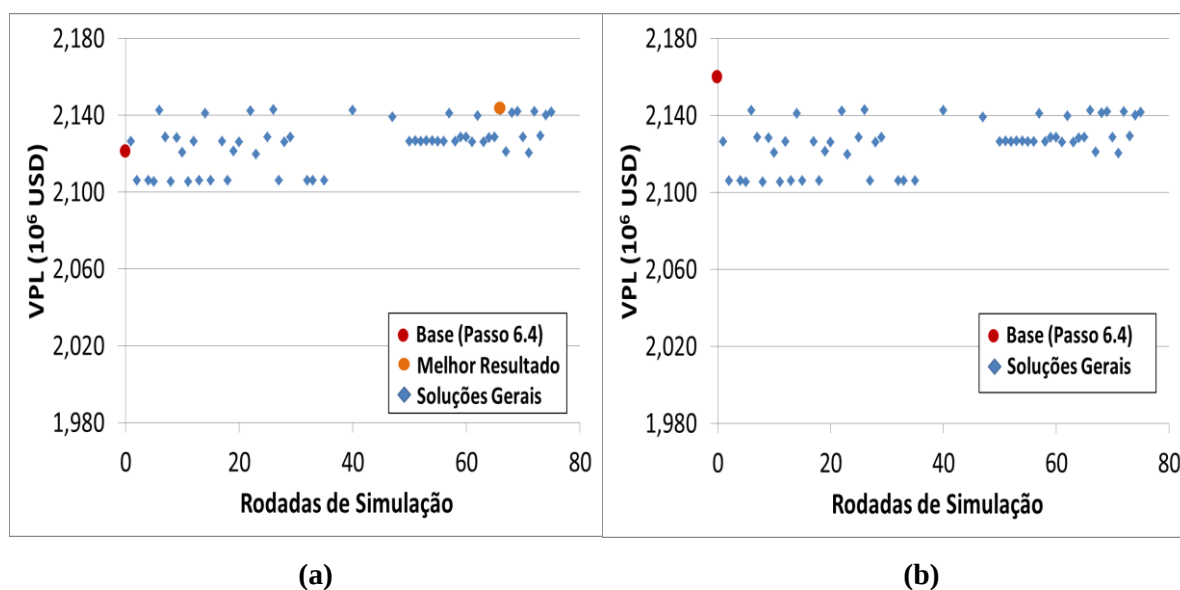


Figura A.32 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR5).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.33 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando o banco em julho de 2013 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 21 anos resultando em VPL de USD 2,767 bilhões.

Para a concentração, o melhor resultado foi diminuí-la para 1250 ppm em todos os injetores, resultando em VPL de USD 2,185 bilhões.

A Tabela A.16 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

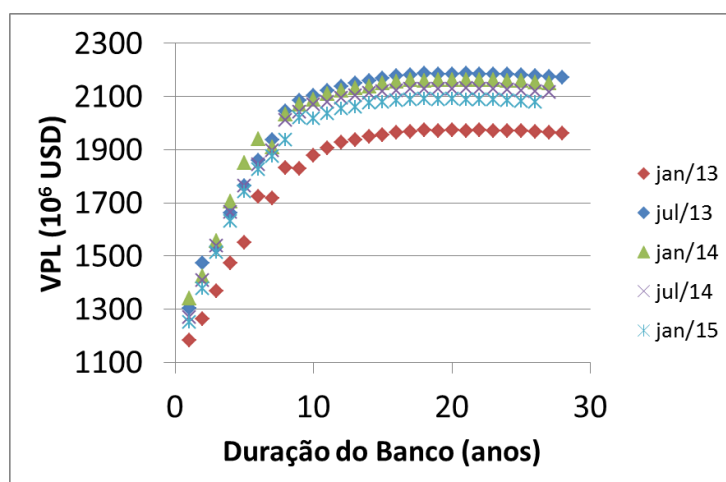


Figura A.33 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR5).

Tabela A.16 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR5).

Estratégia	VPL (10⁶ USD)	Np (10⁶ m³)	Wp (10⁶ m³)	FRo	Winj (10⁶ m³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10⁶ USD)
Inicial – Inj. água	995	45	104	0,15	135	14	2	3812
Inicial – Inj. polím.	1453	56	61	0,19	124	13	4	3972
Otimizada – Inj. água	2149	63	122	0,23	135	16	2	3721
Otimizada – Inj. polím.	2185	66	103	0,24	164	13	4	4033

A Figura A.34 compara as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água.

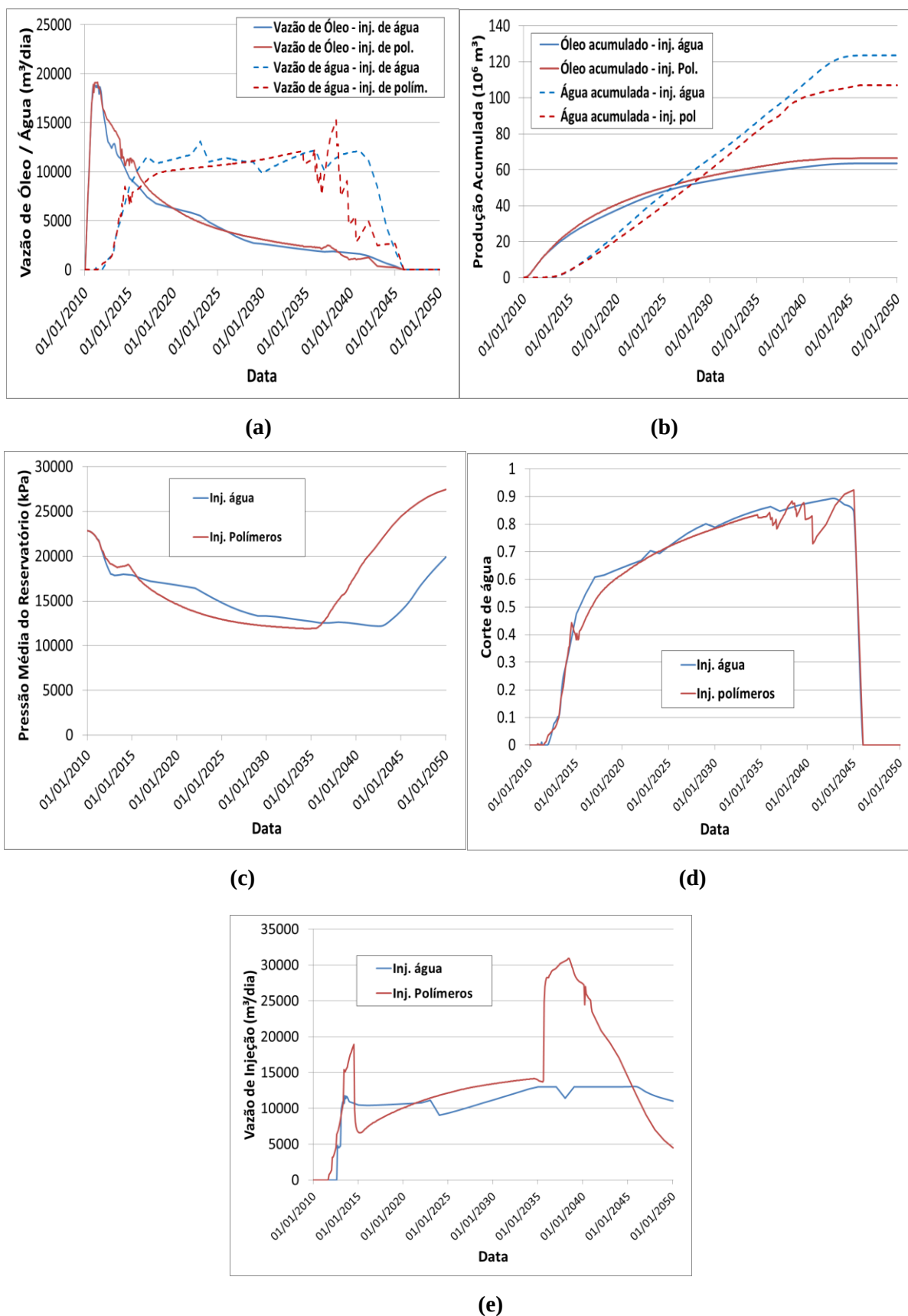


Figura A.34 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR5: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.35 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita).

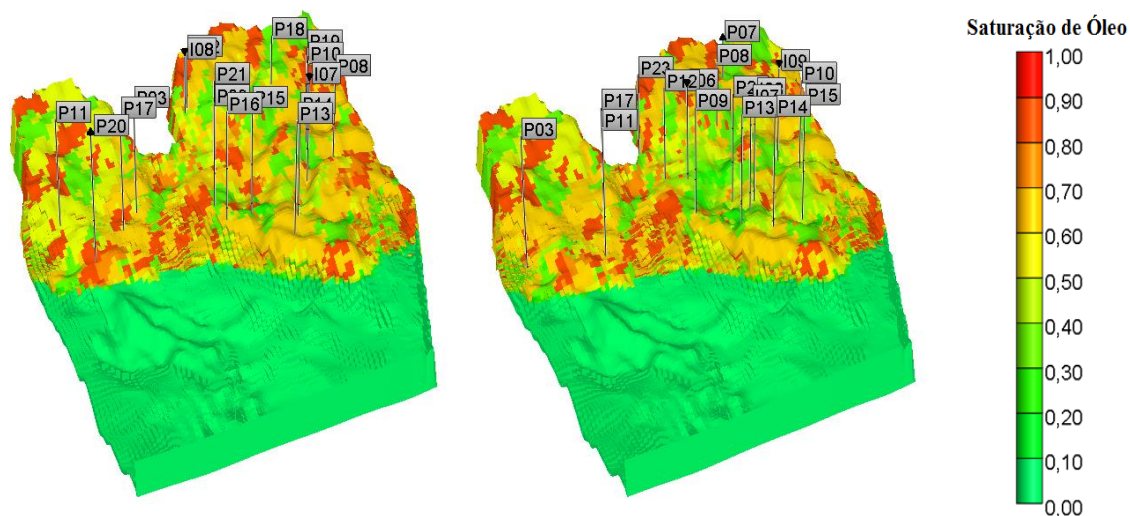


Figura A.35 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR5).

Simulações Cruzadas

A Figura A.36 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR5, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita).

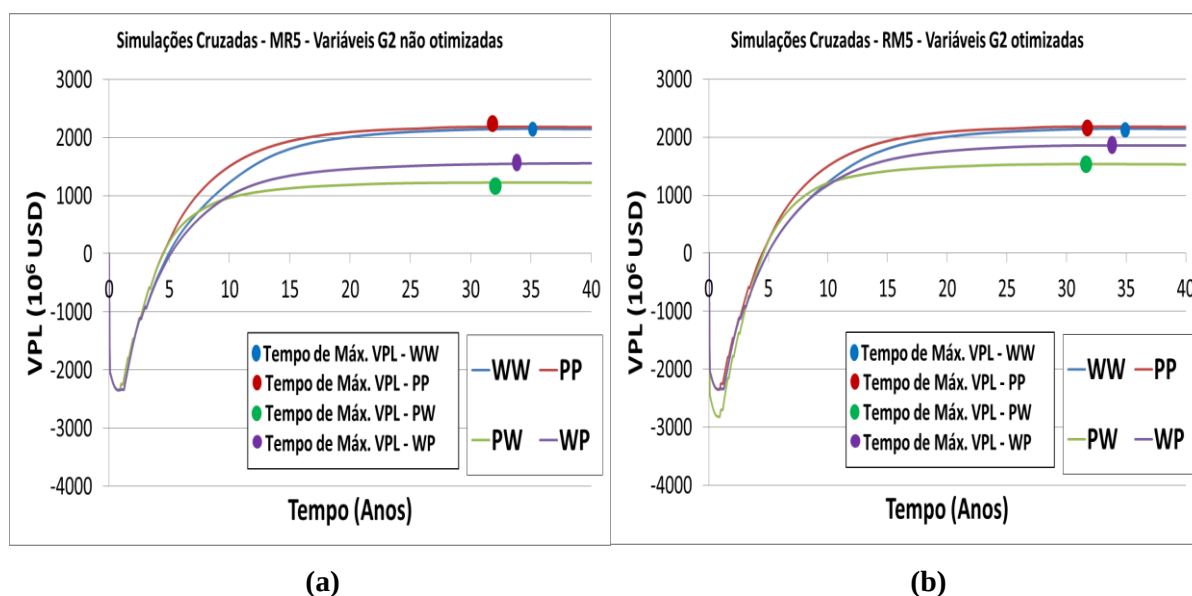


Figura A.36 – Simulações cruzadas para o MR5 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.5 Resultados do MR6

Passo 6.1 – Número e localização de poços

Para a estratégia inicial do MR6 também foram utilizadas as estratégias otimizadas do MR1. Assim, a estratégia inicial de água possui 14 produtores e 2 injetores e a de polímeros possui 13 produtores e 4 injetores.

Para a estratégia de injeção de água, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados dois produtores resultando em aumento de VPL, enquanto a retirada dos injetores não resultou em melhora na função-objetivo. Ao final do Passo 6.1.3, foram acrescidos três produtores à estratégia e nenhum injetor. Dessa forma, a estratégia consistiu em 13 produtores e 2 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados três produtores e um injetor, resultando em aumento na função-objetivo. Foram acrescidos posteriormente quatro produtores, resultando em uma estratégia com 14 produtores e 3 injetores.

A Figura A.37 mostra a correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). A Figura A.38 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

A Tabela A.17 compara os resultados da estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados.

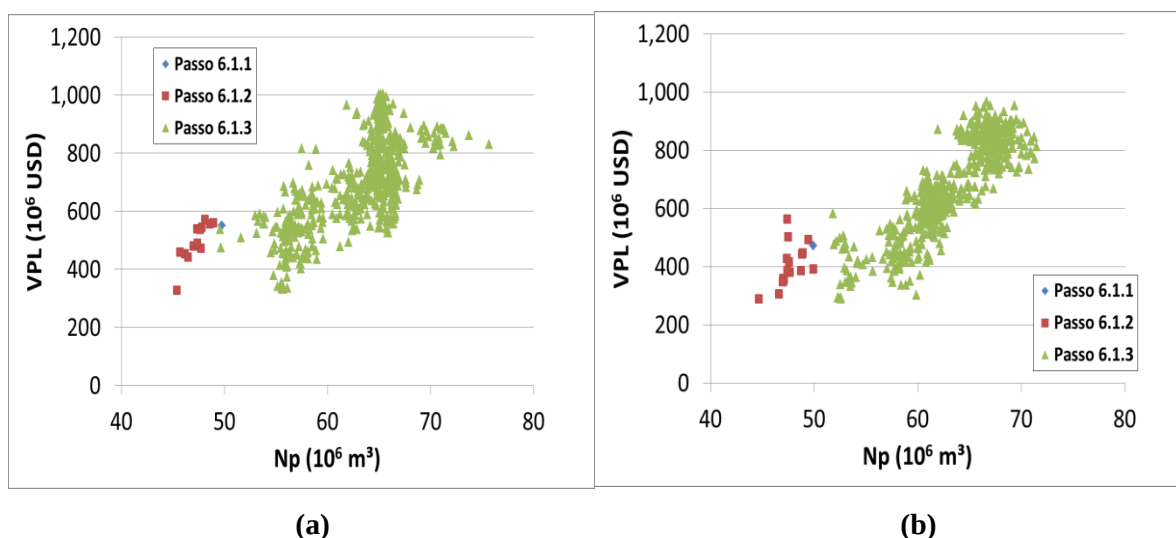


Figura A.37 – Correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR6).

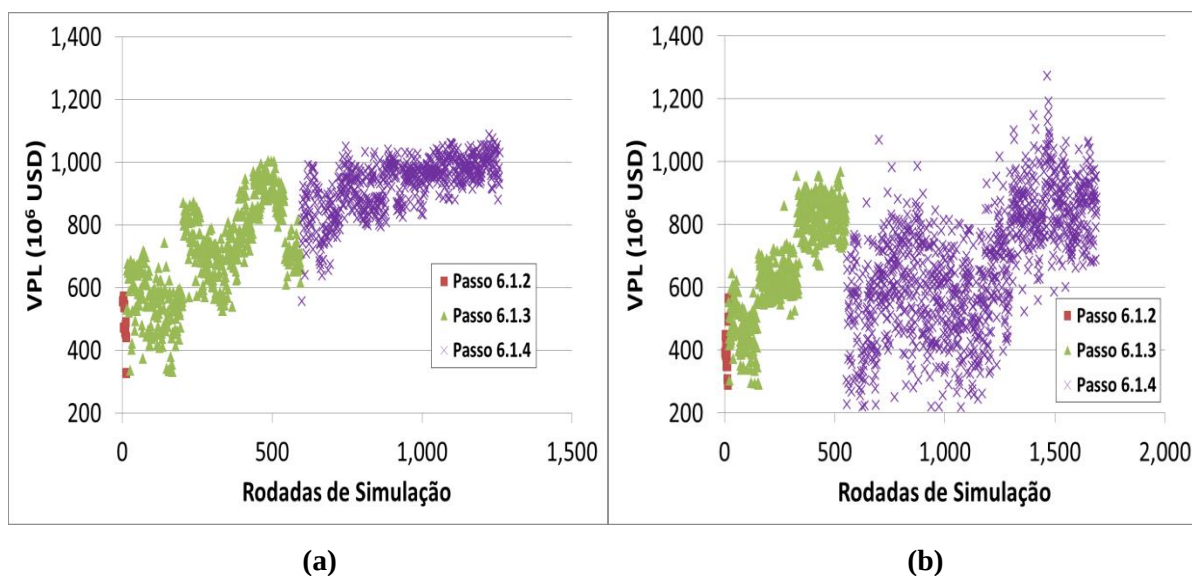


Figura A.38 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passo 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR6).

Tabela A.17 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR6)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	501	49	168	0,19	218	14	2	4218
Passo 6.1.4 – Inj. água	1100	58	194	0,22	220	13	2	4198
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	473	50	103	0,19	155	13	4	4613
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	1276	60	96	0,23	123	14	3	4526

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.18 e A.19 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores de 23000 m³/dia para injeção de água e 22000 m³/dia para injeção de polímeros, cujos resultados apresentaram o maior VPL.

Tabela A.18 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR6)

Limite de Prod. de Líqu. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
22000	1303	55	166	0,21	220	1010	3611
22500	1339	56	188	0,21	220	1016	3625
23000	1554	58	195	0,22	220	1036	3640
23500	1437	58	196	0,22	220	1049	3654

Tabela A.19 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR6)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
21000	1794	59	96	0,22	123	985	3991
21500	1801	59	96	0,22	123	998	4005
22000	1807	60	96	0,23	123	1010	4018
22500	1769	60	96	0,23	123	1016	4033

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.39 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 1,688 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 1,851 bilhões.

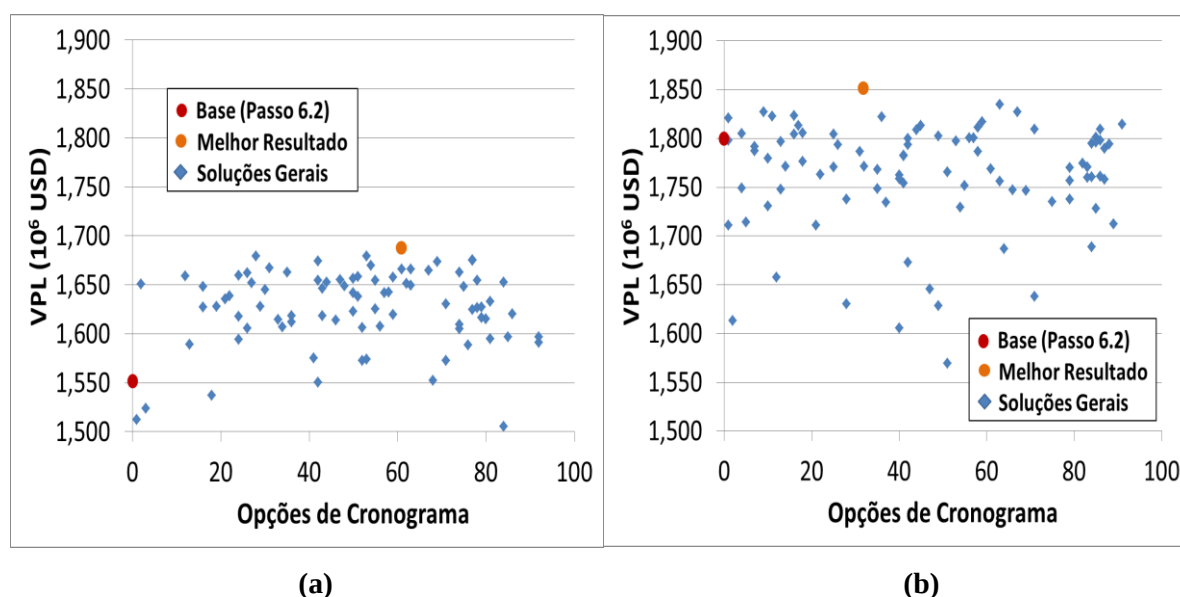


Figura A.39 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR6).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção, foi encontrado resultado com aumento de VPL para o caso de injeção de água, porém não foi encontrado resultado melhor para injeção de polímeros (Figura A.40). O mesmo ocorreu na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores, sendo que houve um pequeno ganho no VPL para o caso de injeção de água, mas não houve melhora para o caso de injeção de polímeros (Figura

A.41). Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água ficou em USD 1,794 bilhões e para o caso de polímeros permaneceu em USD 1,851 bilhões.

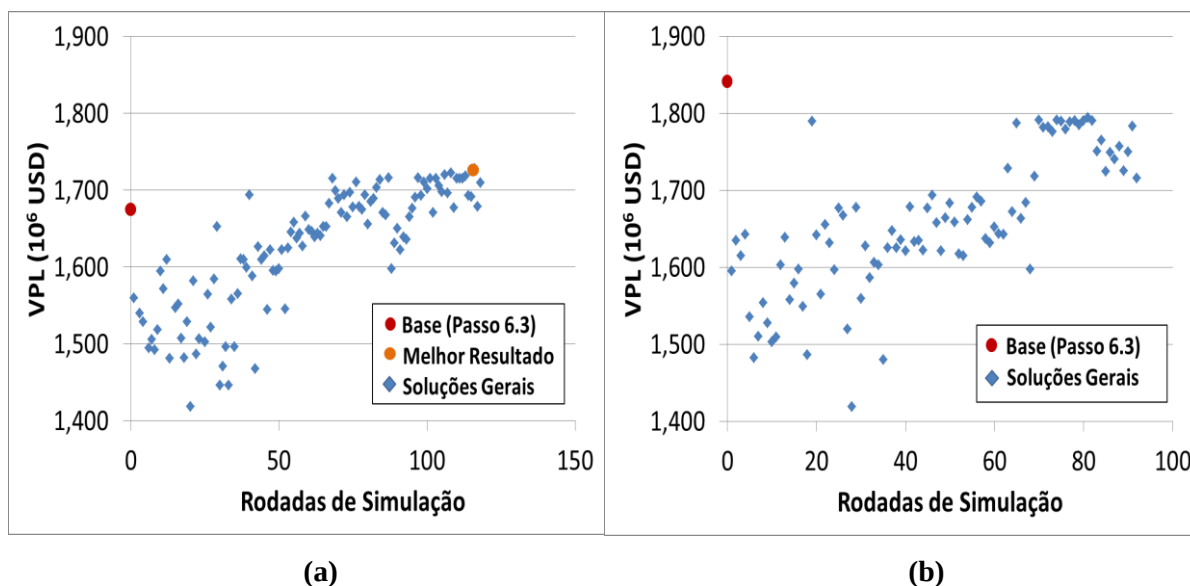


Figura A.40 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR6).

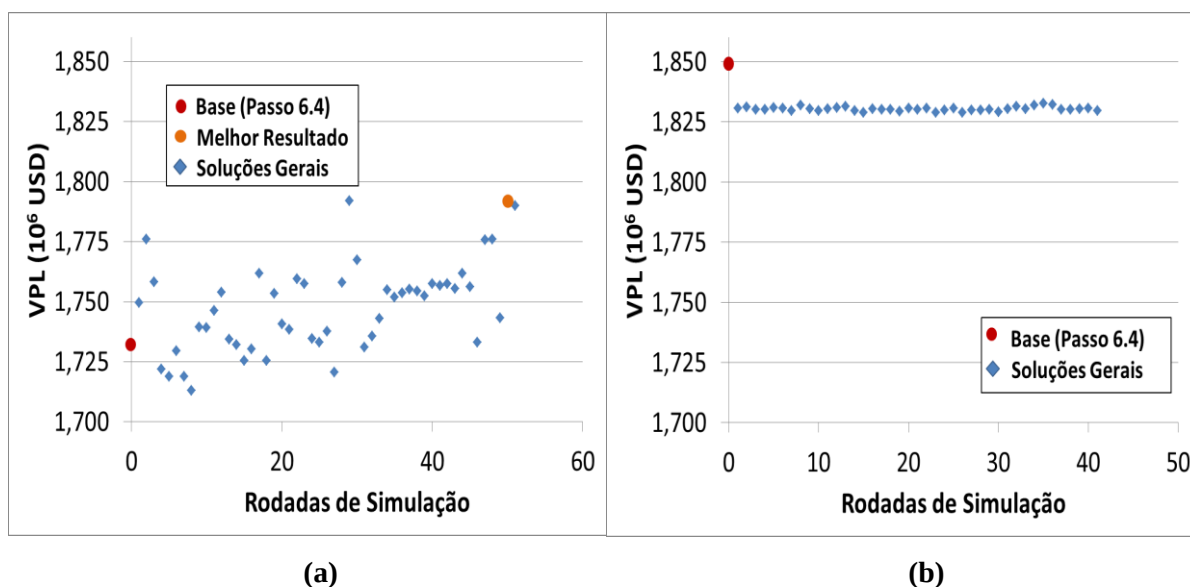


Figura A.41 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR6).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.42 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando o banco em julho de 2014 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 6 anos, resultando em VPL de USD 2,006 bilhões.

Para a concentração, não foi encontrado resultado melhor. Dessa forma, foi mantido o valor base de 1500 ppm.

A Tabela A.20 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

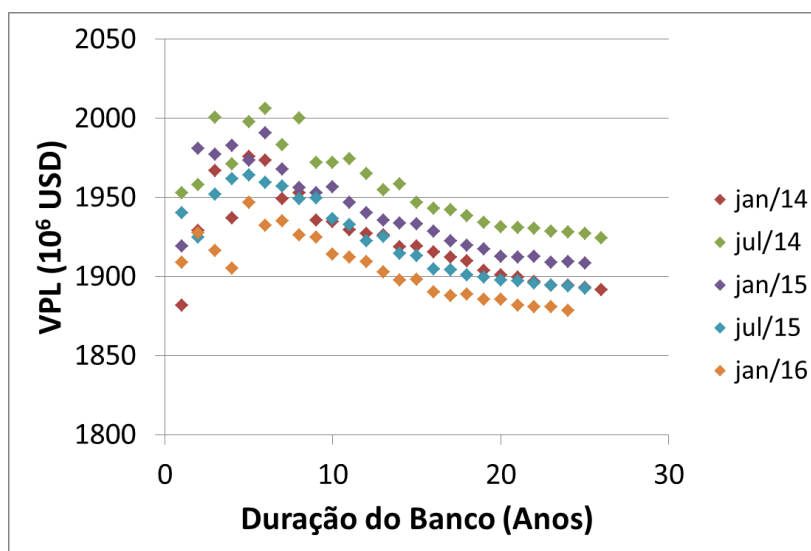


Figura A.42 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR6).

Tabela A.20 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR6).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	501	49	168	0,19	218	14	2	4218
Inicial – Inj. polím.	473	50	103	0,19	155	13	4	4613
Otimizada – Inj. água	1794	58	164	0,22	196	13	2	3640
Otimizada – Inj. polím.	2006	60	84	0,23	153	14	3	3953

A Figura A.43 compara as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água.

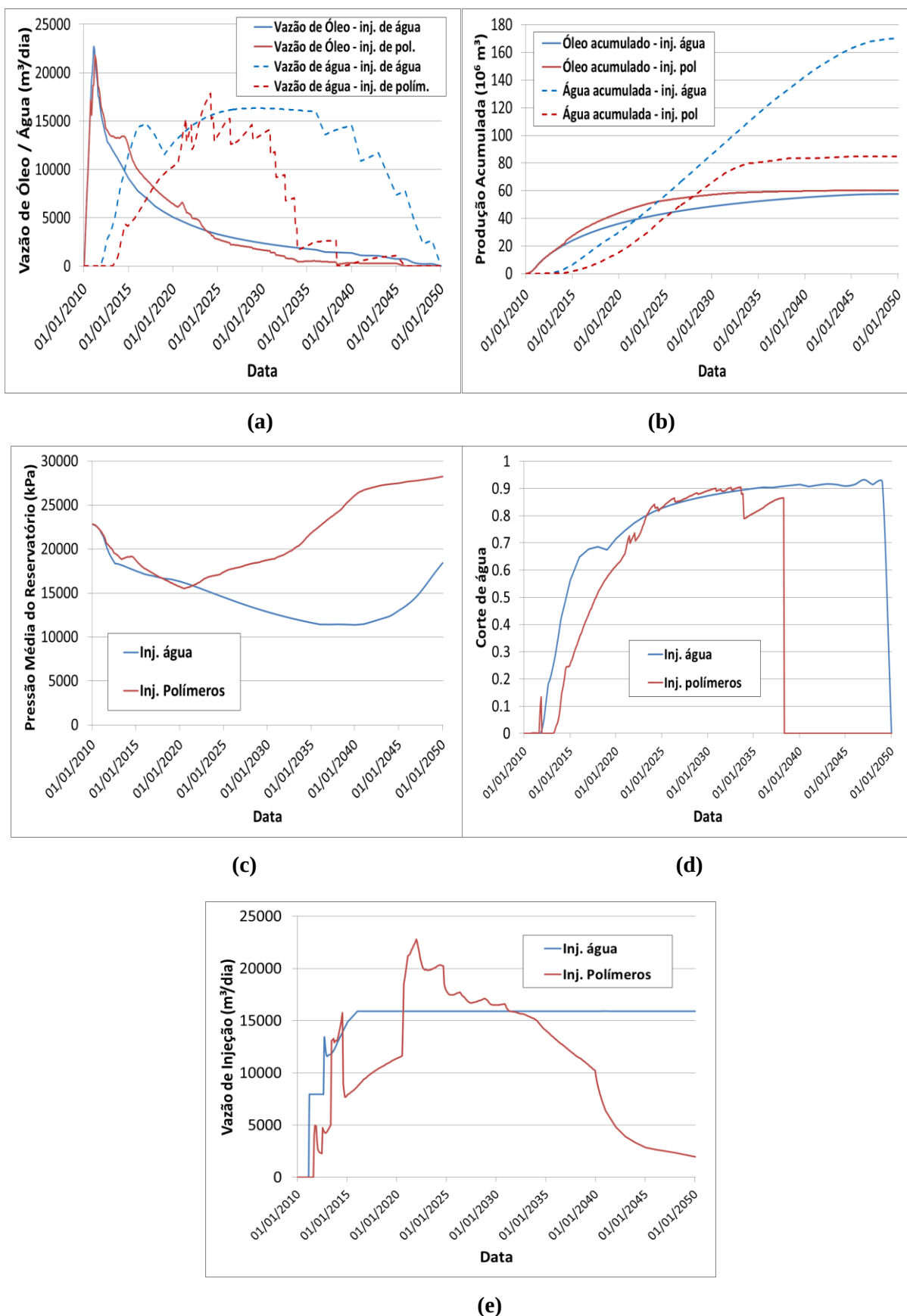


Figura A.43 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR6: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.44 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita).

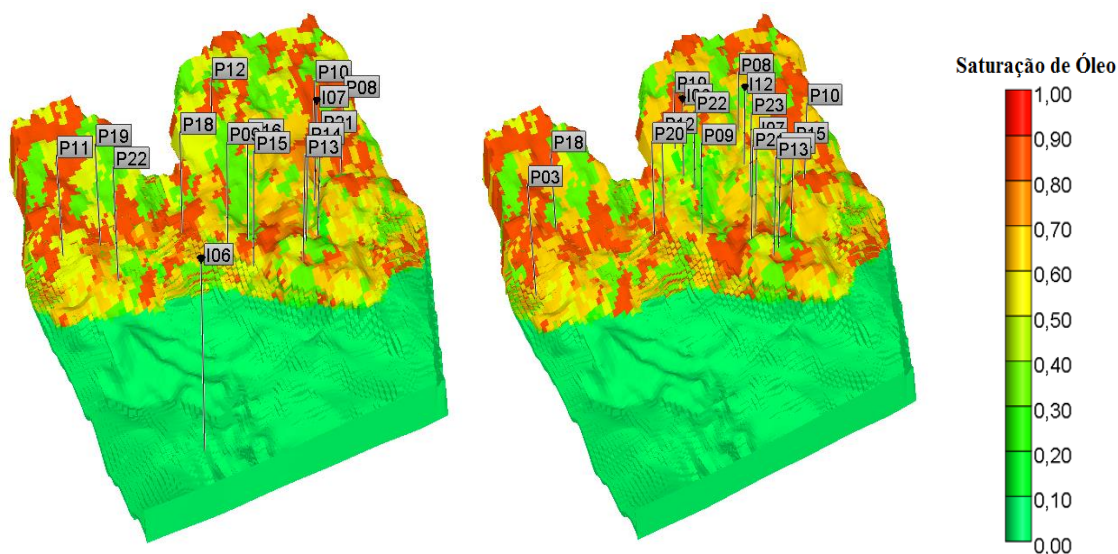


Figura A.44 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR6).

Simulações Cruzadas

A Figura A.45 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR6, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita).

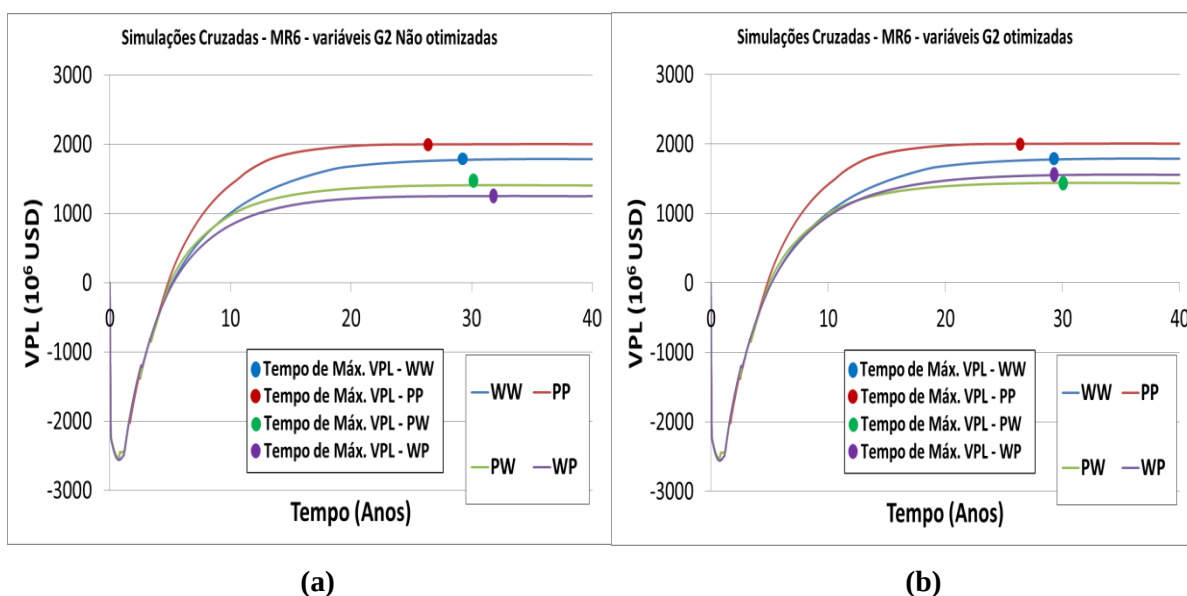


Figura A.45 – Simulações cruzadas para o MR6 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.6 Resultados do MR7

Passo 6.1 – Número e localização de poços

A estratégia inicial para injeção de água do MR7 possui 14 produtores e 2 injetores e a de polímeros 13 produtores e 4 injetores.

Para a estratégia de injeção de água, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados seis produtores e um injetor resultando em aumento de VPL. Ao final do Passo 6.1.3, foram acrescentados quatro produtores à estratégia e um injetor. Portanto, a estratégia consistiu em 12 produtores e 2 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados três produtores e dois injetores, com aumento na função-objetivo. Foram acrescentados no Passo 6.1.3 três produtores e um injetor, resultando em uma estratégia com 13 produtores e 3 injetores.

A Figura A.46 mostra a correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). A Figura A.47 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

A Tabela A.21 compara os resultados da estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados.

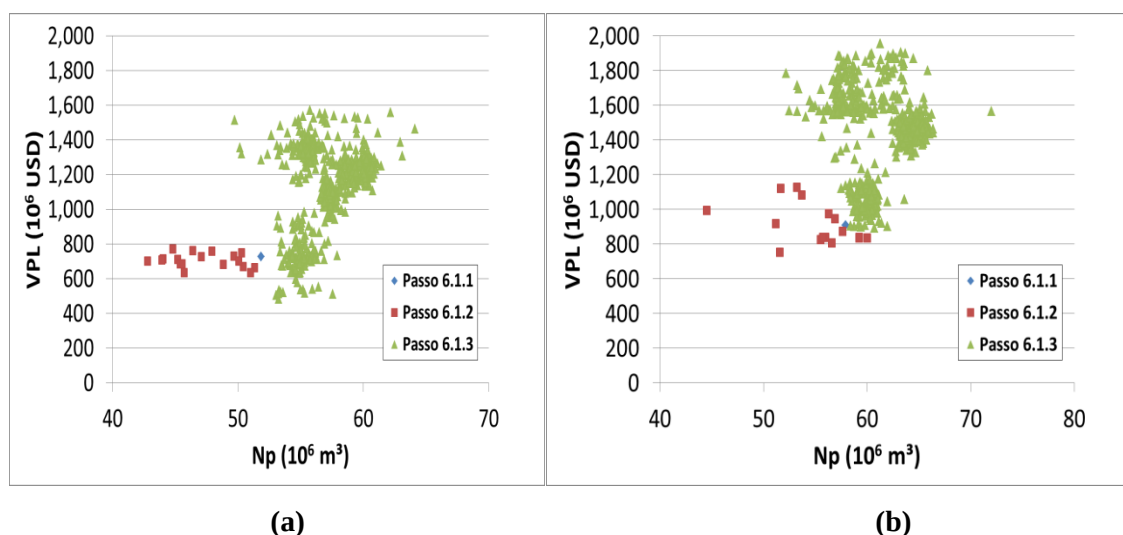


Figura A.46 – Correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR7).

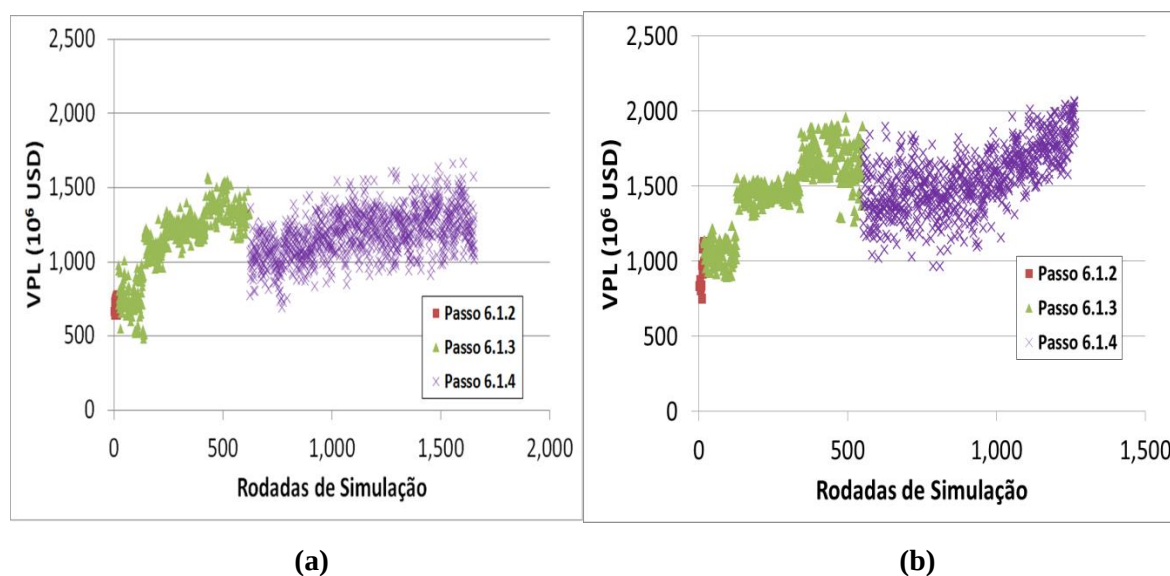


Figura A.47 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR7).

Tabela A.21 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR7)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	727	51	180	0,19	220	14	2	4218
Passo 6.1.4 – Inj. água	1631	62	201	0,23	280	12	2	3777
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	910	58	140	0,21	184	13	4	4358
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	2061	64	96	0,24	111	13	3	4216

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.22 e A.23 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores de 24500 m³/dia para injeção de água e 22000 m³/dia para injeção de polímeros, cujos resultados apresentaram o maior VPL.

Tabela A.22 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR7)

Limite de Prod. de Líqu. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
23500	1848	59	180	0,22	257	1049	3554
24000	1852	60	183	0,22	260	1061	3567
24500	1866	62	201	0,23	280	1074	3581
25000	1850	62	201	0,23	280	1087	3596

Tabela A.23 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR7)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	N _p (10 ⁶ m ³)	W _p (10 ⁶ m ³)	FRo	W _{inj} (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
21000	2240	63	96	0,23	111	985	3844
21500	2267	64	96	0,24	112	998	3857
22000	2293	64	96	0,24	112	1010	3865
22500	2280	64	96	0,24	112	1023	3870
23000	2273	64	96	0,24	112	1036	3883

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.48 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 2,026 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 2,335 bilhões.

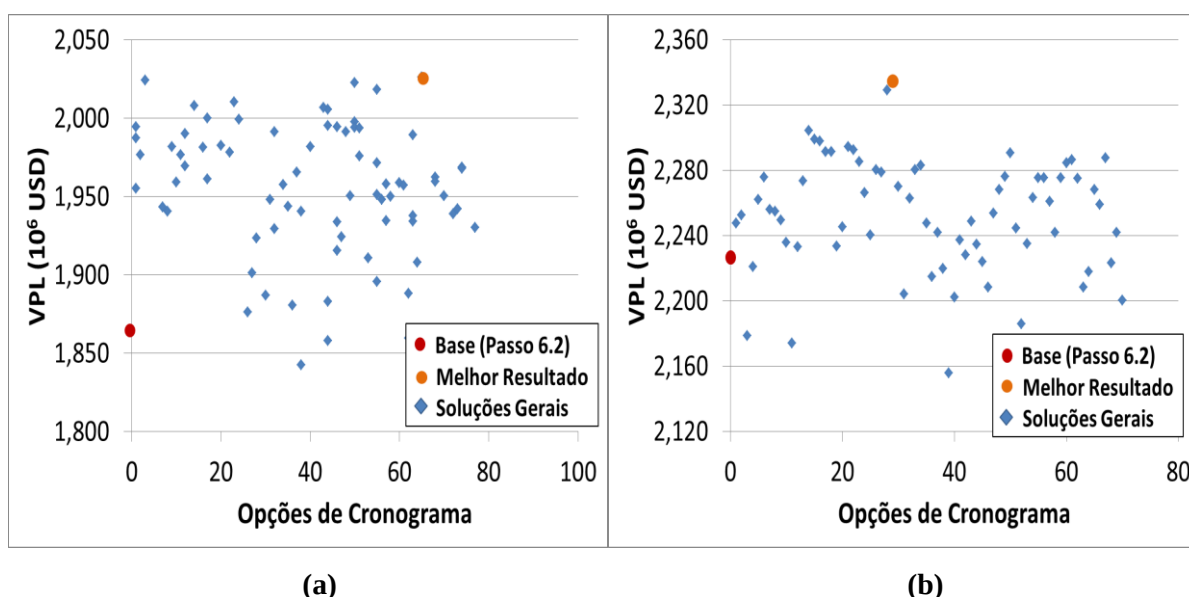


Figura A.48 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR7).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção, foi encontrado resultado com aumento de VPL para o caso de injeção de água, porém não foi encontrado resultado melhor para injeção de polímeros (Figura A.49), mantendo-se, portanto, os valores base para este caso. Na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores houve

incremento no VPL para ambos os casos, sendo maior para injeção de água, em relação ao passo anterior (Figura A.50). Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água aumentou para USD 2,237 bilhões e para o caso de polímeros aumentou para USD 2,363 bilhões.

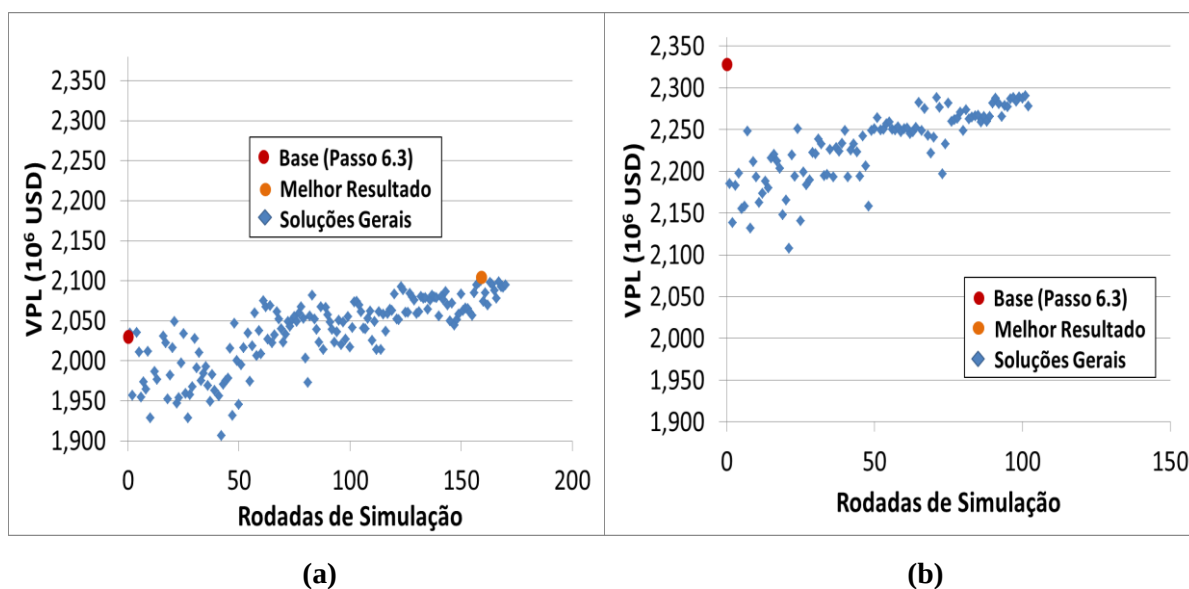


Figura A.49 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção e BHP) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR7).

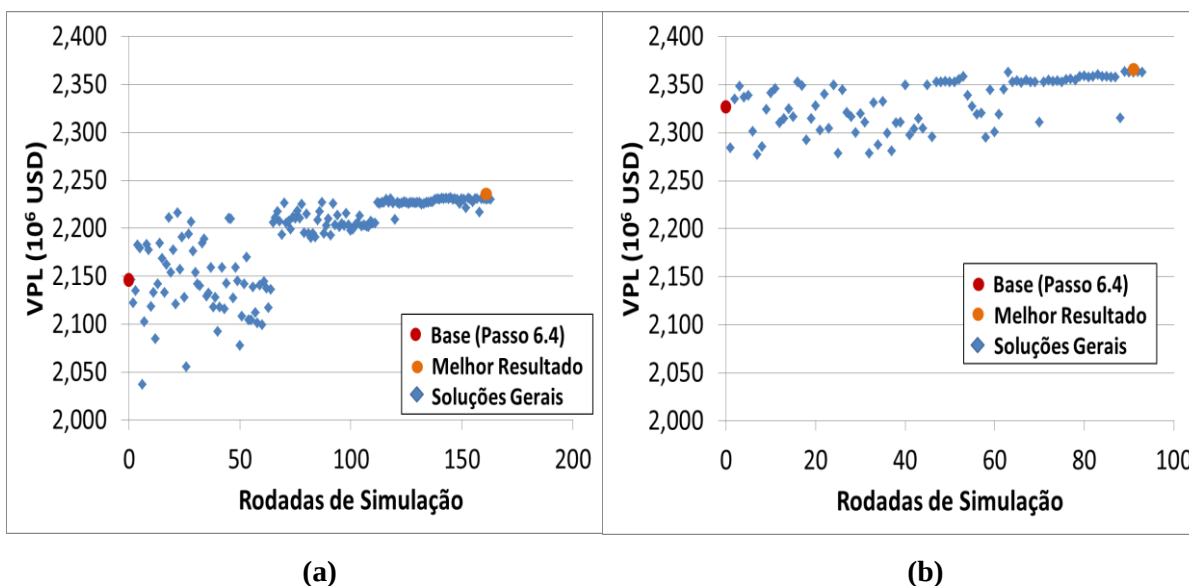


Figura A.50 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR7).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.51 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando

o banco em julho de 2014 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 9 anos, resultando em VPL de USD 2,436 bilhões.

Para a concentração, não foi encontrado resultado melhor. Dessa forma, foi mantido o valor base de 1500 ppm.

A Tabela A.24 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

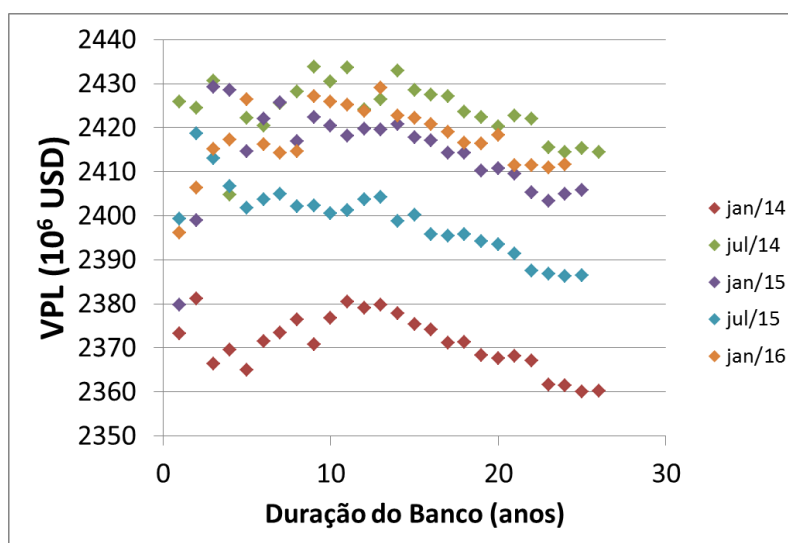


Figura A.51 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR7).

Tabela A.24 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR7).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	727	51	180	0,19	220	14	2	4218
Inicial – Inj. polím.	910	58	140	0,21	184	13	4	4358
Otimizada – Inj. água	2237	63	138	0,23	165	12	2	3581
Otimizada – Inj. polím.	2436	64	111	0,23	153	13	3	3881

A Figura A.52 compara as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água.

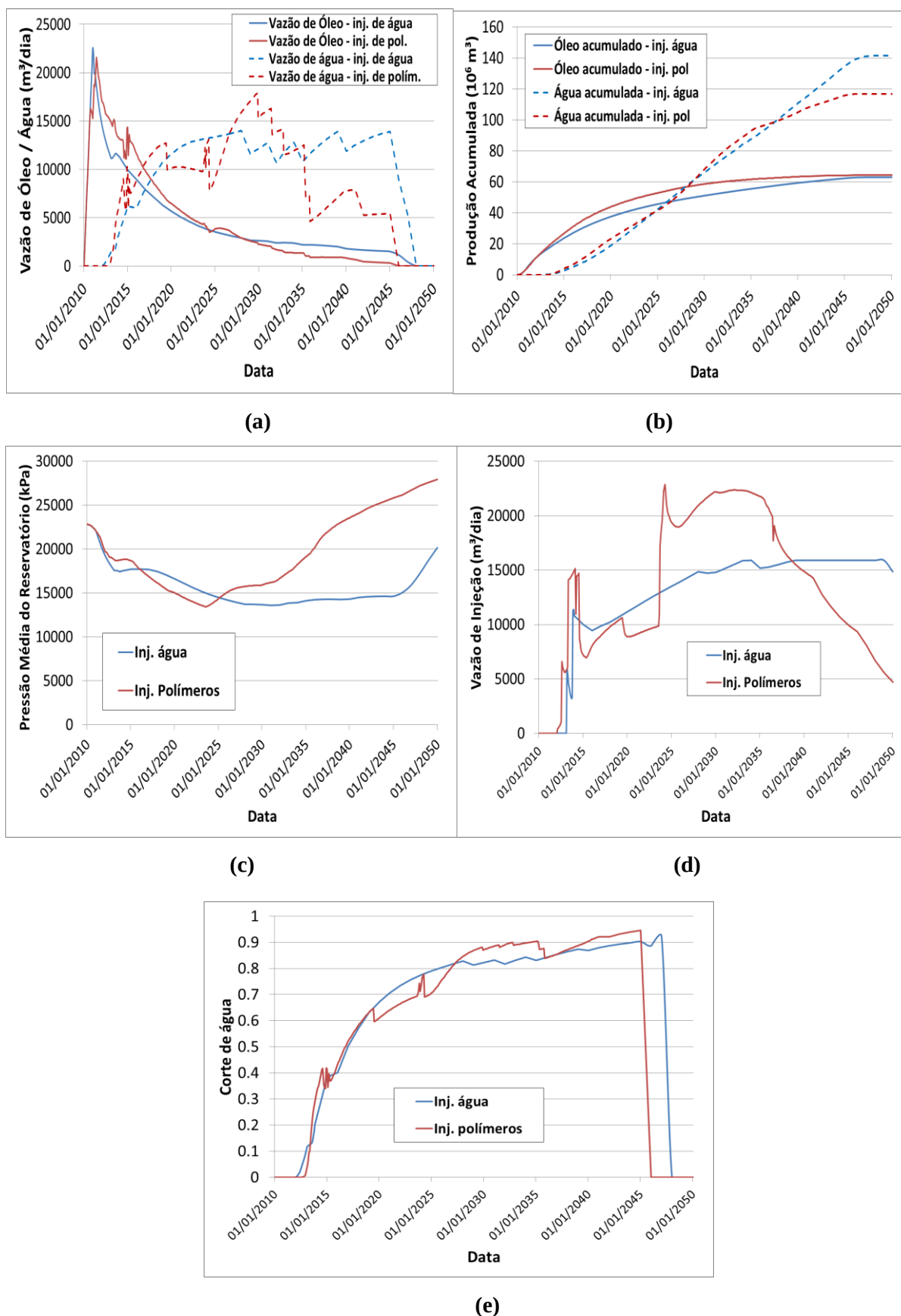


Figura A.52 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR7: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.53 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita).

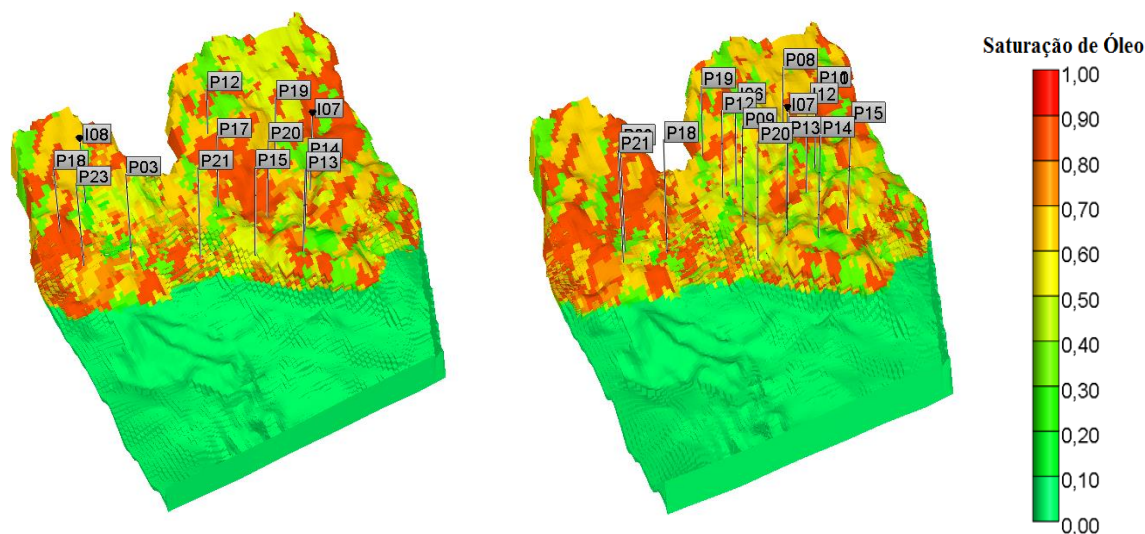


Figura A.53 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR7).

Simulações Cruzadas

A Figura A.54 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR7, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita).

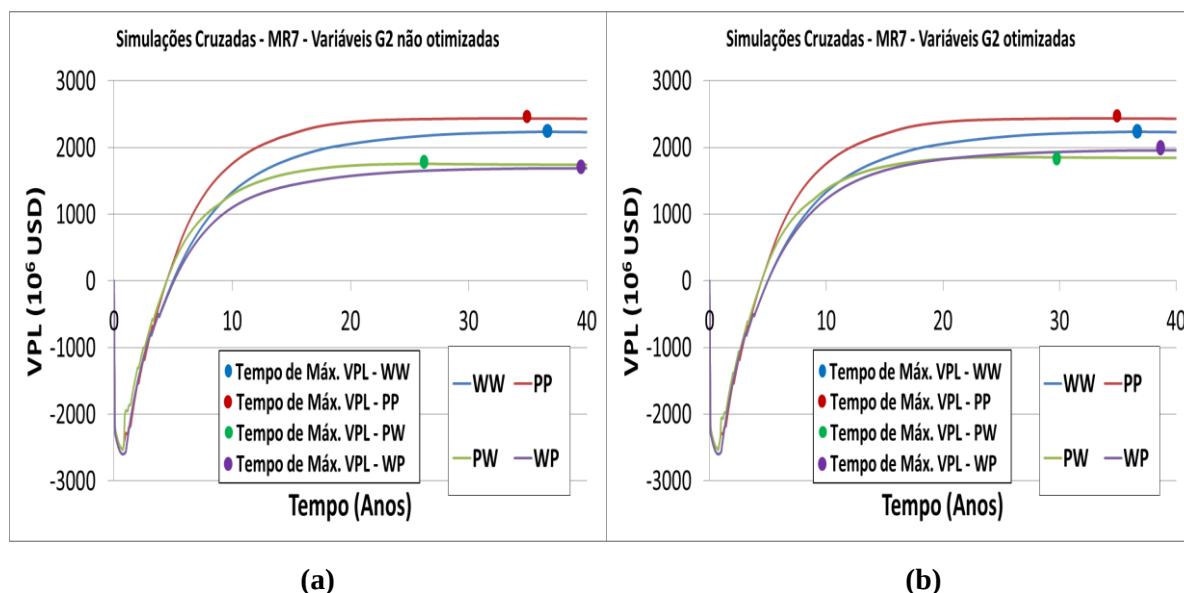


Figura A.54 – Simulações cruzadas para o MR7 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.7 Resultados do MR8

Passo 6.1 – Número e localização de poços

A estratégia inicial para injeção de água do MR8 possui 14 produtores e 2 injetores e a de polímeros 13 produtores e 4 injetores.

Para a estratégia de injeção de água, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados seis produtores e um injetor. Ao final do Passo 6.1.3, foram acrescentados quatro produtores e um injetor com aumento na função-objetivo. Portanto, a estratégia possui 13 produtores e 2 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados sete produtores e dois injetores. Foram acrescentados no Passo 6.1.3 nove produtores e dois injetores com aumento de VPL, resultando em uma estratégia com 13 produtores e 4 injetores.

A Figura A.55 mostra a correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). A Figura A.56 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

A Tabela A.25 compara os resultados da estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados.

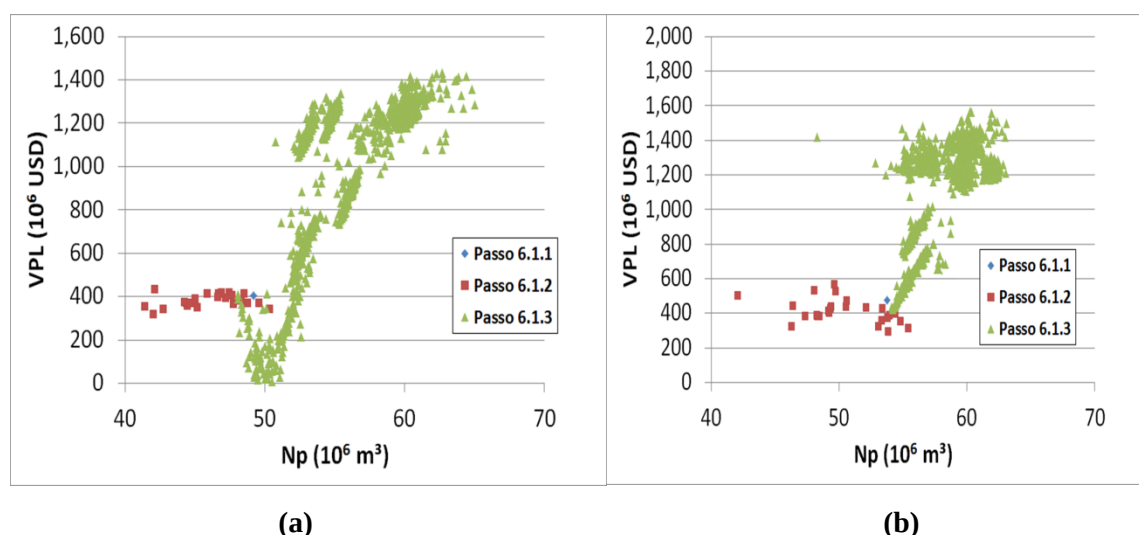


Figura A.55 – Correlação entre VPL e N_p para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR8).

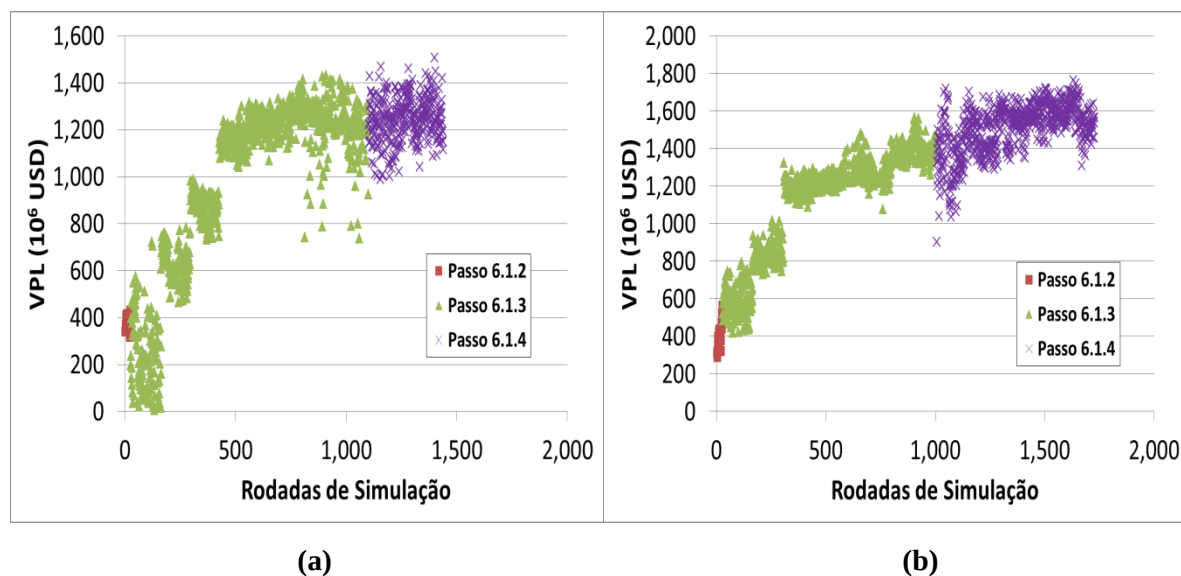


Figura A.56 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR8).

Tabela A.25 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR8)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	403	49	167	0,18	217	14	2	4218
Passo 6.1.4 – Inj. água	1507	62	175	0,23	198	13	2	4038
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	476	53	86	0,20	141	13	4	4358
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	1764	71	133	0,27	178	15	4	5030

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.26 e A.27 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores de 22500 m³/dia para injeção de água e 23500 m³/dia para injeção de polímeros, cujos resultados apresentaram o maior VPL.

Tabela A.26 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR8)

Limite de Prod. de Líqu. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
21500	1845	62	175	0,23	198	998	3598
22000	1850	63	175	0,23	198	11010	3611
22500	1871	63	175	0,23	198	1023	3625
23000	1831	63	175	0,23	198	1036	3640

Tabela A.27 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR8)

Limite de Prod. de Líq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
22500	2136	73	133	0,27	178	1023	4462
23000	2154	73	133	0,27	178	1036	4478
23500	2174	74	133	0,27	178	1049	4491
24000	2143	74	133	0,27	178	1061	4506
24500	2133	74	133	0,27	178	1074	4517

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.57 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 1,950 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 2,440 bilhões.

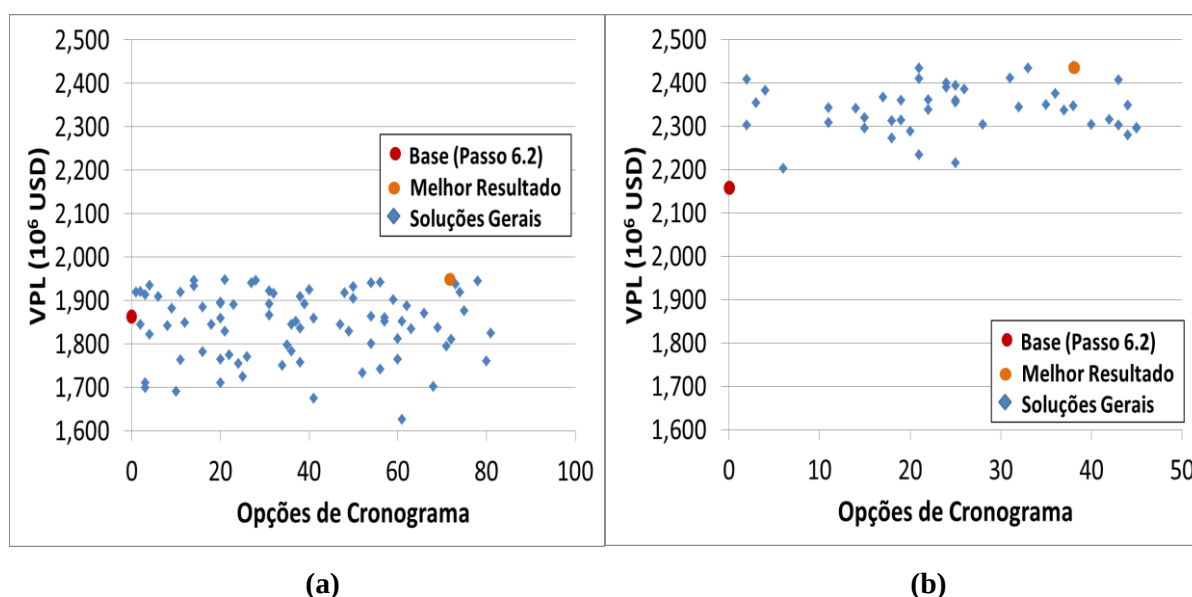


Figura A.57 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR8).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção, foi encontrado resultado com aumento de VPL para o caso de injeção de água, porém não foi encontrado resultado melhor para injeção de polímeros (Figura A.58), mantendo-se, portanto, os valores base para este caso. Na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores houve

incremento no VPL para ambos os casos, sendo maior para injeção de água, em relação ao passo anterior (Figura A.59). Ao final desta etapa, o VPL para o caso de injeção de água ficou em USD 2,171 bilhões e para o caso de polímeros ficou em USD 2,450 bilhões.

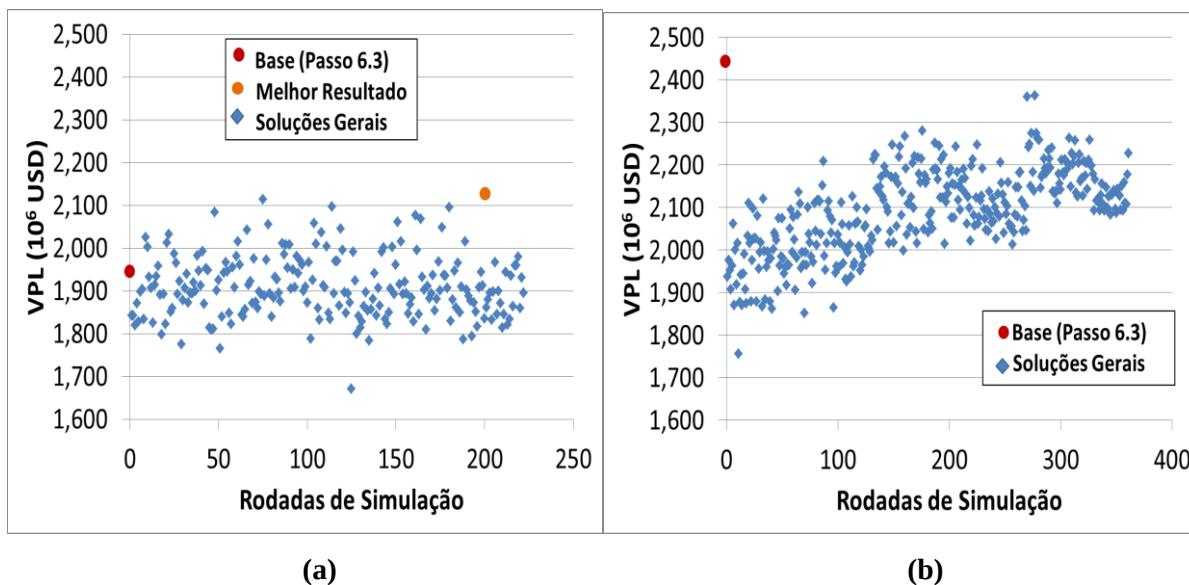


Figura A.58 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção e BHP) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR8).

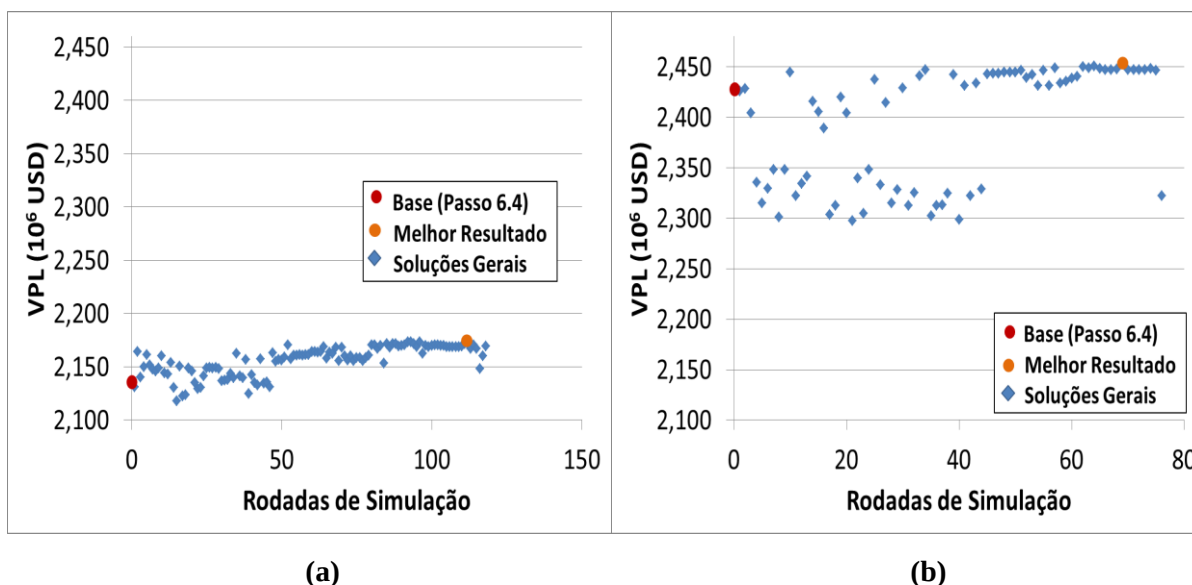


Figura A.59 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR8).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.60 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando

o banco em julho de 2014 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 22 anos, resultando em VPL de USD 2,517 bilhões.

Para a concentração, não foi encontrado resultado melhor. Dessa forma, foi mantido o valor base de 1500 ppm.

A Tabela A.28 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

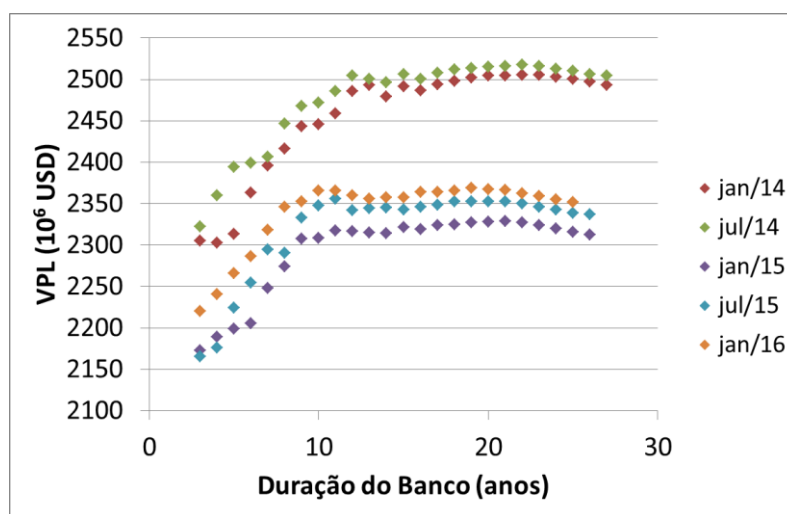


Figura A.60 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR8).

Tabela A.28 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR8).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	403	49	167	0,18	217	14	2	4218
Inicial – Inj. polím.	476	53	86	0,20	141	13	4	4358
Otimizada – Inj. água	2171	65	160	0,24	193	13	2	3625
Otimizada – Inj. polím.	2517	76	139	0,28	185	15	4	4491

A Figura A.61 compara as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água.

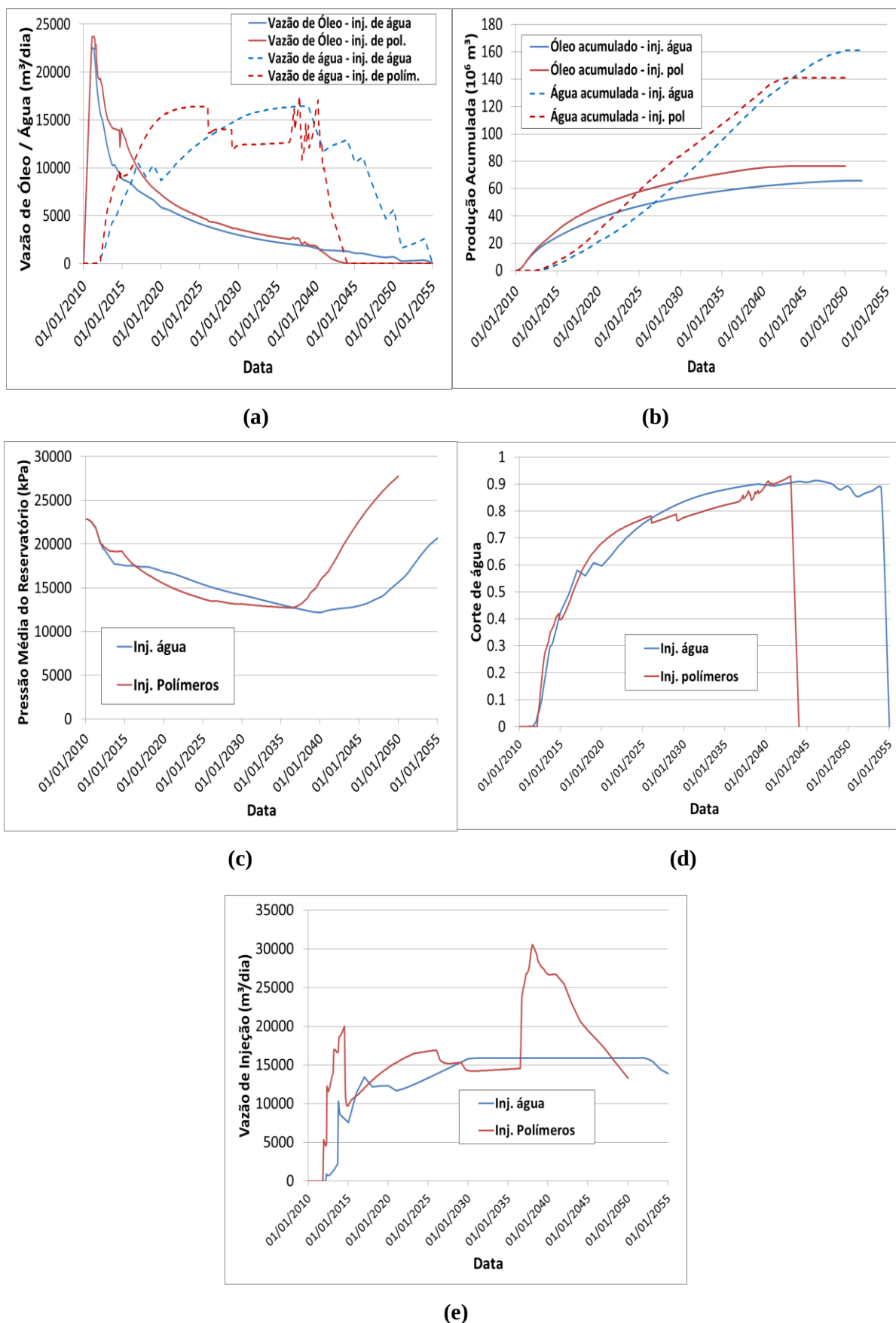


Figura A.61 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR8: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.62 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita).

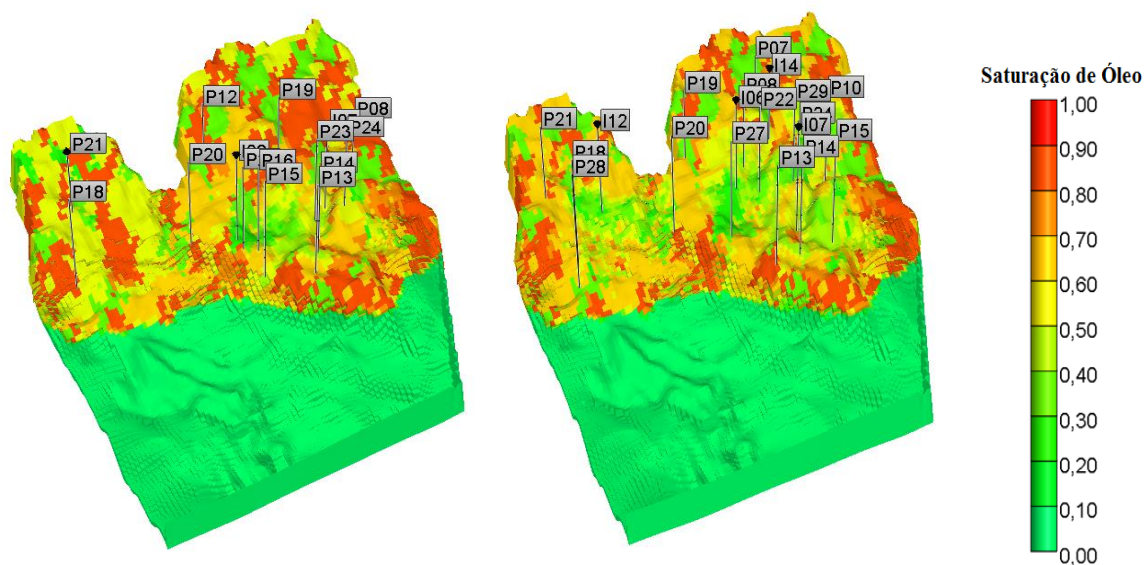


Figura A.62 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR8).

Simulações Cruzadas

A Figura A.63 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR8, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita).

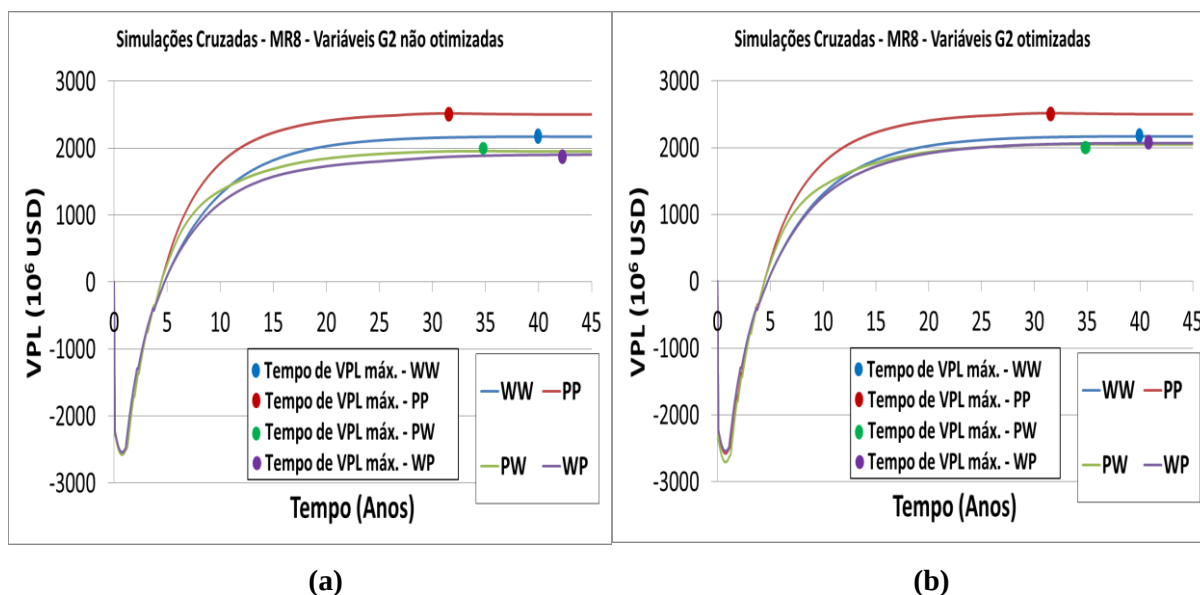


Figura A.63 – Simulações cruzadas para o MR8 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

A.8 Resultados do MR9

Passo 6.1 – Número e localização de poços

A estratégia inicial para injeção de água do MR9 possui 14 produtores e 2 injetores e a de polímeros 13 produtores e 4 injetores.

Para a estratégia de injeção de água, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados três produtores e um injetor. Ao final do Passo 6.1.3, foram adicionados seis produtores e dois injetores na estratégia, resultando em aumento de VPL. Portanto, a estratégia resultou em 17 produtores e 3 injetores.

Para a estratégia de injeção de polímeros, ao final do Passo 6.1.2 foram retirados quatro produtores e um injetor, resultado em aumento de VPL. Foram acrescentados no Passo 6.1.3 seis produtores e um injetor de VPL, resultando em uma estratégia com 15 produtores e 4 injetores.

A Figura A.64 mostra a correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 para as estratégias de água (esquerda) e de polímeros (direita). A Figura A.65 mostra a evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação dos Passos 6.1.2 a 6.1.4 para ambas as estratégias.

A Tabela A.29 compara os resultados da estratégia inicial e ao final do Passo 6.1.4, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, injeção acumulada de água, número de poços e investimentos realizados.

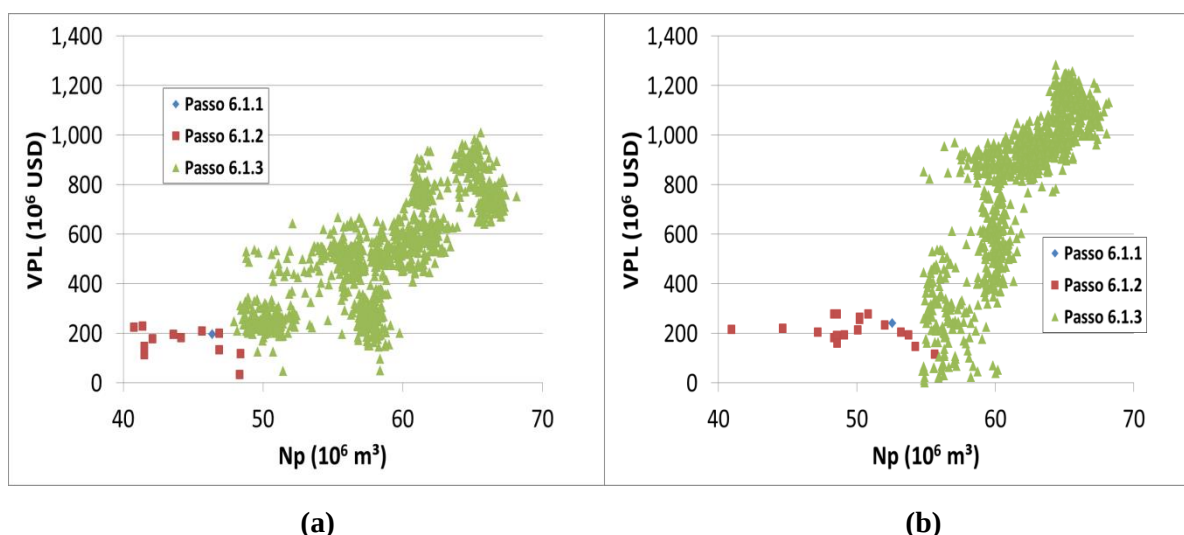


Figura A.64 – Correlação entre VPL e Np para os Passos 6.1.1 a 6.1.3 (estratégia inicial, retirada e acréscimo de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR9).

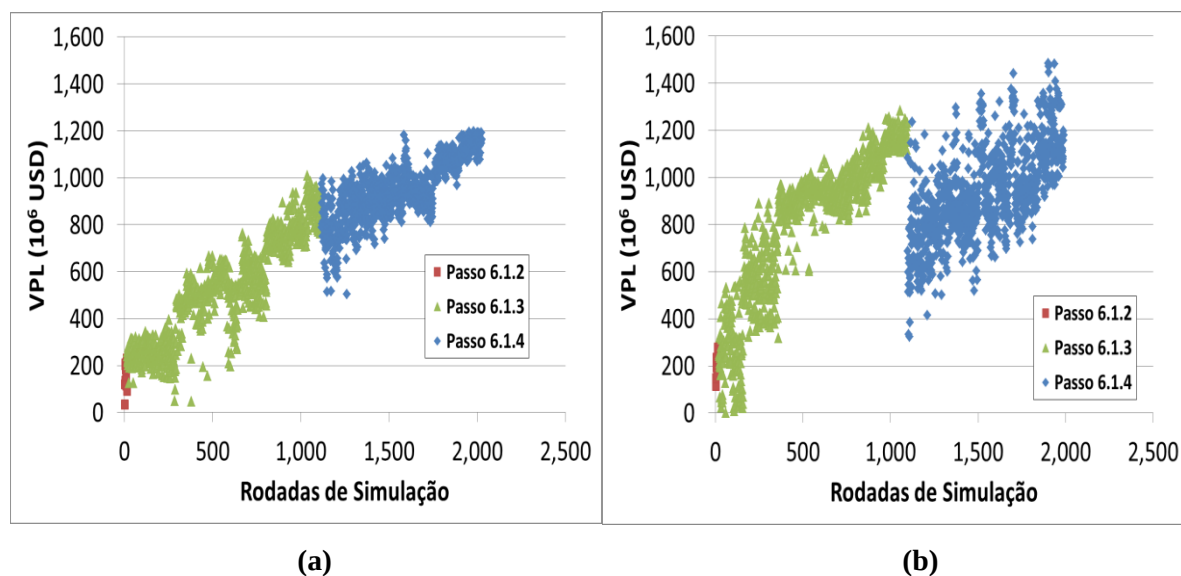


Figura A.65 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação nos Passos 6.1.2 a 6.1.4 (retirada, acréscimo e posicionamento de poços) para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR9).

Tabela A.29 – Resultados ao final do Passo 6.1.4 para as estratégias de injeção de água e de polímeros (MR9)

Passo / Estrat.	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Invest. Totais (10 ⁶ USD)
Passo 6.1.1 – Inj. água	197	46	151	0,16	195	14	2	4218
Passo 6.1.4 – Inj. água	1198	66	216	0,24	272	17	3	4679
Passo 6.1.1 – Inj. polím.	242	53	82	0,19	133	13	4	4115
Passo 6.1.4 – Inj. polím.	1484	69	140	0,25	199	15	4	5047

Passo 6.2 – Capacidade do sistema de produção

As Tabelas A.30 e A.31 mostram os resultados obtidos para a otimização da capacidade da plataforma, para os casos de injeção de água e de polímeros, respectivamente. Foram adotados os valores de 24500 m³/dia para injeção de água e 25000 m³/dia para injeção de polímeros, cujos resultados apresentaram o maior VPL.

Tabela A.30 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de água (MR9)

Limite de Prod. de Líqu. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
23500	1564	65	216	0,24	272	1049	4055
24000	1594	66	217	0,24	272	1061	4067
24500	1601	66	217	0,24	272	1074	4081
25000	1535	66	217	0,24	272	1087	4096
25500	1519	66	217	0,24	272	1092	4109

Tabela A.31 – Resultados do Passo 6.2 (capacidade da plataforma) para injeção de polímeros (MR9)

Limite de Prod. de LÍq. da Plataforma (m ³ /d)	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	Inv. Plataforma (10 ⁶ USD)	Investimentos Totais (10 ⁶ USD)
24000	1781	68	140	0,25	199	1061	4516
24500	1851	68	140	0,25	199	1074	4530
25000	1894	69	141	0,25	200	1087	4544
25500	1858	69	141	0,25	200	1099	4553
26000	1822	69	141	0,25	200	1112	4571

Passo 6.3 – Cronograma de abertura de poços

A Figura A.66 mostra o VPL para as diversas opções testadas de cronograma para as estratégias de injeção de água (esquerda) e injeção de polímeros (direita). O melhor VPL para o caso de injeção de água foi de USD 1,735 bilhões, enquanto para injeção de polímeros foi de USD 1,970 bilhões.

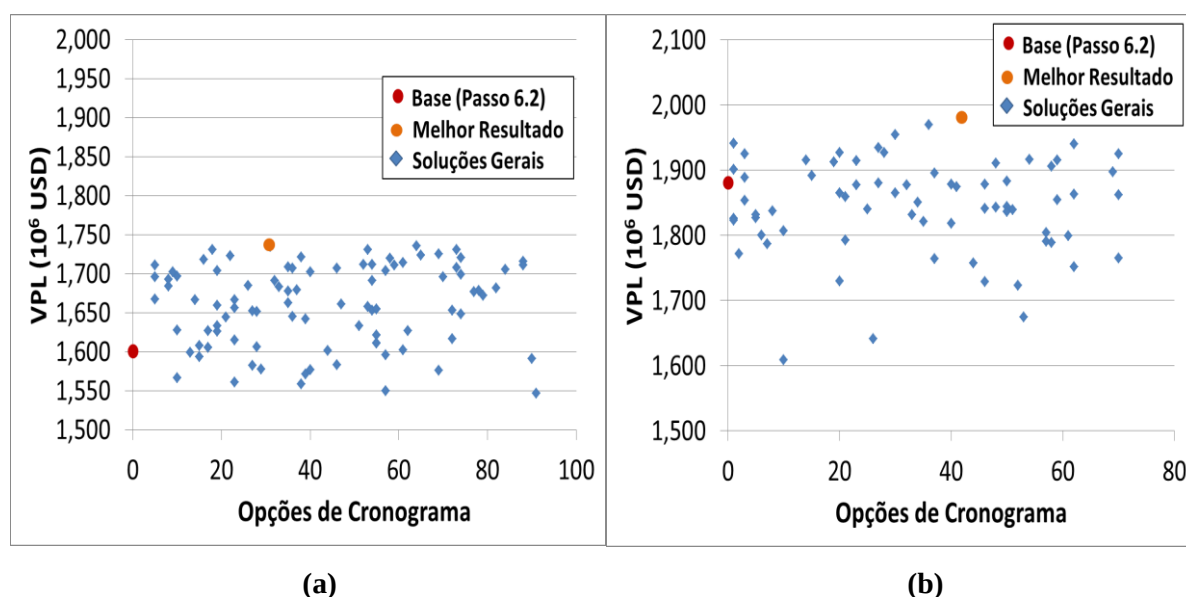


Figura A.66 – VPL para as diversas opções de cronograma testadas para as estratégias de (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR9).

Passos 6.4 e 6.5 – Vazões de produção/injeção e limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores

Na otimização das vazões de produção, foi encontrado resultado com aumento de VPL para o caso de injeção de polímeros, porém não foi encontrado resultado melhor para injeção de água (Figura A.67), mantendo-se, portanto, os valores base para este caso. Na otimização do limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores não houve aumento de

VPL em nenhum dos casos (Figura A.68). Ao final destas etapas, o VPL para o caso de injeção de água permaneceu em USD 1,735 bilhões e para o caso de polímeros ficou em USD 2,006 bilhões.

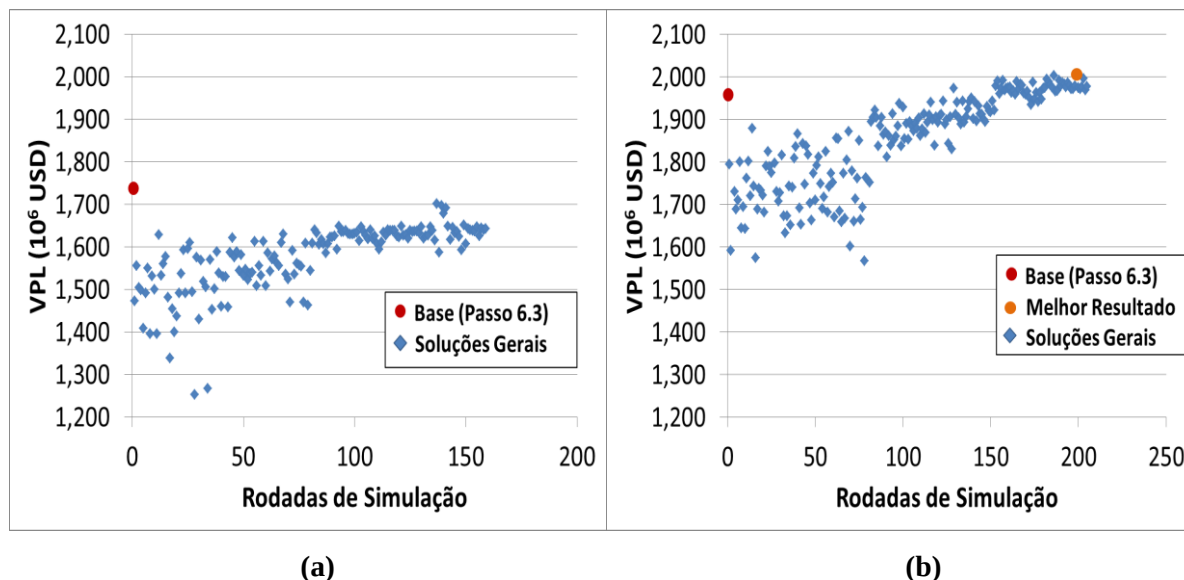


Figura A.67 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.4 (vazões de produção / injeção e BHP) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR9).

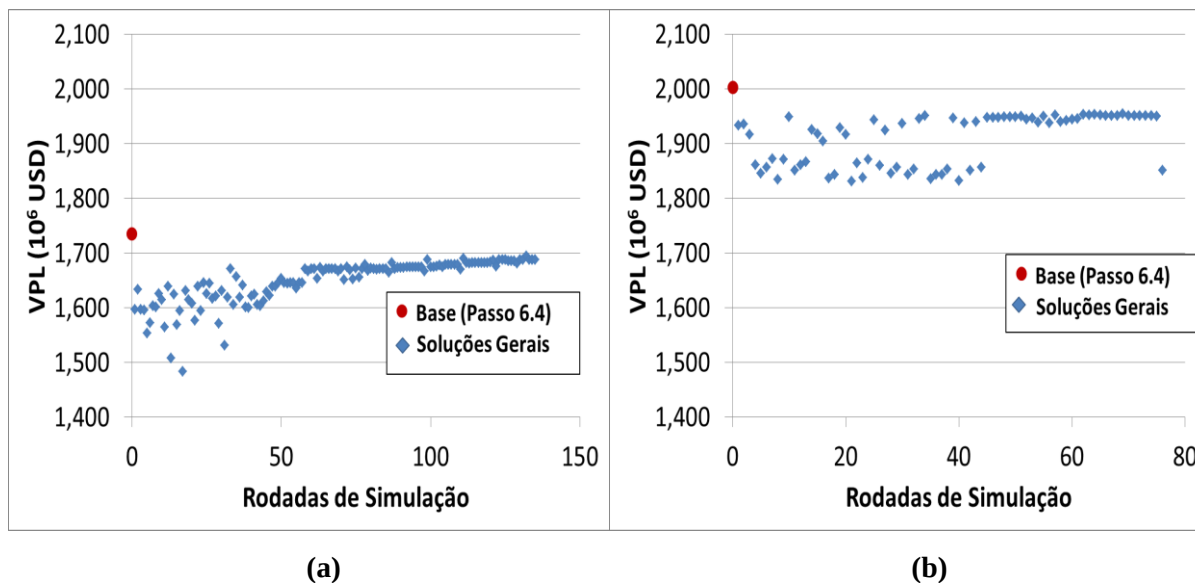


Figura A.68 – Evolução do VPL ao longo das rodadas de simulação no Passo 6.5 (limite econômico do corte de água para fechamento dos produtores) para as estratégias (a) de injeção de água e (b) de polímeros (MR9).

Passos 6.6 e 6.7 – Otimização do Banco e da Concentração da Solução polimérica

A Figura A.69 mostra os resultados para a otimização da duração do banco de injeção polimérica, com diferentes datas de início testadas. O melhor resultado obtido foi começando

o banco em janeiro de 2015 (a simulação tem início em janeiro/2010), com duração de 10 anos, resultando em VPL de USD 2,052 bilhões.

A Tabela A.32 resume os resultados finais para ambas as estratégias, mostrando os seguintes indicadores: VPL, produções acumuladas de óleo e água, fator de recuperação, água injetada acumulada, número de poços e investimentos totais.

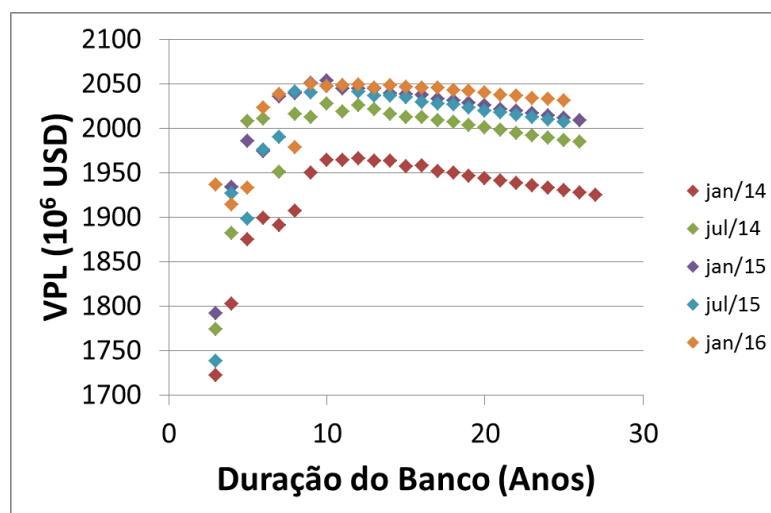


Figura A.69 – Otimização do banco de injeção polimérica (MR9).

Tabela A.32 – Resultados finais e comparação entre as estratégias iniciais e otimizadas para injeção de água e de polímeros (MR9).

Estratégia	VPL (10 ⁶ USD)	Np (10 ⁶ m ³)	Wp (10 ⁶ m ³)	FRo	Winj (10 ⁶ m ³)	N. Prod.	N. Inj.	Investim. Totais (10 ⁶ USD)
Inicial – Inj. água	197	46	151	0,16	195	14	2	4218
Inicial – Inj. polím.	242	53	82	0,19	133	13	4	4115
Otimizada – Inj. água	1735	65	213	0,24	265	17	3	4181
Otimizada – Inj. polím.	2052	68	126	0,25	207	15	4	4372

A Figura A.70 compara as estratégias de injeção de água e de injeção de polímeros, para os seguintes parâmetros: vazões de óleo e de água, produções acumuladas de óleo e de água, pressão média do reservatório e corte de água.

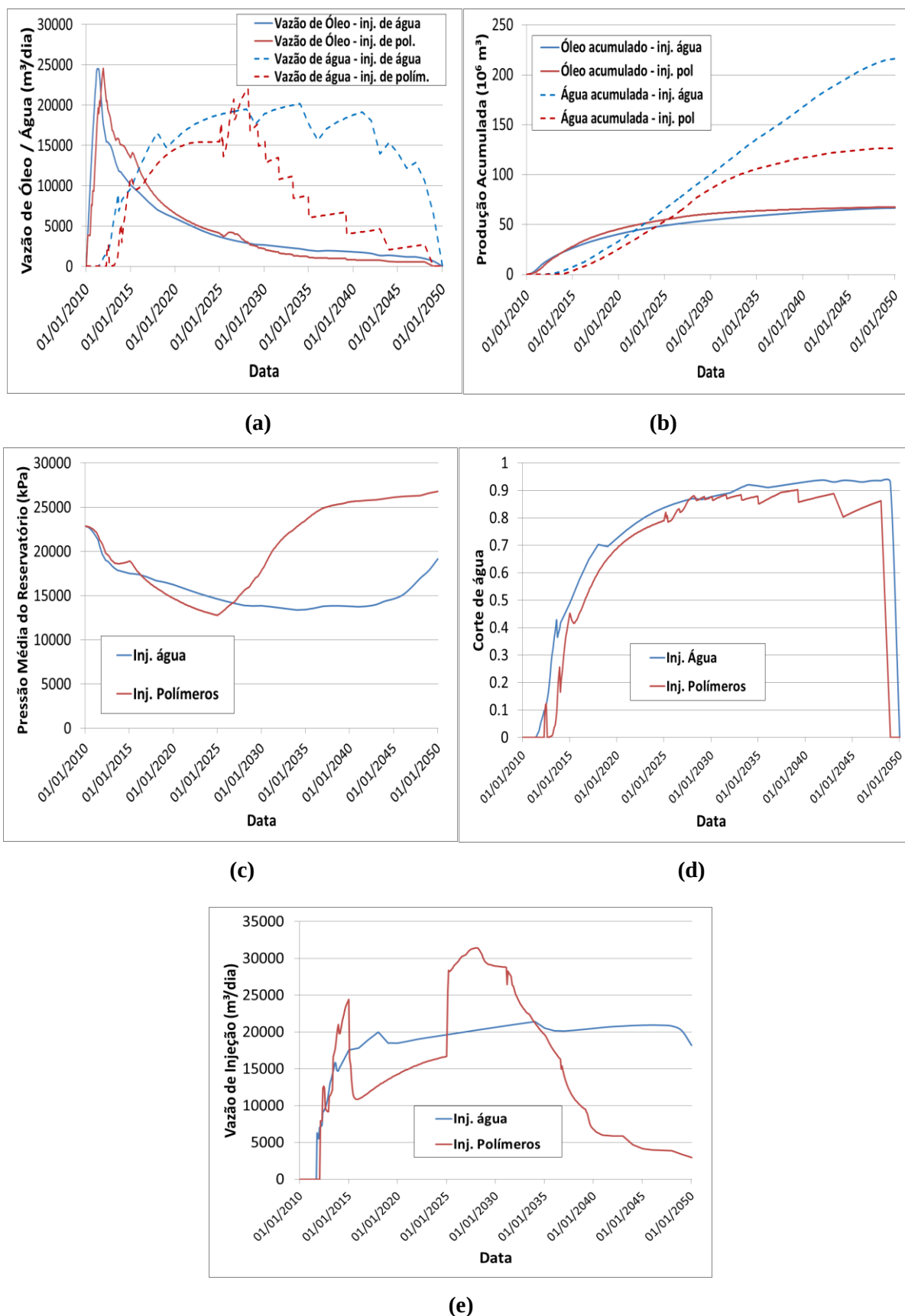


Figura A.70 – Comparações entre as estratégias de injeção de água e de polímeros para o MR9: (a) vazões de produção de óleo e água, (b) produções acumuladas de óleo e água, (c) pressão média do reservatório, (d) corte de água e (e) vazão de injeção do campo.

A Figura A.62 mostra a localização dos poços no mapa final de saturação de óleo para as estratégias de injeção de água (esquerda) e de polímeros (direita).

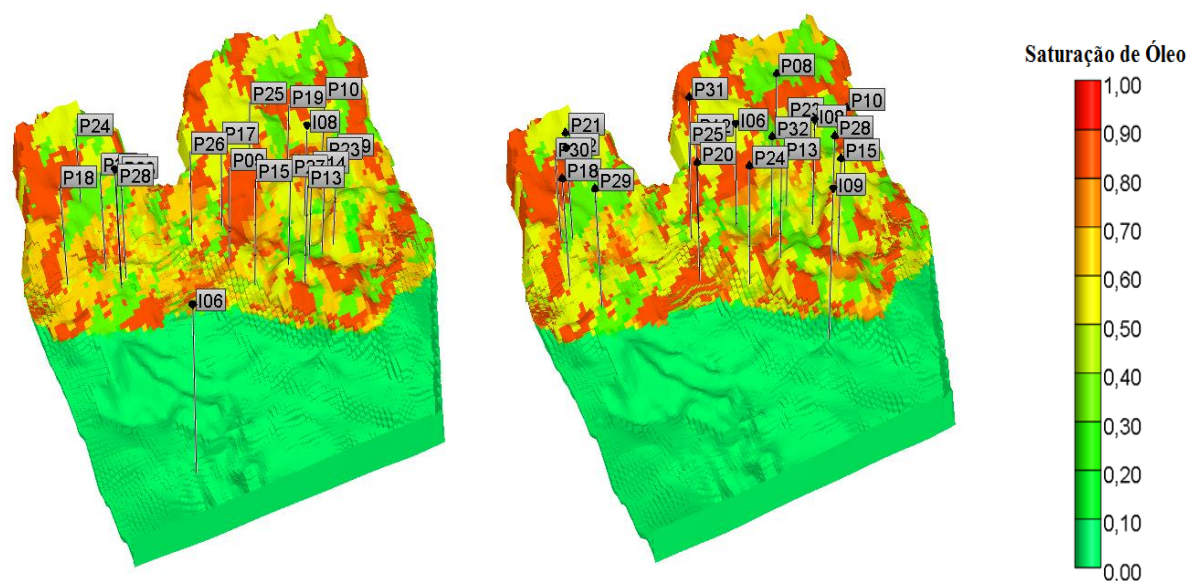


Figura A.71 – Mapas tridimensionais de saturação de óleo e estratégias de produção otimizadas para (a) injeção de água e (b) injeção de polímeros (MR9).

Simulações Cruzadas

A Figura A.72 mostra a evolução do VPL ao longo do tempo para as simulações cruzadas do MR9, com as variáveis G2 não otimizadas (esquerda) e otimizadas (direita).

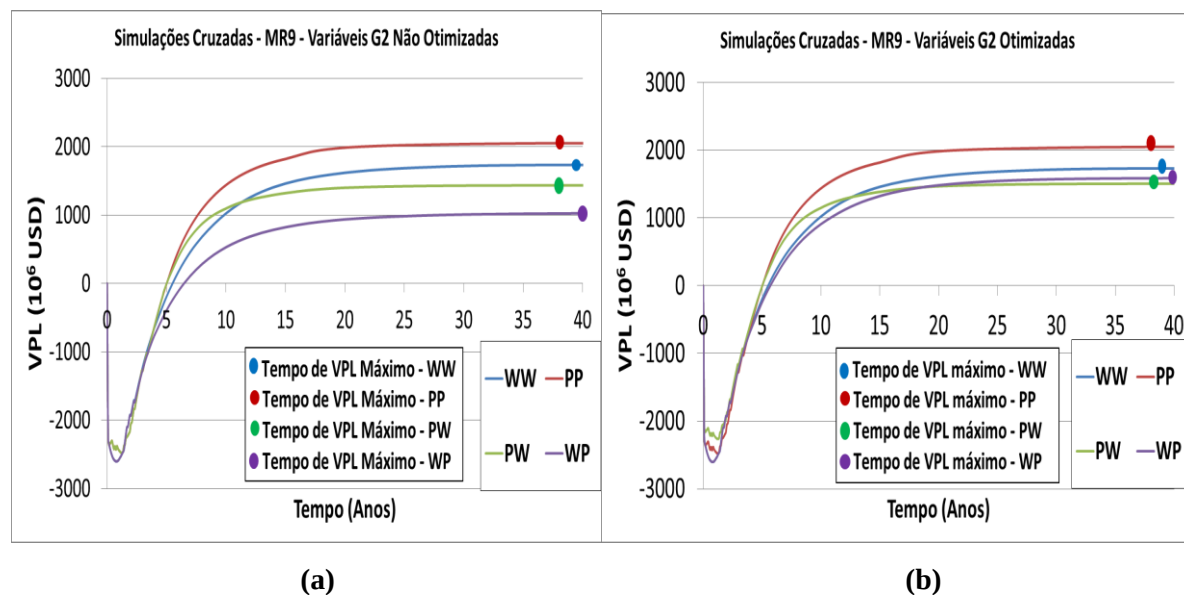


Figura A.72 – Simulações cruzadas para o MR9 com as variáveis G2 (a) não otimizadas e (b) otimizadas.

APÊNDICE B – Análise de Sensibilidade de Parâmetros nas Estratégias de Injeção de Água e de Polímeros

Neste apêndice, é mostrada a influência de alguns parâmetros utilizados neste trabalho nas estratégias base de injeção de água e de polímeros. Para isto, os parâmetros foram variados um por vez. É verificada a influência em indicadores como VPL, N_p e W_p . Parâmetros econômicos como preço do óleo e custos entram apenas na análise dos efeitos no VPL.

As Figuras B.1 a B.3 mostram os resultados para a estratégia de injeção de polímeros, enquanto as Figuras B.4 a B.5 mostram para a estratégia de injeção de água.

De forma geral, os parâmetros econômicos foram as que mais impactaram as estratégias (preço e custo de produção do óleo). Dentre os parâmetros geológicos, permeabilidade horizontal, compressibilidade da rocha e porosidade tiveram grande impacto. Adsorção não teve grande impacto em VPL e N_p , porém teve grande impacto no volume de água produzida.

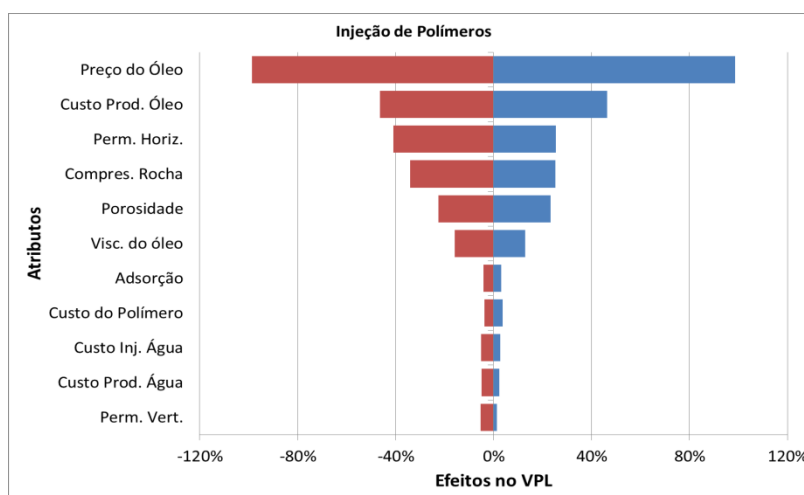


Figura B.1 – Efeitos dos atributos no VPL para injeção de polímeros.

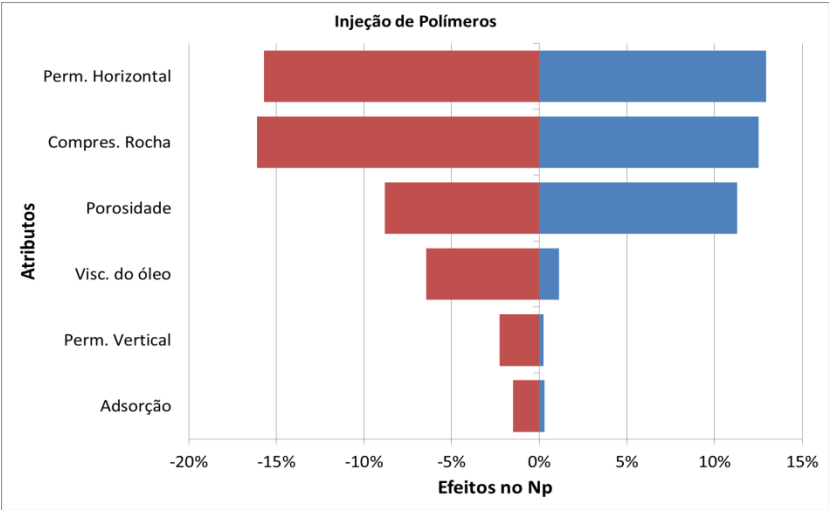


Figura B.2 – Efeitos dos atributos no Np para injeção de polímeros.

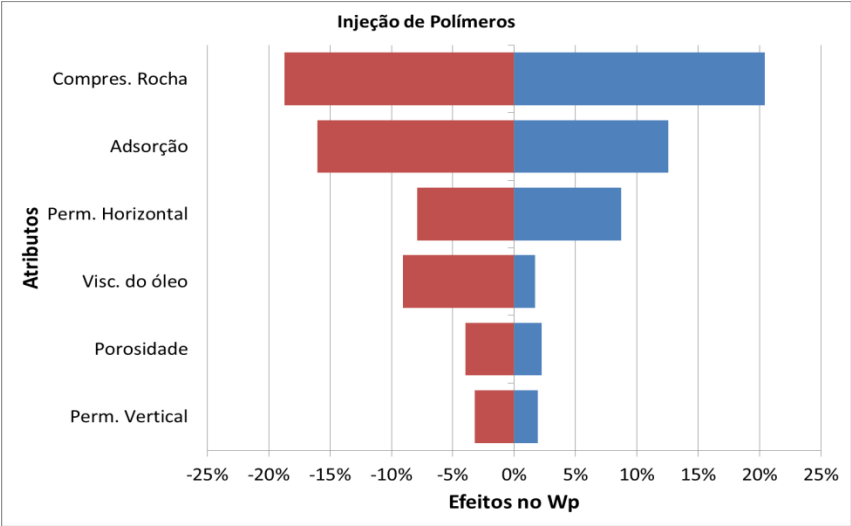


Figura B.3 – Efeitos dos atributos no Wp para injeção de polímeros.

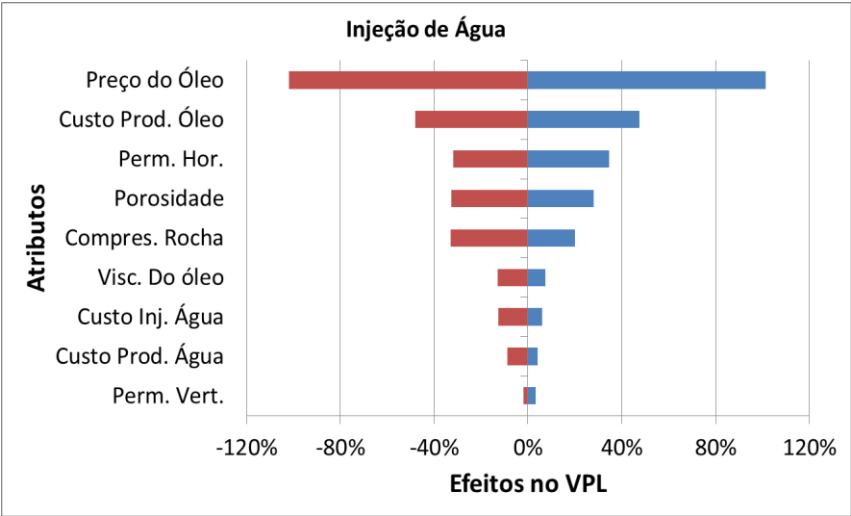


Figura B.4 – Efeitos dos atributos no VPL para injeção de água.

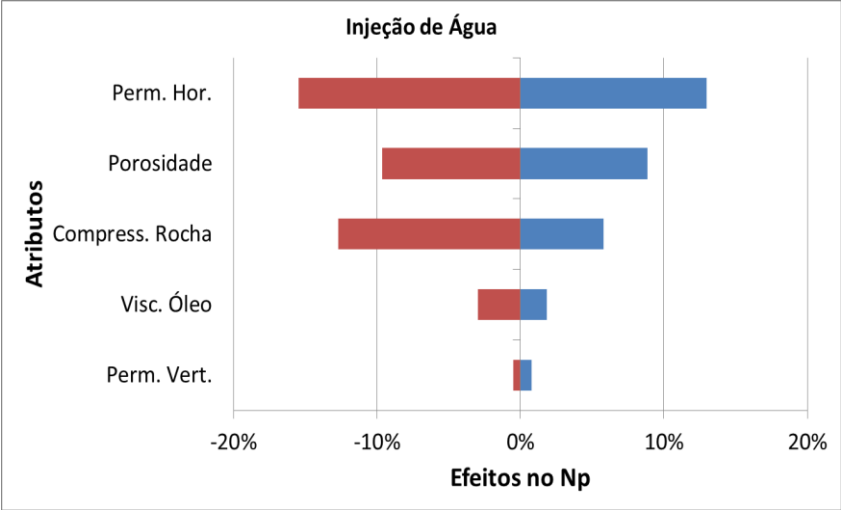


Figura B.5 – Efeitos dos atributos em Np para injeção de água.

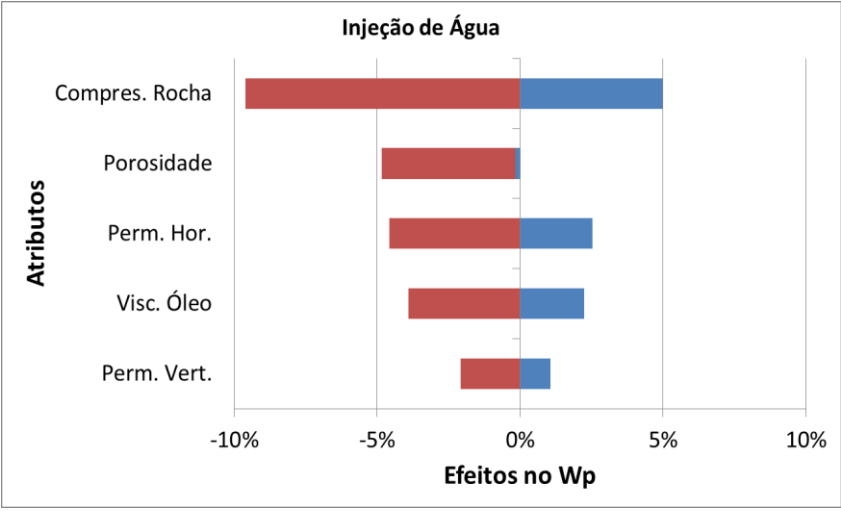


Figura B.6 – Efeitos dos atributos em Wp para injeção de água.

APÊNDICE C – Arquivo de Entrada do Simulador STARS – Injeção de Polímeros

RESULTS SIMULATOR STARS 201210

*TITLE1
'ST001a'

INUNIT SI
OUTUNIT SI

*MASSBASIS
*SHEAREFFEC *SHR

*XDR ON
*NOLIST

*OUTPRN *WELL *NONE
*OUTPRN *RES *NONE
*OUTPRN *GRID *NONE

*WSRF *WELL *TIME
*WSRF *SECTOR *TIME
*WSRF *GRID 0

*OUTSRF *GRID *NONE
*OUTSRF WELL MASS COMPONENT ALL

**\$ Distance units: m
RESULTS XOFFSET 0.0000
RESULTS YOFFSET 0.0000
RESULTS ROTATION 0.0000 **\$ (DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 1.0 1.0

\$ ***
**\$ Definition of fundamental corner point grid
\$ ***

*INCLUDE 'ST001_grid.inc'
*INCLUDE 'ST001_null.inc'
*INCLUDE 'ST001_falhas.inc'
*INCLUDE 'ST001_pinch.inc'
*INCLUDE 'ST001_permi.inc'
*INCLUDE 'ST001_permj.inc'
*INCLUDE 'ST001_permk.inc'
*INCLUDE 'ST001_por.inc'

END-GRID
ROCKTYPE 1

PRPOR 23668
CPOR 4.1E-6

** Component Properties Section

*model 4 4 4 2 ** Standard water properties plus oil

*compname	'Water'	'Polymer'	'Oil'	'Gas'
**	-----	-----	-----	-----
*cmm	0.01802	12	0.170	0.016043
*pcrit	22181	0	1824	4600
*tcrit	374.15	0	385.15	-82.55
*massden	1067.9	1008.68	967.9	320.37
*cp	4.28E-7	4.35e-7	6.6e-7	2.17e-6

*VISCTABLE

*ATPRES 3210

***TEMP	Water	Polymer	Oil	Gas
78	0.48	10	124.827	0.0138
*ATPRES 5000				
78	0.48	10	129.307	0.0138
*ATPRES 10000				
78	0.48	10	141.293	0.0138
*ATPRES 12500				
78	0.48	10	147.221	0.0138
*ATPRES 15000				
78	0.48	10	153.177	0.0138
*ATPRES 17500				
78	0.48	10	159.188	0.0138
*ATPRES 20000				
78	0.48	10	165.276	0.0138
*ATPRES 23400				
78	0.48	10	173.703	0.0138
*ATPRES 25000				
78	0.48	10	177.736	0.0138
*ATPRES 30000				
78	0.48	10	190.649	0.0138
*ATPRES 35000				
78	0.48	10	204.080	0.0138
*ATPRES 40000				
78	0.48	10	218.084	0.0138
*ATPRES 45000				
78	0.48	10	232.709	0.0138

*VSMIXCOMP 'Polymer'

*VSMIXENDP 0 0.0015

*VSMIXFUNC 0 0.103869 0.246932 0.38688 0.511966 0.621654 0.718052 0.803475
0.879891 0.948869 1

** The following is the tabular input for shear thickening and thinning

*SHEARTAB

**shear rate (day-1)	visc(cp)
648000	10.0
1036800	9.4
1728000	8.8
3110400	7.8
5184000	7.0
8035200	6.3
12096000	5.8
19872000	5.3

34560000	4.9
56160000	4.5
86400000	4.2

** Reference conditions

*prsr 23668	** kPa
*temr 78	** C
*psurf 101	** kPa
*tsurf 16.67	** C
*xnacl 0.10	** 100.000 ppm

*KV1 0 0	1.3271e+6	0
*KV2 0 0 0 0		
*KV3 0 0 0 0		
*KV4 0 0	-3774.56	0
*KV5 0 0	-181.84	0

*k_surf 'Gas' 1.1

 ** Rock-Fluid Properties Section

*ROCKFLUID

*RPT 1

**\$	Sw	krw	krow	Pcow
*SWT				
	0.1100	0.0000	1.0000	0.0000
	0.1323	0.0000	0.9131	0.0000
	0.1545	0.0002	0.8410	0.0000
	0.1768	0.0006	0.7716	0.0000
	0.1990	0.0012	0.7037	0.0000
	0.2213	0.0022	0.6371	0.0000
	0.2435	0.0035	0.5721	0.0000
	0.2658	0.0054	0.5094	0.0000
	0.2880	0.0078	0.4495	0.0000
	0.3103	0.0109	0.3929	0.0000
	0.3325	0.0147	0.3401	0.0000
	0.3548	0.0193	0.2916	0.0000
	0.3770	0.0250	0.2474	0.0000
	0.3993	0.0317	0.2077	0.0000
	0.4215	0.0397	0.1725	0.0000
	0.4438	0.0490	0.1416	0.0000
	0.4660	0.0599	0.1149	0.0000
	0.4883	0.0725	0.0920	0.0000
	0.5105	0.0869	0.0727	0.0000
	0.5328	0.1034	0.0565	0.0000
	0.5550	0.1221	0.0432	0.0000
	0.5773	0.1431	0.0324	0.0000
	0.5995	0.1666	0.0238	0.0000
	0.6218	0.1927	0.0170	0.0000
	0.6440	0.2215	0.0118	0.0000
	0.6663	0.2531	0.0079	0.0000
	0.6885	0.2874	0.0050	0.0000
	0.7108	0.3244	0.0030	0.0000

0.7330	0.3637	0.0017	0.0000
0.7553	0.4052	0.0008	0.0000
0.7775	0.4485	0.0003	0.0000
0.7998	0.4927	0.0001	0.0000
0.8220	0.5372	0.0000	0.0000
0.8376	0.5678	0.0000	0.0000
0.8533	0.5959	0.0000	0.0000

**\$ SL krg krog
*SLT

0.11	1.0000	0.000000
0.13	0.9131	0.000000
0.15	0.8410	0.000000
0.18	0.7716	0.000000
0.20	0.7037	0.000000
0.22	0.6371	0.000001
0.24	0.5721	0.000002
0.26	0.5094	0.000507
0.28	0.4495	0.001518
0.30	0.3929	0.003033
0.32	0.3401	0.005559
0.34	0.2916	0.008843
0.36	0.2474	0.013643
0.38	0.2077	0.019706
0.40	0.1725	0.027536
0.42	0.1416	0.037136
0.44	0.1149	0.048756
0.47	0.0920	0.063155
0.50	0.0727	0.080079
0.53	0.0565	0.100288
0.56	0.0432	0.123781
0.59	0.0324	0.151315
0.62	0.0238	0.183144
0.65	0.0170	0.219520
0.68	0.0118	0.261200
0.71	0.0079	0.308430
0.74	0.0050	0.361400
0.77	0.0030	0.420850
0.80	0.0017	0.486780
0.83	0.0008	0.558530
0.86	0.0003	0.639358
0.89	0.0001	0.726003
0.92	0.0000	0.819469
0.95	0.0000	0.918745
0.98	0.0000	1.000000

*RPT 2

**\$ Sw krw krow Pcow
*SWT

0.3900	0.0000	1.0000	0.0000
0.4053	0.0000	0.9614	0.0000
0.4205	0.0000	0.9025	0.0000
0.4358	0.0001	0.8340	0.0000
0.4510	0.0002	0.7606	0.0000
0.4663	0.0005	0.6857	0.0000

0.4815	0.0011	0.6119	0.0000
0.4968	0.0020	0.5409	0.0000
0.5120	0.0034	0.4742	0.0000
0.5273	0.0055	0.4124	0.0000
0.5425	0.0084	0.3561	0.0000
0.5578	0.0123	0.3052	0.0000
0.5730	0.0174	0.2598	0.0000
0.5883	0.0240	0.2195	0.0000
0.6035	0.0321	0.1842	0.0000
0.6188	0.0421	0.1533	0.0000
0.6340	0.0539	0.1265	0.0000
0.6493	0.0677	0.1035	0.0000
0.6645	0.0834	0.0837	0.0000
0.6798	0.1009	0.0669	0.0000
0.6950	0.1198	0.0527	0.0000
0.7103	0.1399	0.0408	0.0000
0.7255	0.1608	0.0310	0.0000
0.7408	0.1820	0.0229	0.0000
0.7560	0.2031	0.0164	0.0000
0.7713	0.2237	0.0112	0.0000
0.7865	0.2436	0.0072	0.0000
0.8018	0.2625	0.0043	0.0000
0.8170	0.2804	0.0022	0.0000
0.8323	0.2975	0.0009	0.0000
0.8473	0.3142	0.0002	0.0000
0.8624	0.3355	0.0000	0.0000

**\$ SL krg krog
 *SLT

0.39	1.0000	0.0000
0.40	0.9614	0.0000
0.41	0.9025	0.0003
0.42	0.8340	0.0005
0.43	0.7606	0.0013
0.44	0.6857	0.0028
0.45	0.6119	0.0051
0.47	0.5409	0.0086
0.49	0.4742	0.0139
0.51	0.4124	0.0212
0.53	0.3561	0.0311
0.55	0.3052	0.0440
0.57	0.2598	0.0606
0.59	0.2195	0.0811
0.61	0.1842	0.1064
0.63	0.1533	0.1362
0.65	0.1265	0.1710
0.67	0.1035	0.2107
0.69	0.0837	0.2549
0.71	0.0669	0.3026
0.73	0.0527	0.3534
0.75	0.0408	0.4062
0.77	0.0310	0.4598
0.79	0.0229	0.5131
0.81	0.0164	0.5651
0.83	0.0112	0.6154
0.85	0.0072	0.6631
0.87	0.0043	0.7083
0.89	0.0022	0.7515
0.91	0.0009	0.7937

0.93	0.0002	0.8900
0.95	0.0000	1.0000

*RPT 3

**\$	Sw	krw	krow	Pcow
*SWT				
	0.6600	0.0000	1.0000	0.0000
	0.6685	0.0000	0.9771	0.0000
	0.6770	0.0000	0.9299	0.0000
	0.6855	0.0000	0.8674	0.0000
	0.6940	0.0001	0.7955	0.0000
	0.7025	0.0002	0.7191	0.0000
	0.7110	0.0004	0.6421	0.0000
	0.7195	0.0009	0.5676	0.0000
	0.7280	0.0016	0.4974	0.0000
	0.7365	0.0027	0.4327	0.0000
	0.7450	0.0044	0.3741	0.0000
	0.7535	0.0067	0.3217	0.0000
	0.7620	0.0099	0.2753	0.0000
	0.7705	0.0141	0.2345	0.0000
	0.7790	0.0195	0.1988	0.0000
	0.7875	0.0260	0.1676	0.0000
	0.7960	0.0338	0.1406	0.0000
	0.8045	0.0428	0.1173	0.0000
	0.8130	0.0527	0.0971	0.0000
	0.8215	0.0634	0.0797	0.0000
	0.8300	0.0745	0.0648	0.0000
	0.8385	0.0856	0.0520	0.0000
	0.8470	0.0964	0.0411	0.0000
	0.8555	0.1068	0.0319	0.0000
	0.8640	0.1164	0.0241	0.0000
	0.8725	0.1251	0.0176	0.0000
	0.8810	0.1330	0.0123	0.0000
	0.8895	0.1400	0.0080	0.0000
	0.8980	0.1463	0.0046	0.0000
	0.9065	0.1519	0.0021	0.0000
	0.9139	0.1567	0.0007	0.0000
	0.9213	0.1635	0.0000	0.0000

**\$	SL	krq	krog
*SLT			
	0.66	1.0000	0.0000
	0.67	0.9771	0.0023
	0.68	0.9299	0.0040
	0.69	0.8674	0.0068
	0.70	0.7955	0.0111
	0.71	0.7191	0.0169
	0.72	0.6421	0.0250
	0.73	0.5676	0.0356
	0.74	0.4974	0.0493
	0.75	0.4327	0.0657
	0.76	0.3741	0.0854
	0.77	0.3217	0.1081
	0.78	0.2753	0.1331

0.79	0.2345	0.1602
0.80	0.1988	0.1882
0.81	0.1676	0.2162
0.82	0.1406	0.2435
0.83	0.1173	0.2698
0.84	0.0971	0.2940
0.85	0.0797	0.3160
0.86	0.0648	0.3360
0.87	0.0520	0.3537
0.88	0.0411	0.3696
0.89	0.0319	0.3837
0.90	0.0241	0.3958
0.91	0.0176	0.4130
0.92	0.0123	0.4800
0.93	0.0080	0.5600
0.94	0.0046	0.6700
0.95	0.0021	0.7700
0.96	0.0007	0.8800
0.97	0.0000	1.0000

*INCLUDE 'ST001_RT.inc' **** Rock Types

***ADSORCAO 80 ug/g

*ADSCOMP 'Polymer' *Water

*ADSTABLE

** Concentracao Adsorcao

0	0
0.00005	0.1555
0.0001	0.2665
0.00015	0.3498
0.0002	0.4146
0.000375	0.5597
0.0005	0.6219
0.00075	0.6996
0.000875	0.7255
0.001	0.7462
0.00125	0.7773
0.001375	0.7893
0.0015	0.7995
0.001625	0.8084
0.00175	0.8162
0.002	0.8292
0.002125	0.8346
0.00225	0.8395
0.002375	0.8440
0.0025	0.8480

*ADMAXT 0.848

** kg/m3

*ADRT 0.848

** 0 - Totalmente Revers., =ADMAXT - Totalmente Irrev.

*PORFT 0.90

** Volume Poroso Acessível

*RRFT 1

** Fator de Resistência Residual

```

*****
*****
** Initial Conditions Section
*****
*****

*INITIAL
*VERTICAL *DEPTH_AVE
*REFPRES 23668.
*REFDEPTH 2334

*DWOC 2394

*TEMP *CON 78

MFRAC_WAT 'Water' CON          1
MFRAC_OIL 'Hevy Oil' CON       1
MFRAC_OIL 'Gas' CON            0

*****
*****
** Numerical Control Section
*****
*****

*NUMERICAL
*ITERMAX 300
*DTMIN 0.1
*DTMAX 90
*TFORM *ZT
*ISOTHERMAL

*****
*****
** Wells and Recurrent Section
*****
*****

RUN

*DATE 2010 1 1

*DTWELL 0.5
GROUP 'PROD' ATTACHTO 'FIELD'
GROUP 'INJ' ATTACHTO 'FIELD'

WELL 'P03' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P03'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.90 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$          rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P03'

```

```

**$ UBA      ff  Status  Connection
   6 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO  'SURFACE'  REFLAYER
   7 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    1
   8 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    2
   9 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    3
  10 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    4
  11 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    5
  12 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    6
  13 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    7
  14 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    8
  15 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO    9
  16 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO   10
  17 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO   11
  18 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO   12
  19 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO   13
  20 66 1    1.  OPEN    FLOW-TO   14
SHUTIN 'P03'

```

```

WELL  'P07' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P07'
OPERATE MAX  STL  2862.  CONT
OPERATE MAX  OIL  1908.  CONT
OPERATE MIN  BHP  8172.  CONT
MONITOR MAX  WCUT  0.95  SHUTIN
MONITOR MIN  OIL   12.  SHUTIN
**$          rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I  0.108  0.249  1.  0.
PERF  GEO  'P07'
**$ UBA      ff  Status  Connection
   77 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO  'SURFACE'  REFLAYER
   78 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    1
   79 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    2
   80 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    3
   81 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    4
   82 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    5
   83 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    6
   84 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    7
   85 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    8
   86 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO    9
   87 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO   10
   88 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO   11
   89 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO   12
   90 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO   13
   91 90 4    1.  OPEN    FLOW-TO   14
SHUTIN 'P07'

```

```

WELL  'P08' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P08'
OPERATE MAX  STL  2862.  CONT
OPERATE MAX  OIL  1908.  CONT
OPERATE MIN  BHP  8172.  CONT
MONITOR MAX  WCUT  0.95  SHUTIN
MONITOR MIN  OIL   12.  SHUTIN
**$          rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I  0.108  0.249  1.  0.
PERF  GEO  'P08'
**$ UBA      ff  Status  Connection

```

```

68 78 4 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
69 78 4 1. OPEN FLOW-TO 1
70 78 4 1. OPEN FLOW-TO 2
71 78 4 1. OPEN FLOW-TO 3
72 78 4 1. OPEN FLOW-TO 4
73 78 4 1. OPEN FLOW-TO 5
74 78 4 1. OPEN FLOW-TO 6
75 78 4 1. OPEN FLOW-TO 7
76 78 4 1. OPEN FLOW-TO 8
77 78 4 1. OPEN FLOW-TO 9
78 78 4 1. OPEN FLOW-TO 10
79 78 4 1. OPEN FLOW-TO 11
80 78 4 1. OPEN FLOW-TO 12
81 78 4 1. OPEN FLOW-TO 13
82 78 4 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P08'

```

```

WELL 'P09' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P09'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P09'
**$ UBA ff Status Connection
50 58 3 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
51 58 3 1. OPEN FLOW-TO 1
52 58 3 1. OPEN FLOW-TO 2
53 58 3 1. OPEN FLOW-TO 3
54 58 3 1. OPEN FLOW-TO 4
55 58 3 1. OPEN FLOW-TO 5
56 58 3 1. OPEN FLOW-TO 6
57 58 3 1. OPEN FLOW-TO 7
58 58 3 1. OPEN FLOW-TO 8
59 58 3 1. OPEN FLOW-TO 9
60 58 3 1. OPEN FLOW-TO 10
61 58 3 1. OPEN FLOW-TO 11
62 58 3 1. OPEN FLOW-TO 12
63 58 3 1. OPEN FLOW-TO 13
64 58 3 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P09'

```

```

WELL 'P10' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P10'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P10'
**$ UBA ff Status Connection
81 58 4 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER

```

```

82 58 4 1. OPEN FLOW-TO 1
83 58 4 1. OPEN FLOW-TO 2
84 58 4 1. OPEN FLOW-TO 3
85 58 4 1. OPEN FLOW-TO 4
86 58 4 1. OPEN FLOW-TO 5
87 58 4 1. OPEN FLOW-TO 6
88 58 4 1. OPEN FLOW-TO 7
89 58 4 1. OPEN FLOW-TO 8
90 58 4 1. OPEN FLOW-TO 9
91 58 4 1. OPEN FLOW-TO 10
92 58 4 1. OPEN FLOW-TO 11
93 58 4 1. OPEN FLOW-TO 12
94 58 4 1. OPEN FLOW-TO 13
95 58 4 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P10'

```

```

WELL 'P11' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P11'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.94 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P11'
**$ UBA ff Status Connection
25 60 6 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
26 60 6 1. OPEN FLOW-TO 1
27 60 6 1. OPEN FLOW-TO 2
28 60 6 1. OPEN FLOW-TO 3
29 60 6 1. OPEN FLOW-TO 4
30 60 6 1. OPEN FLOW-TO 5
31 60 6 1. OPEN FLOW-TO 6
32 60 6 1. OPEN FLOW-TO 7
33 60 6 1. OPEN FLOW-TO 8
34 60 6 1. OPEN FLOW-TO 9
35 60 6 1. OPEN FLOW-TO 10
36 60 6 1. OPEN FLOW-TO 11
37 60 6 1. OPEN FLOW-TO 12
38 60 6 1. OPEN FLOW-TO 13
39 60 6 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P11'

```

```

WELL 'P12' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P12'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P12'
**$ UBA ff Status Connection
49 72 8 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
50 72 8 1. OPEN FLOW-TO 1

```

```

51 72 8 1. OPEN FLOW-TO 2
52 72 8 1. OPEN FLOW-TO 3
53 72 8 1. OPEN FLOW-TO 4
54 72 8 1. OPEN FLOW-TO 5
55 72 8 1. OPEN FLOW-TO 6
56 72 8 1. OPEN FLOW-TO 7
57 72 8 1. OPEN FLOW-TO 8
58 72 8 1. OPEN FLOW-TO 9
59 72 8 1. OPEN FLOW-TO 10
60 72 8 1. OPEN FLOW-TO 11
61 72 8 1. OPEN FLOW-TO 12
62 72 8 1. OPEN FLOW-TO 13
63 72 8 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P12'

```

```

WELL 'P13' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P13'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P13'
**$ UBA ff Status Connection
58 49 3 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
59 49 3 1. OPEN FLOW-TO 1
60 49 3 1. OPEN FLOW-TO 2
61 49 3 1. OPEN FLOW-TO 3
62 49 3 1. OPEN FLOW-TO 4
63 49 3 1. OPEN FLOW-TO 5
64 49 3 1. OPEN FLOW-TO 6
65 49 3 1. OPEN FLOW-TO 7
66 49 3 1. OPEN FLOW-TO 8
67 49 3 1. OPEN FLOW-TO 9
68 49 3 1. OPEN FLOW-TO 10
69 49 3 1. OPEN FLOW-TO 11
70 49 3 1. OPEN FLOW-TO 12
71 49 3 1. OPEN FLOW-TO 13
72 49 3 1. OPEN FLOW-TO 14

```

```

WELL 'P14' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P14'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P14'
**$ UBA ff Status Connection
65 45 3 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
66 45 3 1. OPEN FLOW-TO 1
67 45 3 1. OPEN FLOW-TO 2
68 45 3 1. OPEN FLOW-TO 3

```



```

69 45 3 1. OPEN FLOW-TO 4
70 45 3 1. OPEN FLOW-TO 5
71 45 3 1. OPEN FLOW-TO 6
72 45 3 1. OPEN FLOW-TO 7
73 45 3 1. OPEN FLOW-TO 8
74 45 3 1. OPEN FLOW-TO 9
75 45 3 1. OPEN FLOW-TO 10
76 45 3 1. OPEN FLOW-TO 11
77 45 3 1. OPEN FLOW-TO 12
78 45 3 1. OPEN FLOW-TO 13
79 45 3 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P14'

WELL 'P15' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P15'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P15'
**$ UBA ff Status Connection
75 47 3 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
76 47 3 1. OPEN FLOW-TO 1
77 47 3 1. OPEN FLOW-TO 2
78 47 3 1. OPEN FLOW-TO 3
79 47 3 1. OPEN FLOW-TO 4
80 47 3 1. OPEN FLOW-TO 5
81 47 3 1. OPEN FLOW-TO 6
82 47 3 1. OPEN FLOW-TO 7
83 47 3 1. OPEN FLOW-TO 8
84 47 3 1. OPEN FLOW-TO 9
85 47 3 1. OPEN FLOW-TO 10
86 47 3 1. OPEN FLOW-TO 11
87 47 3 1. OPEN FLOW-TO 12
88 47 3 1. OPEN FLOW-TO 13
89 47 3 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P15'

WELL 'P18' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P18'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P18'
**$ UBA ff Status Connection
70 65 7 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
71 65 7 1. OPEN FLOW-TO 1
72 65 7 1. OPEN FLOW-TO 2
73 65 7 1. OPEN FLOW-TO 3
74 65 7 1. OPEN FLOW-TO 4
75 65 7 1. OPEN FLOW-TO 5
76 65 7 1. OPEN FLOW-TO 6
77 65 7 1. OPEN FLOW-TO 7
78 65 7 1. OPEN FLOW-TO 8

```

```

79 65 7 1. OPEN FLOW-TO 9
80 65 7 1. OPEN FLOW-TO 10
81 65 7 1. OPEN FLOW-TO 11
82 65 7 1. OPEN FLOW-TO 12
83 65 7 1. OPEN FLOW-TO 13
84 65 7 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P18'

WELL 'P21' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P21'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.95 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P21'
**$ UBA ff Status Connection
60 57 6 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
61 57 6 1. OPEN FLOW-TO 1
62 57 6 1. OPEN FLOW-TO 2
63 57 6 1. OPEN FLOW-TO 3
64 57 6 1. OPEN FLOW-TO 4
65 57 6 1. OPEN FLOW-TO 5
66 57 6 1. OPEN FLOW-TO 6
67 57 6 1. OPEN FLOW-TO 7
68 57 6 1. OPEN FLOW-TO 8
69 57 6 1. OPEN FLOW-TO 9
70 57 6 1. OPEN FLOW-TO 10
71 57 6 1. OPEN FLOW-TO 11
72 57 6 1. OPEN FLOW-TO 12
73 57 6 1. OPEN FLOW-TO 13
74 57 6 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P21'

WELL 'P23' ATTACHTO 'PROD'
PRODUCER 'P23'
OPERATE MAX STL 2862. CONT
OPERATE MAX OIL 1908. CONT
OPERATE MIN BHP 8172. CONT
MONITOR MAX WCUT 0.96 SHUTIN
MONITOR MIN OIL 12. SHUTIN
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.108 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P23'
**$ UBA ff Status Connection
67 62 3 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
68 62 3 1. OPEN FLOW-TO 1
69 62 3 1. OPEN FLOW-TO 2
70 62 3 1. OPEN FLOW-TO 3
71 62 3 1. OPEN FLOW-TO 4
72 62 3 1. OPEN FLOW-TO 5
73 62 3 1. OPEN FLOW-TO 6
74 62 3 1. OPEN FLOW-TO 7
75 62 3 1. OPEN FLOW-TO 8
76 62 3 1. OPEN FLOW-TO 9
77 62 3 1. OPEN FLOW-TO 10
78 62 3 1. OPEN FLOW-TO 11
79 62 3 1. OPEN FLOW-TO 12
80 62 3 1. OPEN FLOW-TO 13

```

81 62 3 1. OPEN FLOW-TO 14
SHUTIN 'P23'

WELL 'I06' ATTACHTO 'INJ'

INJECTOR MOBWEIGHT 'I06'

INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0

OPERATE MAX STW 7950. CONT

OPERATE MAX BHP 30000. CONT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.0762 0.249 1. 0.

PERF GEO 'I06'

**\$	UBA	ff	Status	Connection		
	54 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	'SURFACE'	REFLAYER
	55 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	1	
	56 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	2	
	57 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	3	
	58 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	4	
	59 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	5	
	60 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	6	
	61 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	7	
	62 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	8	
	63 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	9	
	64 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	10	
	65 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	11	
	66 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	12	
	67 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	13	
	68 69 3	1.	OPEN	FLOW-FROM	14	

SHUTIN 'I06'

WELL 'I07' ATTACHTO 'INJ'

INJECTOR MOBWEIGHT 'I07'

INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0

OPERATE MAX STW 7950. CONT

OPERATE MAX BHP 30000. CONT

**\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY I 0.0762 0.249 1. 0.

PERF GEO 'I07'

**\$	UBA	ff	Status	Connection		
	63 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	'SURFACE'	REFLAYER
	64 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	1	
	65 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	2	
	66 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	3	
	67 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	4	
	68 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	5	
	69 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	6	
	70 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	7	
	71 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	8	
	72 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	9	
	73 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	10	
	74 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	11	
	75 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	12	
	76 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	13	
	77 53 8	1.	OPEN	FLOW-FROM	14	

SHUTIN 'I07'

WELL 'I08' ATTACHTO 'INJ'

INJECTOR MOBWEIGHT 'I08'

INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0

OPERATE MAX STW 7950. CONT

OPERATE MAX BHP 30000. CONT

**\$ UBA ff Status Connection

```

**$          rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.0762 0.249 1. 0.
PERF GEO 'I08'
**$ UBA      ff Status Connection
   66 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
   67 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 1
   68 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 2
   69 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 3
   70 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 4
   71 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 5
   72 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 6
   73 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 7
   74 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 8
   75 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 9
   76 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 10
   77 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 11
   78 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 12
   79 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 13
   80 56 10 1. OPEN FLOW-FROM 14
SHUTIN 'I08'

```

```

WELL 'I09' ATTACHTO 'INJ'
INJECTOR MOBWEIGHT 'I09'
INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0
OPERATE MAX STW 7950. CONT
OPERATE MAX BHP 30000. CONT
**$          rad geofac wfrac skin
GEOMETRY I 0.0762 0.249 1. 0.
PERF GEO 'I09'
**$ UBA      ff Status Connection
   62 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
   63 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 1
   64 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 2
   65 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 3
   66 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 4
   67 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 5
   68 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 6
   69 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 7
   70 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 8
   71 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 9
   72 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 10
   73 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 11
   74 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 12
   75 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 13
   76 27 5 1. OPEN FLOW-FROM 14
SHUTIN 'I09'

```

```

*GCONP 'PROD' MAX STL 23500 CONT

```

```

*DATE 2010 2 1

```

```

OPEN 'P10'

```

```

*DATE 2010 3 1

```

```

OPEN 'P14'

```

```

*DATE 2010 4 1

```

OPEN 'P03'
*DATE 2010 5 1
OPEN 'P09'
*DATE 2010 6 1
OPEN 'P15'
*DATE 2010 7 1
OPEN 'P12'
*DATE 2010 8 1
OPEN 'P11'
*DATE 2010 9 1
OPEN 'P08'
*DATE 2010 10 1
OPEN 'P07'
*DATE 2010 11 1
OPEN 'P23'
*DATE 2010 12 1
OPEN 'I08'
*DATE 2011 1 1
OPEN 'P18'
*DATE 2011 2 1
OPEN 'P21'
*DATE 2011 3 1
OPEN 'I09'
*DATE 2011 4 1
*DATE 2011 5 1
*DATE 2011 6 1
*DATE 2011 7 1
*DATE 2011 8 1
*DATE 2011 9 1
OPEN 'I07'
*DATE 2011 10 1
*DATE 2011 11 1
*DATE 2011 12 1
*DATE 2012 1 1

*DATE 2012 2 1
 *DATE 2012 3 1
 *DATE 2012 4 1
 *DATE 2012 5 1
 *DATE 2012 6 1
 *DATE 2012 7 1

OPEN 'I06'

*DATE 2012 8 1
 *DATE 2012 9 1
 *DATE 2012 10 1
 *DATE 2012 11 1
 *DATE 2012 12 1

*DATE 2013 1 1
 *DATE 2013 2 1
 *DATE 2013 3 1
 *DATE 2013 4 1
 *DATE 2013 5 1
 *DATE 2013 6 1
 *DATE 2013 7 1

*DATE 2013 8 1
 *DATE 2013 9 1
 *DATE 2013 10 1
 *DATE 2013 11 1
 *DATE 2013 12 1

*DATE 2014 1 1

*DATE 2014 2 1
 *DATE 2014 3 1
 *DATE 2014 4 1
 *DATE 2014 5 1
 *DATE 2014 6 1
 *DATE 2014 7 1

INJECTOR MOBWEIGHT 'I06'
 INCOMP WATER 0.9985 0.0015 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

INJECTOR MOBWEIGHT 'I07'
 INCOMP WATER 0.9985 0.0015 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

INJECTOR MOBWEIGHT 'I08'
 INCOMP WATER 0.9985 0.0015 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

INJECTOR MOBWEIGHT 'I09'
 INCOMP WATER 0.9985 0.0015 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

*DATE 2014 8 1
*DATE 2014 9 1
*DATE 2014 10 1
*DATE 2014 11 1
*DATE 2014 12 1

*DATE 2015 1 1
*DATE 2015 2 1
*DATE 2015 3 1
*DATE 2015 4 1
*DATE 2015 5 1
*DATE 2015 6 1
*DATE 2015 7 1
*DATE 2015 8 1
*DATE 2015 9 1
*DATE 2015 10 1
*DATE 2015 11 1
*DATE 2015 12 1

*DATE 2016 1 1
*DATE 2016 2 1
*DATE 2016 3 1
*DATE 2016 4 1
*DATE 2016 5 1
*DATE 2016 6 1
*DATE 2016 7 1
*DATE 2016 8 1
*DATE 2016 9 1
*DATE 2016 10 1
*DATE 2016 11 1
*DATE 2016 12 1

*DATE 2017 1 1
*DATE 2017 2 1
*DATE 2017 3 1
*DATE 2017 4 1
*DATE 2017 5 1
*DATE 2017 6 1
*DATE 2017 7 1
*DATE 2017 8 1
*DATE 2017 9 1
*DATE 2017 10 1
*DATE 2017 11 1
*DATE 2017 12 1

*DATE 2018 1 1
*DATE 2018 2 1
*DATE 2018 3 1
*DATE 2018 4 1
*DATE 2018 5 1
*DATE 2018 6 1
*DATE 2018 7 1
*DATE 2018 8 1
*DATE 2018 9 1
*DATE 2018 10 1
*DATE 2018 11 1
*DATE 2018 12 1

*DATE 2019 1 1
*DATE 2019 2 1
*DATE 2019 3 1
*DATE 2019 4 1
*DATE 2019 5 1
*DATE 2019 6 1
*DATE 2019 7 1
*DATE 2019 8 1
*DATE 2019 9 1
*DATE 2019 10 1
*DATE 2019 11 1
*DATE 2019 12 1

*DATE 2020 1 1
*DATE 2020 2 1
*DATE 2020 3 1
*DATE 2020 4 1
*DATE 2020 5 1
*DATE 2020 6 1
*DATE 2020 7 1
*DATE 2020 8 1
*DATE 2020 9 1
*DATE 2020 10 1
*DATE 2020 11 1
*DATE 2020 12 1

*DATE 2021 1 1
*DATE 2021 2 1
*DATE 2021 3 1
*DATE 2021 4 1
*DATE 2021 5 1
*DATE 2021 6 1
*DATE 2021 7 1
*DATE 2021 8 1
*DATE 2021 9 1
*DATE 2021 10 1
*DATE 2021 11 1
*DATE 2021 12 1

*DATE 2022 1 1
*DATE 2022 2 1
*DATE 2022 3 1
*DATE 2022 4 1
*DATE 2022 5 1
*DATE 2022 6 1
*DATE 2022 7 1
*DATE 2022 8 1
*DATE 2022 9 1
*DATE 2022 10 1
*DATE 2022 11 1
*DATE 2022 12 1

*DATE 2023 1 1
*DATE 2023 2 1
*DATE 2023 3 1
*DATE 2023 4 1
*DATE 2023 5 1
*DATE 2023 6 1
*DATE 2023 7 1

*DATE 2023 8 1
*DATE 2023 9 1
*DATE 2023 10 1
*DATE 2023 11 1
*DATE 2023 12 1

*DATE 2024 1 1
*DATE 2024 2 1
*DATE 2024 3 1
*DATE 2024 4 1
*DATE 2024 5 1
*DATE 2024 6 1
*DATE 2024 7 1
*DATE 2024 8 1
*DATE 2024 9 1
*DATE 2024 10 1
*DATE 2024 11 1
*DATE 2024 12 1

*DATE 2025 1 1
*DATE 2025 2 1
*DATE 2025 3 1
*DATE 2025 4 1
*DATE 2025 5 1
*DATE 2025 6 1
*DATE 2025 7 1
*DATE 2025 8 1
*DATE 2025 9 1
*DATE 2025 10 1
*DATE 2025 11 1
*DATE 2025 12 1

*DATE 2026 1 1
*DATE 2026 2 1
*DATE 2026 3 1
*DATE 2026 4 1
*DATE 2026 5 1
*DATE 2026 6 1
*DATE 2026 7 1
*DATE 2026 8 1
*DATE 2026 9 1
*DATE 2026 10 1
*DATE 2026 11 1
*DATE 2026 12 1

*DATE 2027 1 1
*DATE 2027 2 1
*DATE 2027 3 1
*DATE 2027 4 1
*DATE 2027 5 1
*DATE 2027 6 1
*DATE 2027 7 1
*DATE 2027 8 1
*DATE 2027 9 1
*DATE 2027 10 1
*DATE 2027 11 1
*DATE 2027 12 1

*DATE 2028 1 1
*DATE 2028 2 1
*DATE 2028 3 1
*DATE 2028 4 1
*DATE 2028 5 1
*DATE 2028 6 1
*DATE 2028 7 1
*DATE 2028 8 1
*DATE 2028 9 1
*DATE 2028 10 1
*DATE 2028 11 1
*DATE 2028 12 1

*DATE 2029 1 1
*DATE 2029 2 1
*DATE 2029 3 1
*DATE 2029 4 1
*DATE 2029 5 1
*DATE 2029 6 1
*DATE 2029 7 1
*DATE 2029 8 1
*DATE 2029 9 1
*DATE 2029 10 1
*DATE 2029 11 1
*DATE 2029 12 1

*DATE 2030 1 1
*DATE 2030 2 1
*DATE 2030 3 1
*DATE 2030 4 1
*DATE 2030 5 1
*DATE 2030 6 1
*DATE 2030 7 1
*DATE 2030 8 1
*DATE 2030 9 1
*DATE 2030 10 1
*DATE 2030 11 1
*DATE 2030 12 1

*DATE 2031 1 1
*DATE 2031 2 1
*DATE 2031 3 1
*DATE 2031 4 1
*DATE 2031 5 1
*DATE 2031 6 1
*DATE 2031 7 1
*DATE 2031 8 1
*DATE 2031 9 1
*DATE 2031 10 1
*DATE 2031 11 1
*DATE 2031 12 1

*DATE 2032 1 1
*DATE 2032 2 1
*DATE 2032 3 1
*DATE 2032 4 1
*DATE 2032 5 1
*DATE 2032 6 1
*DATE 2032 7 1
*DATE 2032 8 1
*DATE 2032 9 1

*DATE 2032 10 1
 *DATE 2032 11 1
 *DATE 2032 12 1

*DATE 2033 1 1
 *DATE 2033 2 1
 *DATE 2033 3 1
 *DATE 2033 4 1
 *DATE 2033 5 1
 *DATE 2033 6 1
 *DATE 2033 7 1
 *DATE 2033 8 1
 *DATE 2033 9 1
 *DATE 2033 10 1
 *DATE 2033 11 1
 *DATE 2033 12 1

*DATE 2034 1 1
 *DATE 2034 2 1
 *DATE 2034 3 1
 *DATE 2034 4 1
 *DATE 2034 5 1
 *DATE 2034 6 1
 *DATE 2034 7 1
 *DATE 2034 8 1
 *DATE 2034 9 1
 *DATE 2034 10 1
 *DATE 2034 11 1
 *DATE 2034 12 1

*DATE 2035 1 1
 *DATE 2035 2 1
 *DATE 2035 3 1
 *DATE 2035 4 1
 *DATE 2035 5 1
 *DATE 2035 6 1
 *DATE 2035 7 1

INJECTOR MOBWEIGHT 'I06'
 INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

INJECTOR MOBWEIGHT 'I07'
 INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

INJECTOR MOBWEIGHT 'I08'
 INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

INJECTOR MOBWEIGHT 'I09'
 INCOMP WATER 1.0000 0.0000 0.0000 0
 OPERATE MAX STW 7950. CONT
 OPERATE MAX BHP 30000. CONT

*DATE 2035 8 1
 *DATE 2035 9 1
 *DATE 2035 10 1

*DATE 2035 11 1
*DATE 2035 12 1

*DATE 2036 1 1
*DATE 2036 2 1
*DATE 2036 3 1
*DATE 2036 4 1
*DATE 2036 5 1
*DATE 2036 6 1
*DATE 2036 7 1
*DATE 2036 8 1
*DATE 2036 9 1
*DATE 2036 10 1
*DATE 2036 11 1
*DATE 2036 12 1

*DATE 2037 1 1
*DATE 2037 2 1
*DATE 2037 3 1
*DATE 2037 4 1
*DATE 2037 5 1
*DATE 2037 6 1
*DATE 2037 7 1
*DATE 2037 8 1
*DATE 2037 9 1
*DATE 2037 10 1
*DATE 2037 11 1
*DATE 2037 12 1

*DATE 2038 1 1
*DATE 2038 2 1
*DATE 2038 3 1
*DATE 2038 4 1
*DATE 2038 5 1
*DATE 2038 6 1
*DATE 2038 7 1
*DATE 2038 8 1
*DATE 2038 9 1
*DATE 2038 10 1
*DATE 2038 11 1
*DATE 2038 12 1

*DATE 2039 1 1
*DATE 2039 2 1
*DATE 2039 3 1
*DATE 2039 4 1
*DATE 2039 5 1
*DATE 2039 6 1
*DATE 2039 7 1
*DATE 2039 8 1
*DATE 2039 9 1
*DATE 2039 10 1
*DATE 2039 11 1
*DATE 2039 12 1

*DATE 2040 1 1

*STOP