

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Metodologia para Otimização de Estratégias de
Drenagem para Campos de Petróleo em Produção**

Autor: **Marcelo da Silva Guimarães**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção

Autor: **Marcelo da Silva Guimarães**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2005
SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

G947m	Guimarães, Marcelo da Silva Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção / Marcelo da Silva Guimarães. --Campinas, SP: [s.n.], 2005. Orientadores: Denis José Schiozer e Célio Maschio. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. 1. Campo de petróleo. 2. Métodos de simulação. 3. Petróleo em terras submersas. I. Schiozer, Denis José. II. Maschio, Célio. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Instituto de Geociências. V. Título.
-------	--

Titulo em Inglês: Methodology for optimization of drainage strategy for oil fields
in production

Palavras-chave em Inglês: Oil fields, Simulation methods, Offshore oil fields

Área de concentração: Reservatórios e Gestão.

Titulação: Mestrado

Banca examinadora: Farid Salomão Shecaira e Rosângela Barros Zanoni Lopes
Moreno

Data da defesa: 20/1/2005

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Metodologia para Otimização de Estratégias de
Drenagem para Campos de Petróleo em Produção**

Autor: **Marcelo da Silva Guimarães**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**
Co-orientador: **Dr. Célio Maschio**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP/Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP

Dr. Farid Salomão Shecaira
CENPES/PETROBRAS

Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
DEP/Faculdade de Engenharia Mecânica – UNICAMP

Campinas, 20 de janeiro de 2005.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Orozino e Mercez pelo carinho, compreensão e cumplicidade e a minha irmã, Tatiana pelo bom humor e a alegria. A motivação e o incentivo transmitido por eles me deu a força para nunca desistir. Sem a presença deles, chegar até aqui teria sido impossível.

Agradecimentos

À Deus por tudo o que sou e por tudo que conquistei.

Aos meus pais, Orozino e Mercez e a minha irmã Tatiana pelo carinho e ajuda em todos os momentos.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer pela orientação, estímulo e paciência ao longo da execução deste trabalho.

Ao pesquisador Dr. Célio Maschio pela co-orientação, colaboração e estímulo prestado durante a execução deste trabalho.

A Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo suporte financeiro.

Aos republicanos Aníbal, Celso, Fernando, Flavio, Junio, Marcelo, Rafael e Renato, que mais que colegas de república, foram sempre grandes amigos.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP), ao Instituto de Geociências (IG) e ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) pelo apoio técnico e a todos os seus professores, funcionários e estagiários, que colaboraram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho.

Aos pesquisadores e analistas de sistema do Grupo de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM) pela colaboração.

A todos os colegas do curso de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo.

“A vida é uma oportunidade de ousar.”

George Clemenceau

Resumo

GUIMARÃES, Marcelo da Silva. *Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção*, 129p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2005.

Mudanças de cenários geológicos, econômicos ou tecnológicos podem demandar mudanças na estratégia de drenagem, necessitando de novos processos de otimização mesmo em campos que já estão em produção. A otimização de estratégia de campos em produção apresenta características diferentes da otimização de campos em desenvolvimento pois a existência de histórico de produção permite melhorar a caracterização do reservatório, tornando a previsão de comportamento do reservatório mais confiável, possibilitando a obtenção de modelos geológicos mais detalhados e com menor incerteza. Um modelo geológico mais confiável fornece um modelo numérico mais seguro para simulação de reservatórios e possibilita uma otimização mais detalhada da estratégia de produção. Este trabalho tem como objetivo principal contribuir para o desenvolvimento de uma metodologia de otimização de estratégia de drenagem para campos em produção com a utilização da simulação tradicional, simulação por linhas de fluxo e do mapa de qualidade. As duas últimas são ferramentas testadas para dar maior confiabilidade e rapidez ao processo de otimização, principalmente no controle da injeção e produção de água e na alocação de novos poços. As técnicas desenvolvidas foram aplicadas a um campo marítimo com injeção de água e os resultados apresentados permitem concluir que a utilização da metodologia desenvolvida organiza o processo de otimização de campos em produção, classificando poços produtores e regiões do reservatório e definindo ordens de prioridade para as alterações que devem ser testadas. A utilização de diferentes ferramentas torna o processo de otimização mais objetivo e seguro, já que a utilização da simulação por linhas de fluxo para o controle do fluxo de fluidos e do mapa de qualidade para determinação de regiões que apresentam óleo residual móvel permitem a diminuição da subjetividade observada em análises feitas exclusivamente por meio da simulação tradicional.

Palavras Chave: Campos em Produção, Estratégia de Produção, Otimização de Estratégia, Simulação tradicional, Simulação por Linhas de Fluxo e Mapa de Qualidade.

Abstract

GUIMARÃES, Marcelo da Silva. *Methodology for Optimization of Drainage Strategy for Oil Fields in Production*, 129p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2005.

Changes of geological, economic or technological scenarios can demand changes of production strategy, requiring new optimization processes even for developed fields. The optimization of fields in production differs from the optimization of fields under development due to the existence of a production history which allows improving reservoir characterization, becoming more reliable the forecast of reservoir behavior, making possible more detailed and less uncertain geological models. A more reliable geological model yields an accurate numerical model for reservoir simulation allowing a more detailed optimization of the production strategy. The main objective of this work is to develop a methodology for automated optimization of draining strategy for fields in production using the conventional simulation, streamline simulation and quality maps. These techniques are tools for giving a higher reliability and speed to the optimization process, mainly in the control of water injection and production and in the allocation of new wells. These techniques have been applied to offshore field with water injection, and the presented results allow concluding that the use of the developed methodology organizes the process of optimization for fields in production, classifying production wells and regions of the reservoir and defining orders of priority for the alterations that must be tested. The use of these three tools makes the optimization process more objective and accurate, since the use of the streamline simulation for the control of the fluid flow and the quality map for determination of regions that present mobile residual oil, allow the reduction of the observed subjectivity when compared with the analysis made using only the conventional simulation.

Key words: Fields in Production, Production Strategy, Strategy Optimization, Conventional Simulation, Streamline Simulation and Quality Maps.

Índice

Dedicatória	v
Agradecimentos	vi
Resumo	viii
Abstract.....	ix
Índice	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura.....	xvi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Estratégia de Drenagem.....	2
1.2 Motivação	6
1.3 Objetivos.....	7
1.4 Estrutura da Dissertação	8
Capítulo 2	9
Revisão Bibliográfica	9
2.1 Estratégia de Drenagem.....	9
2.2 Avaliação Econômica de uma Estratégia de Drenagem.....	13
2.3 Processo de Escolha da Estratégia.....	15
2.4 Otimização da Estratégia de Drenagem.....	16
2.5 Gerenciamento de Campos de Petróleo.....	20
2.6 Campos de Petróleo em Fase de Produção	21
2.7 Otimização de Estratégia de Drenagem para Campos em Produção	24
2.8 Técnicas de Suporte.....	26
2.8.1 Simulação de Reservatórios de Petróleo com a utilização da Simulação Tradicional.....	26
2.8.2 Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo	27
2.8.3 Mapa de Qualidade	29
2.8.4 Integração das Ferramentas	31
Capítulo 3	32
Metodologia.....	32
3.1 Utilização da Simulação Tradicional.....	34
3.2 Utilização da Simulação por Linhas de Fluxo.....	34
3.3 Utilização do Mapa de Qualidade	35
3.4 Premissas	36

3.5	Desenvolvimento da Metodologia.....	37
3.5.1	Etapa 1: Análise da Estratégia Inicial.....	37
3.5.2	Etapa 2: Otimização por meio da Simulação Tradicional	38
3.5.2.1	Procedimento de Otimização de Estratégia utilizado para a Etapa 2	39
3.5.3	Etapa 3: Aplicação da Simulação por Linhas de Fluxo como Ferramenta Auxiliar 40	
3.5.3.1	Procedimento de Otimização de Estratégia utilizada para a Etapa 3	42
3.5.4	Etapa 4: Estudo de Aplicação do Mapa de Qualidade.....	44
3.6	Funções-Objetivo utilizadas pela Metodologia Desenvolvida	45
3.7	Ordem de Prioridade das Alterações durante a Otimização da Estratégia	46
3.8	Fluxograma do Processo de Otimização para Campos de Petróleo em Produção	50
3.8.1	Simulação Base	52
3.8.2	Simulação por Linhas de Fluxo.....	52
3.8.3	Mapa de Qualidade Inicial (MQI) e Mapa de Qualidade Final (MQF).....	53
3.8.4	Critério de Parada	53
3.8.5	Conjunto de Modificações.....	54
3.8.6	Testes para as Modificações Sugeridas	54
Capítulo 4		56
Resultados e Discussão		56
4.1	Etapa 1	56
4.2	Etapa 2	61
4.2.1	Resultados Obtidos durante o Processo de Otimização da Etapa 2.....	65
4.3	Etapa 3	67
4.3.1	Resultados Obtidos durante a Etapa 3	71
4.4	Etapa 4	74
4.4.1	Análise da Aplicação do Mapa de Qualidade em Estudos de Conversão e Recompletação	83
4.5	Análise dos Resultados Obtidos nas Etapas 1, 2, 3 e 4.	85
4.6	Etapa 5	87
4.6.1	Procedimento A	87
4.6.2	Procedimento B	97
4.7	Comparação entre o Procedimento A e o Procedimento B: Etapa 5	105
Capítulo 5		107
Conclusões e Sugestões		107
5.1	Conclusões.....	107
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	109
Referências Bibliográficas		110
Anexo A		114
Anexo B		115
Anexo C		116
Anexo D		121
Anexo E		123
Anexo F		126

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Exemplo de mapa de linhas de fluxo para o campo de Namorado.	5
Figura 1.2 – Exemplo de mapa de qualidade (fonte: Nakajima, 2003).	5
Figura 1.3 – Consumo aparente e produção de petróleo no Brasil (fonte: ANP, 2004).	6
Figura 2.1 – Perfil de produção (adaptado de Jahn et al., 1998).	12
Figura 2.2 – Metodologias de otimização desenvolvidas por Mezzomo e Schiozer, 2002 e Nakajima e Schiozer, 2003.	17
Figura 2.3 – Ordem de prioridade desenvolvida por Schiozer et al., 2002.	20
Figura 3.1 – Campo de Namorado modificado.	33
Figura 3.2 – Comportamento das linhas de fluxo no campo de Namorado modificado para 1800 dias.	41
Figura 3.3 – Ordem de prioridade para otimização de campos desenvolvidos.	48
Figura 3.4 – Ordem de prioridade sem a presença da função-objetivo G.	48
Figura 3.5 – Fluxograma principal do processo de otimização.	51
Figura 3.6 – Fluxograma para os testes de modificações sugeridas.	52
Figura 4.1 – Variação do VPL do campo com o tempo.	56
Figura 4.2 – Comportamento da pressão média do campo.	57
Figura 4.3 – VPL dos poços produtores.	58
Figura 4.4 – N_p para período de previsão e para período de histórico.	59
Figura 4.5 – G_p para período de previsão e para período de histórico.	59
Figura 4.6 – W_p para período de previsão e para período de histórico.	60
Figura 4.7 – Saturação de água na camada 1, para 1800 dias de simulação.	62
Figura 4.8 – Saturação de óleo para a camada 1 em 1800 dias.	63
Figura 4.9 – Espessura da camada 1.	63
Figura 4.10 – Mapa de espessura porosa para a camada 1.	63
Figura 4.11 – Pressão para a camada 1, em 1800 dias.	64
Figura 4.12 – Curvas de produção de óleo e água para o poço PH-02.	64
Figura 4.13 – Curvas de receita e custo marginais para o poço PH-02.	64
Figura 4.14 – Curva de produção de óleo e água para o poço PH-06.	65
Figura 4.15 – Curva de produção de óleo e água para o poço PH-08.	65
Figura 4.16 – Variação das funções VPL, N_p , W_p , G_p e W_i para o campo (Etapa 2).	67
Figura 4.17 – Origem da água produzida pelo poço PH-02.	68
Figura 4.18 – Destino da água que é injetada pelo poço IHW-07.	68
Figura 4.19 – Eficiência de Poços Injetores.	69
Figura 4.20 – Relação entre eficiência e acréscimo de VPL gerado pelo fechamento de poço injetor (LF: simulação por linhas de fluxo).	71

Figura 4.21 – Variação das funções VPL, Np, Wp, Gp e Wi para o campo (Etapa 3).	72
Figura 4.22 – Curvas de receita e custos marginais para o poço PH-02.	73
Figura 4.23 – Curvas de receita e custos marginais para o poço PH-14.	74
Figura 4.24 – MQI preciso construído para 1800 dias.	75
Figura 4.25 – MQI intermediário construído para 1800 dias.	75
Figura 4.26 – MQI menos preciso construído para 1800 dias.	76
Figura 4.27 – MQF preciso construído para 2922 dias.	76
Figura 4.28 – MQF intermediário construído para 2922 dias.	77
Figura 4.29 – MQF menos preciso construído para 2922 dias.	77
Figura 4.30 – Índice de qualidade em 1800 dias x ganho de VPL do campo: mapa preciso.	79
Figura 4.31 – Índice de qualidade em 1800 dias x ganho de VPL do campo: mapa intermediário.	79
Figura 4.32 – Índice de qualidade em 1800 dias x ganho de VPL do campo: mapa menos preciso.	79
Figura 4.33 – Índice de qualidade em 2922 dias x ganho de VPL do campo: mapa preciso.	80
Figura 4.34 – Índice de qualidade em 2922 dias x ganho de VPL do campo: mapa intermediário.	80
Figura 4.35 – Índice de qualidade em 2922 dias x ganho de VPL do campo: mapa menos preciso.	80
Figura 4.36 – MQI com presença de “poços injetores teste”.	82
Figura 4.37 – MQF com presença de “poços injetores teste”.	83
Figura 4.38 – MQI com presença de poços produtores recompletados e convertidos.	84
Figura 4.39 – MQF com presença de poços produtores recompletados e convertidos.	84
Figura 4.40 – Mapa de qualidade final: Grupo 2.	90
Figura 4.41 – Eficiência de poços injetores: Grupo 2.	91
Figura 4.42 – Mapa de qualidade final: Grupo 3.	93
Figura 4.43 – Eficiência de poços injetores: Grupo 3.	94
Figura 4.44 – Mapa de qualidade final para 3288: final do processo de otimização.	96
Figura 4.45 – Variação das funções VPL, Np, Wp, Gp e Wi para o campo (Procedimento A). ..	96
Figura 4.46 – Mapa de qualidade final: Grupo 2 (Procedimento B).	99
Figura 4.47 – Eficiência de poços injetores: Grupo 2 (Procedimento B).	100
Figura 4.48 – Mapa de Qualidade Final para 3288: Grupo 3 (Procedimento B).	102
Figura 4.49 – Eficiência de Poços Injetores: Grupo 3 (Procedimento B).	103
Figura 4.50 – Mapa de Qualidade Final: final do processo de otimização (Procedimento B).	104
Figura 4.51 – Variação das funções VPL, Np, Wp, Gp e Wi para o campo (Procedimento B)..	105

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Critérios para classificação de poços produtores (Schiozer et al., 2002).	19
Tabela 3.1 – Determinação da função G.	46
Tabela 3.2 – Critério de classificação para propriedade W.	46
Tabela 3.3 – Classificação da função Ef.	46
Tabela 3.4 – Ordem de prioridade de poços produtores para a Figura 3.3.	49
Tabela 3.5 – Ordem de prioridade de poços produtores para a Figura 3.4.	50
Tabela 4.1 – VPL para o campo.	57
Tabela 4.2 – Características da estratégia inicial aplicada ao campo.	58
Tabela 4.3 – WCUT e RGO para 1800 dias (histórico) e 2922 dias (previsão).	61
Tabela 4.4 – Classificação de poços produtores para estratégia inicial.	61
Tabela 4.5 – Características da estratégia que apresenta maior VPL para Etapa 2.	66
Tabela 4.6 – Estudo de conversão de poços produtores em injetores.	67
Tabela 4.7 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida.	69
Tabela 4.8 – Destino da água injetada.	69
Tabela 4.9 – Eficiência (Ef) de Poços Injetores.	70
Tabela 4.10 – VPL do campo para teste de fechamento de injetores.	70
Tabela 4.11 – Características da estratégia que apresenta maior VPL para Etapa 3.	72
Tabela 4.12 – Resultados de testes para locação de poços injetores horizontais.	82
Tabela 4.13 – Classificação para os poços produtores (análise da estratégia inicial).	88
Tabela 4.14 – Funções-objetivo: Grupo 2.	89
Tabela 4.15 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida: Grupo 2.	90
Tabela 4.16 – Destino da água injetada: Grupo 2.	90
Tabela 4.17 – Classificação da eficiência de poços injetores: Grupo 2.	91
Tabela 4.18 – Funções-objetivo: Grupo 3.	93
Tabela 4.19 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida: Grupo 3.	94
Tabela 4.20 – Destino da água injetada: Grupo 3.	94
Tabela 4.21 – Classificação de eficiência de poços injetores: Grupo 3.	95
Tabela 4.22 – Resultados Obtidos para as cinco melhores estratégias encontradas.	97
Tabela 4.23 – Classificação para os poços produtores: Grupo 2 (Procedimento B).	98
Tabela 4.24 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida:	99
Tabela 4.25 – Destino da água injetada: Grupo 2 (Procedimento B).	99
Tabela 4.26 – Classificação de eficiência de poços injetores: Grupo 2 (Procedimento B).	100
Tabela 4.27 – Classificação para os Poços Produtores: Grupo 3 (Procedimento B).	101
Tabela 4.28 – Destino da água injetada: Grupo 3 (Procedimento B).	101
Tabela 4.29 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida:	102

Tabela 4.30 – Classificação de Eficiência de Poços Injetores: Grupo 3 (Procedimento B).....	103
Tabela 4.31 – Resultados Obtidos para as 5 melhores Estratégias encontradas (Procedimento B).	105

Nomenclatura

Letras Latinas

a	alto	-
b	baixo	-
C	classificação da função-objetivo estudada	-
Ef	eficiência de poço injetor	adimensional
G	indicador usado para análise do gás	-
Gp	volume acumulado de gás produzido nas condições padrão	m ³
m	médio	-
Mp	mapa de qualidade	adimensional
n _p	número de poços	-
Np	volume acumulado de óleo produzido nas condições padrão	m ³
Qo_m	vazão media de óleo	m ³ /dia
W	indicador usado para análise da água	adimensional
Wi	volume de água injetada nas condições padrão	m ³
Wp	volume de água produzida nas condições padrão	m ³
Va-i	volume de água injetada nas condições padrão	m ³
Vo-p	volume de óleo produzido nas condições padrão	m ³

Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
BCS	bombeio centrífugo submerso
BMH	bombeio mecânico hidráulico
CR	coeficiente de rendimento sobre investimento

CV	conversão
FCD	fluxo de caixa descontado
FI	fechamento de poço injetor
FP	fechamento de poço produtor
IHT	poço injetor teste
IHW	poço injetor horizontal
MQF	mapa de qualidade final
MQI	mapa de qualidade inicial
PH	poço produtor horizontal
R	rodada
RE	recompletação
RES	reservatório
RGO	razão gás óleo
TIR	taxa interna de retorno
TMA	taxa média de atratividade
WCUT	corte de água
VPL	valor presente líquido

Subscritos

i	índice que varia de 1 à n_p
---	-------------------------------

Capítulo 1

Introdução

A engenharia de reservatórios tem como principal objetivo o desenvolvimento e o gerenciamento de campos de petróleo, buscando atingir uma eficiente recuperação de óleo e de gás por meio da definição de uma estratégia de drenagem que respeite os limites físicos e econômicos dos campos.

O processo de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo envolve um grande número de incertezas e de possibilidades inerentes à produção de óleo e/ou gás de reservatórios. Recomenda-se a utilização de uma metodologia consistente para o desenvolvimento de estratégias de drenagem que gerem bons resultados econômicos e de recuperação de óleo do campo. Os passos da metodologia dependem da fase de desenvolvimento em que se encontra o campo, pois cada fase está relacionada a um diferente grau de incertezas relacionadas ao modelo geológico e numérico utilizado para as simulações. Estas fases são: avaliação, desenvolvimento, produção e descomissionamento (abandono).

Este trabalho está concentrado na fase de produção, e procura estudar técnicas aplicáveis a campos em fase final de desenvolvimento, já desenvolvidos ou maduros, isto é, campos com estratégia de drenagem já inicialmente definida, mas que por alguma mudança nos cenários técnico ou econômico necessitam de alterações que resultem em melhores desempenhos do que a estratégia inicial.

1.1 Estratégia de Drenagem

A definição de estratégia de drenagem para campos de petróleo passa por diversas fases de estudo. No início da vida útil do campo os dados são escassos, o que reflete em uma grande incerteza e na adoção de uma estratégia inicial aproximada, sem grande refinamento da solução obtida.

Após a etapa de escolha da estratégia inicial, surge a necessidade de seu refinamento à medida que as incertezas, embora ainda significativas, vão diminuindo em função da maior quantidade de dados, o que reflete no maior detalhamento do modelo do campo a ser simulado. O grau de sofisticação do processo de escolha da estratégia desta fase deve ser bem maior, pois é nesse momento que decisões importantes devem ser tomadas, principalmente em campos marítimos, com menor flexibilidade de mudanças. Nessa fase, é escolhido o tipo de plataforma, número de poços, capacidade de produção e injeção, capacidade de processamento de fluidos, etc.

Na terceira fase ocorre a otimização de campos de petróleo em produção. Nesta etapa, o grau de conhecimento do reservatório se eleva, o que resulta em um maior detalhamento do modelo do campo devido ao melhor conhecimento geológico e do comportamento dos fluidos do reservatório, reduzindo as incertezas envolvidas no processo de otimização. Esta etapa apresenta também menor flexibilidade porque embora se trabalhe com modelos mais realistas, os profissionais envolvidos têm restrições de mudanças que não são possíveis após a implementação total ou parcial da estratégia inicial, pois com poços perfurados e em operação, modificações devem ser feitas de forma diferente para apresentarem viabilidade econômica.

Mudanças nessa fase, em geral, apresentam menores alterações de desempenho, no entanto podem ser necessárias, visando principalmente aumentar a vida útil do campo e a recuperação de óleo e/ou gás, bem como impedir que a exploração do campo seja inviabilizada devido a flutuações do preço do óleo no mercado internacional. A necessidade de mudança de estratégia de um campo em fase de produção geralmente resulta de:

- (1) variações no cenário econômico, tais como preço do óleo, impostos, taxas e *royalties* que incidem sobre a produção, podendo inviabilizá-la em determinados campos;

- (2) avanço tecnológico que provém novas técnicas e/ou melhoria das já conhecidas, diminuindo o custo de exploração do reservatório, somados à necessidade de aumento do fator de recuperação do reservatório;
- (3) revisão do modelo geológico devido à melhor caracterização dos reservatórios.

A mudança de estratégia é um procedimento complexo que exige a análise do comportamento de poços produtores e injetores para se conhecer quais poços são passíveis de alterações. Dentre as modificações possíveis estão a conversão de poço produtor em injetor, a mudança de completação e das condições de operação, e a análise de viabilidade e do melhor momento para o fechamento de um poço. Nesse processo, outras variáveis devem ser levadas em consideração, tais como: a presença de óleo móvel acumulado em locais específicos do reservatório, ou seja, o estudo de áreas do campo que apresentam possibilidade de perfuração de novos poços produtores e/ou injetores, e a análise de outros indicadores como o comportamento da pressão, eficiência de varrido, entre outros.

A otimização de um campo de petróleo é uma atividade complexa devido ao grande número de variáveis que influenciam o processo, como por exemplo, dados de rocha, fluidos, produção, pressão, dentre outros. Essa complexidade aumenta com a dificuldade de aplicação de métodos matemáticos de otimização em função do grande esforço computacional requerido no processo de modelagem.

Dessa maneira, uma metodologia adequada para a otimização de desempenho de campos em fase de produção torna-se extremamente necessária, pois permite que a mudança de estratégia seja realizada em menor tempo e com maior precisão. Nesta pesquisa, a metodologia desenvolvida busca ajudar o processo de escolha dos melhores cenários, segundo os objetivos principais do engenheiro de reservatórios, seja o estudo de diferentes estratégias em um menor tempo possível e/ou a maior confiabilidade na estratégia desenvolvida. Essa metodologia também apresenta a identificação dos principais indicadores para poços produtores, poços injetores, bem como para o campo, que são diferentes das etapas de desenvolvimento inicial. Durante o processo de otimização, as modificações são testadas, sendo consideradas como mudanças significativas

aquelas que apresentarem melhorias em termos do indicador técnico-financeiro utilizado para o campo, que no caso deste trabalho é o valor presente líquido (VPL).

A metodologia desenvolvida classifica poços e regiões do reservatório por meio de funções-objetivo, definindo quais modificações devem ser testadas em determinado poço ou região do reservatório, permitindo a exclusão de mudanças que poderiam ser avaliadas através de simulação numérica, mas que não refletiriam em melhoria de desempenho do campo. Além disso, estuda como se pode conseguir uma melhor organização do processo de otimização, já que as alterações a serem testadas são classificadas por ordem de prioridade.

Como base deste trabalho, foram utilizados o trabalho de Mezzomo e Schiozer (2002), que estudaram a otimização de estratégia de drenagem para campos de petróleo em início de produção e de Nakajima e Schiozer (2003) que deram continuidade ao trabalho anterior, fazendo a otimização da estratégia refinada para campos em desenvolvimento. O trabalho proposto se situa em uma etapa posterior aos trabalhos citados, sendo aplicado a campos em produção (já desenvolvidos ou em fase final de desenvolvimento).

O desenvolvimento da metodologia envolve a utilização de três ferramentas principais: simulação numérica tradicional (por diferenças finitas), simulação por linhas de fluxo (Figura 1.1) e mapa de qualidade¹ (Figura 1.2).

A Figura 1.1 apresenta o mapa de linhas de fluxo para o campo de Namorado, onde as cores estão relacionadas aos poços injetores (IHW), indicando qual o destino do fluido que está sendo injetado. Já a Figura 1.2 apresenta o mapa de qualidade, onde se têm em preto os poços produtores (locados preferencialmente em áreas do reservatório contendo índice de qualidade alto) e em branco os poços injetores. Nakajima (2003) utilizou esta ferramenta no refinamento do processo de escolha de estratégia de drenagem. Para campos em fase de produção, a estratégia de drenagem inicial já está definida, o que modifica a forma de aplicação do mapa de qualidade, entretanto, esses mapas continuam sendo úteis para verificar modificações possíveis de serem

¹ Os conceitos de linha de fluxo e mapa de qualidade serão definidos posteriormente.

testadas. No trabalho são mostradas algumas vantagens e limitações de cada uma destas ferramentas e como elas podem ser úteis ao processo de otimização.

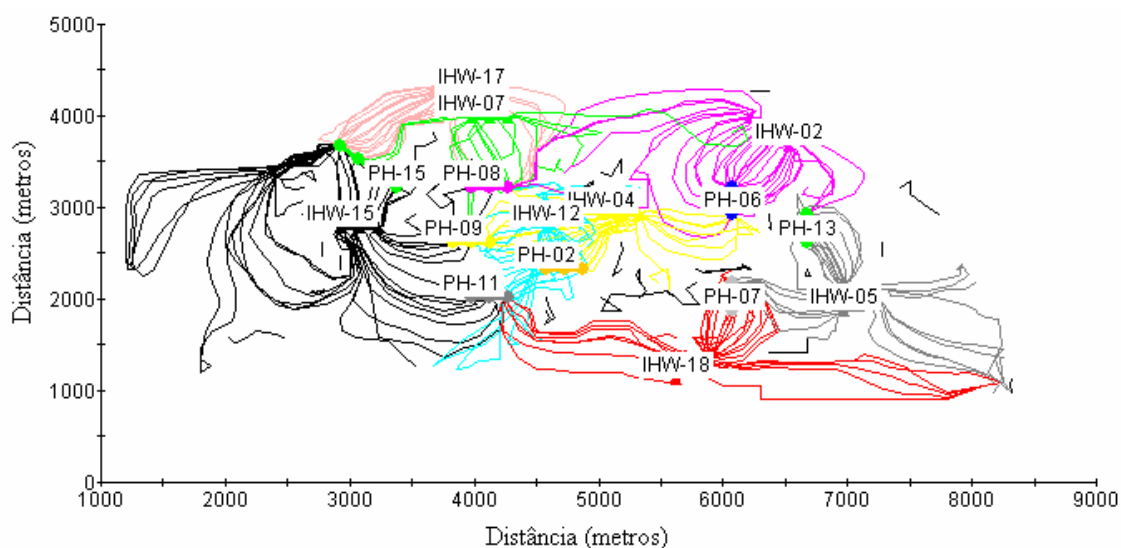


Figura 1.1 – Exemplo de mapa de linhas de fluxo para o campo de Namorado.

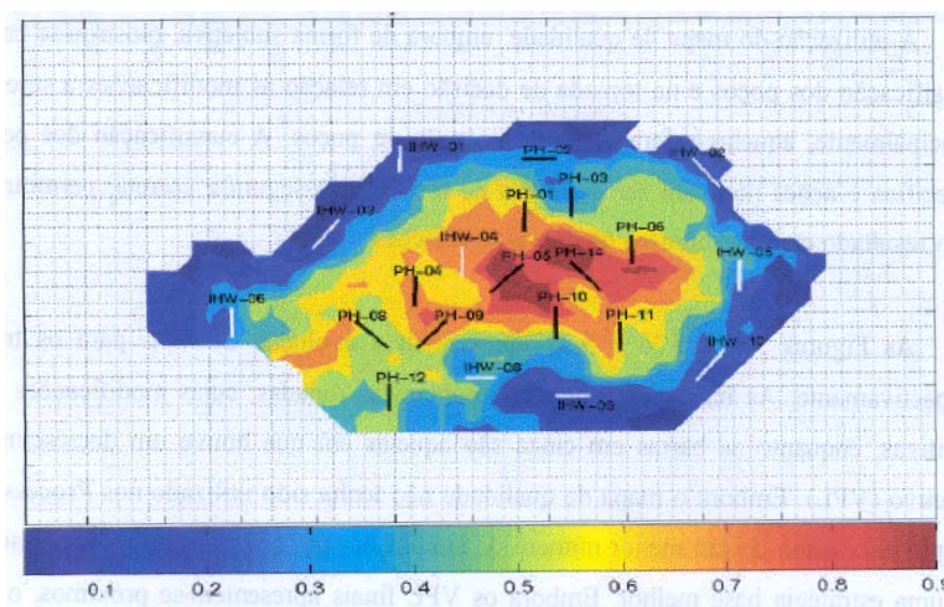


Figura 1.2 – Exemplo de mapa de qualidade (fonte: Nakajima, 2003).

1.2 Motivação

As principais motivações para a execução deste trabalho foram: (1) a necessidade do aumento da atratividade de campos em fase de produção e de reservas de petróleo, (2) entender as diferenças entre um processo de otimização aplicável a campos em fase de produção e campos em início de sua vida útil e (3) contribuir para o desenvolvimento de um processo automatizado de otimização de estratégia de drenagem para campos de petróleo².

O petróleo é uma fonte de energia de grande importância na economia mundial, sendo muito conveniente para qualquer país minimizar a dependência externa em relação a este produto. O Brasil tem, nos últimos anos, diminuído gradativamente sua dependência externa em relação ao petróleo e seus derivados, como é apresentado pela Figura 1.3. Este gráfico fornece as curvas de consumo aparente³ e produção de petróleo em m³/dia.

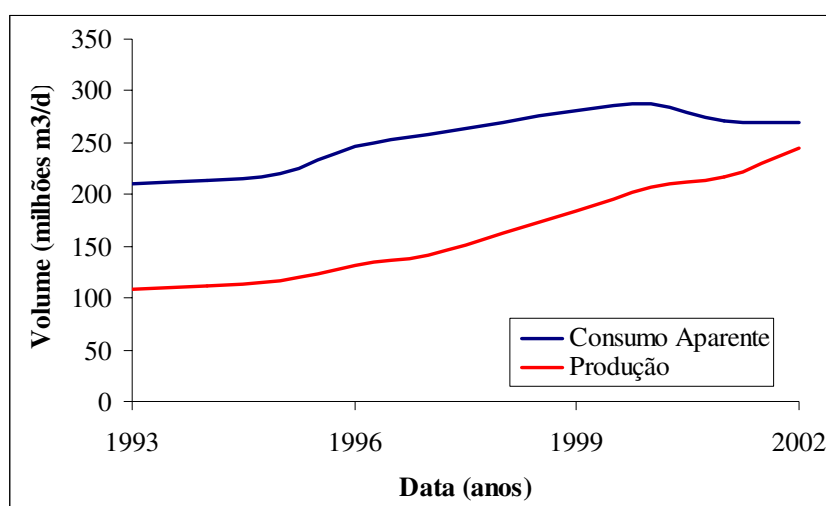


Figura 1.3 – Consumo aparente e produção de petróleo no Brasil (fonte: ANP, 2004).

Entre as opções de ações para aumentar a produção de petróleo no Brasil estão: (1) investimentos em novas fronteiras exploratórias, (2) investimentos em novas tecnologias, principalmente em lâminas d'água ultra-profundas e óleos pesados, (3) e estudos e investimentos para melhor aproveitamento de campos que estão em fase de produção.

² Projeto que está sendo desenvolvido pelo grupo de pesquisa no qual este trabalho está inserido.

³ Consumo aparente é a soma da produção de petróleo, da importação líquida de petróleo e da importação líquida de derivados.

A necessidade de aumento de recuperação de petróleo faz com que campos com a estratégia de drenagem inicial desenvolvida sejam de extrema importância, pois por meio deles se pode aumentar a produção de petróleo sem grandes investimentos e riscos envolvidos, diferentemente do estudo em novas áreas e novas tecnologias, que demandam grande quantidade de investimentos. O processo de otimização de estratégias de drenagem para campos em fase de produção propicia ganho de reservas para o país, colaborando com a busca da auto-suficiência de petróleo. Além do aumento de reservas, é importante aumentar a velocidade de recuperação para que os processos apresentem melhores desempenhos econômicos.

O desafio imposto pela complexidade e pelo grande número de variáveis presentes no processo de otimização de estratégias de drenagem é também uma grande motivação para o trabalho. O desenvolvimento de sistemas automatizados vem sendo alvo de investigação, possibilitando a análise do problema em menor tempo e, em geral, permitindo que um maior número de soluções sejam avaliadas, aumentando a possibilidade de se obter soluções otimizadas.

1.3 Objetivos

Este trabalho possui três objetivos centrais, sendo o principal deles a criação de uma metodologia que permita automatizar o processo de otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em fase de produção, de forma que esta metodologia auxilie na tomada de decisão em relação ao investimento para aumento de produção e/ou mudança de estratégia.

Outros objetivos são o estudo e a aplicação da simulação por linhas de fluxo (Figura 1.1) como ferramenta auxiliar no processo de otimização de campos de petróleo em fase de produção. Esta ferramenta apresenta recursos que complementam as técnicas de simulação tradicionais, sendo o principal deles o mapeamento de forma quantitativa da relação de fluxo entre poços produtores e injetores, possibilitando maior precisão na quantificação da distribuição de custos de poços injetores sobre poços produtores. Outra contribuição que pode ser extraída da ferramenta é a medida de eficiência de poços injetores.

O terceiro objetivo é analisar de que forma se deve aplicar o conceito de mapa de qualidade (Figura 1.2) para o estudo de campos em fase de produção. O processo de otimização deste tipo de campo pode assumir características bem diferentes de acordo com as suas características e as técnicas de recuperação aplicadas. Neste trabalho, procurou-se dar ênfase à otimização de campos sujeitos a injeção de água pois estes representam os casos típicos mais importantes dos campos marítimos brasileiros. O campo em estudo apresenta um aquífero e exploração feita através de poços horizontais.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é composta de cinco capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução do trabalho, motivação e objetivos. O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, analisando as principais técnicas utilizadas atualmente para a resolução de problemas relacionados a campos de petróleo em fase de produção. O Capítulo 3 mostra a metodologia desenvolvida, procurando apresentar de que forma ela foi elaborada e quais passos devem ser seguidos para a sua utilização.

O Capítulo 4 traz os estudos para a construção e aplicações para a validação da metodologia desenvolvida. O estudo foi dividido em cinco etapas, sendo a primeira o estudo do comportamento do campo durante o período de previsão e de histórico; a segunda, a otimização de estratégia do campo em estudo utilizando a simulação tradicional. A terceira etapa trata da otimização do campo utilizando a simulação por linhas de fluxo como ferramenta auxiliar a simulação tradicional e a quarta, da análise da aplicação do mapa de qualidade ao processo de otimização. A quinta etapa é a otimização da estratégia de drenagem aplicando a metodologia desenvolvida através dos resultados encontrados nas etapas anteriores. Os resultados obtidos nas cinco etapas serão analisados e discutidos. O Capítulo 5 traz as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo contém o estudo bibliográfico referente a campos em produção, estratégias de drenagem, otimização de estratégias, gerenciamento de campos de petróleo e as ferramentas de simulação utilizadas durante o processo de otimização de estratégias. São apresentadas aqui as técnicas que têm sido estudadas e aplicadas atualmente na resolução de problemas relativos à ao tipo de campos em estudo.

2.1 Estratégia de Drenagem

A definição da estratégia de drenagem é uma tarefa muito importante, pois afeta diretamente o fator de recuperação e o desempenho econômico de campos de petróleo. De acordo com Santos (2002), restringindo o enfoque à sub-superfície, estimar uma estratégia de drenagem significa definir principalmente os seguintes itens:

- Número, tipo e localização dos poços produtores e injetores;
- Cronograma e seqüência de entrada em operação dos poços;
- Política de canhoneio, recompletações e conversões de poços produtores em injetores;
- Implantação de técnicas de recuperação suplementar;
- Condições e limites de operação dos poços: vazões de produção/injeção, limitação das pressões de fundo, controle da produção de água e de gás, etc.;
- Método de elevação artificial de fluidos.

Diferentes estratégias de drenagem podem ser desenvolvidas para um campo de petróleo. A escolha de uma determinada estratégia se baseia, de acordo com Schiozer e Paiva (2002) e Santos (2002), em:

- Características do reservatório: volume, propriedades de rochas e fluidos, mecanismos de produção, presença de aquífero, produtividade/injetividade de poços, etc.;
- Ambiente: aspectos econômicos, condições operacionais, meio ambiente, etc.;
- Tecnologia disponível: confiabilidade e uso adequado da tecnologia que será aplicada nas fases de exploração, perfuração, completação e nos processos de recuperação e de produção.

Para Satter e Thakur (1994), uma estratégia de drenagem deve levar em consideração a:

- Identificação e definição de todos os reservatórios individuais em um campo particular e suas propriedades físicas;
- Previsão do desempenho futuro do reservatório;
- Minimização da perfuração de poços desnecessários;
- Definição e modificação (se necessário) do modelo de poço e dos sistemas de superfície;
- Iniciação de controles de operação durante período adequado;
- Consideração de todos os fatores econômicos e legais pertinentes;
- Descomissionamento do campo.

A definição e a escolha da estratégia de drenagem assumem características distintas para as diferentes fases da vida de um campo de petróleo, a qual é dividida em cinco fases. De acordo com Jahn *et al.* (1998), estas fases são:

Exploração:

Fase em que se procura encontrar e viabilizar reservas de petróleo, caracterizada por grande incerteza e risco na qual a estratégia de drenagem pode ser definida de forma simplificada, principalmente para determinar a quantidade de óleo economicamente recuperável. Nesta fase, têm-se as estimativas iniciais de reservas de óleo e/ou gás.

Avaliação:

Uma vez que o poço exploratório encontra hidrocarbonetos, um considerável esforço será requerido para avaliar o potencial do que foi encontrado. Ainda não se tem um cálculo preciso do tamanho, forma e produtividade da acumulação encontrada. Duas opções possíveis podem ser consideradas neste ponto:

- Prosseguir com o desenvolvimento e, a partir disso, gerar rendimento dentro de um período de tempo relativamente curto. O risco é que o campo pode ser maior ou menor que o esperado, as facilidades serão super ou sub-estimadas e o projeto pode ter prejuízo;
- Continuar o programa de avaliação com o objetivo de otimizar a técnica de desenvolvimento. Isto atrasará o início da produção do campo por algum tempo e acarretará provável adição de investimento inicial. Entretanto, o lucro do projeto pode ser melhorado.

O propósito da avaliação do desenvolvimento é então reduzir as incertezas, em particular àquelas relacionadas aos volumes contidos no interior do reservatório. Tendo definido e reunido dados adequados para uma estimativa inicial da reserva, o próximo passo é analisar as várias opções para desenvolver o campo. O objetivo do estudo de viabilidade é gerar várias opções técnicas, das quais no mínimo uma deve ser economicamente viável. O estudo conterá as opções de desenvolvimento da sub-superfície, de projeto do processo, o tamanho de equipamentos, as locações propostas, a recuperação de óleo e sistema de exportação.

Desenvolvimento:

Com base nos resultados do estudo de viabilidade, uma proposta para o desenvolvimento do campo pode ser formulada e subseqüentemente executada. O plano é o documento principal usado para executar tanto uma adequada comunicação, discussão e acordo nas atividades requeridas para o desenvolvimento de um novo campo, quanto para a extensão de uma proposta ao desenvolvimento existente. O propósito do plano de desenvolvimento do campo é servir como um projeto conceitual, especificando as facilidades de sub-superfície e superfície, além das filosofias de manutenção e operação requeridas para suportar uma proposta para os investimentos necessários. Esse plano de desenvolvimento deve incluir os objetivos do desenvolvimento, os

dados de engenharia de petróleo, os princípios de operação e manutenção, a descrição das facilidades de engenharia, as estimativas de custo e de força de trabalho, bem como o plano do projeto e orçamento proposto. Essa fase, embora ainda seja caracterizada por incertezas, já apresenta uma melhor caracterização dos campos, possibilitando um melhor detalhamento da estratégia de drenagem.

Produção:

Após a definição da estratégia de drenagem, inicia-se a fase de produção, cujo perfil típico, mostrado na Figura 2.1, é caracterizado por três fases: elevação, platô e declínio. Durante a fase de elevação, novos poços produtores são perfurados, gerando o aumento progressivo da produção. No período platô, inicialmente novos poços podem ainda gerar fluxo, mas os poços com maior tempo de produção iniciam seu declínio. Uma taxa de produção aproximadamente constante é mantida. Este período apresenta tipicamente de 2 a 5 anos para campos de óleo, entretanto varia muito dependendo do comportamento de pressão e produção de água e gás dos reservatórios. Para campos de gás este tempo é maior devido a necessidade de manutenção de contratos de fornecimento de longo prazo. No período de declínio, os poços produtores entram em queda de produção.

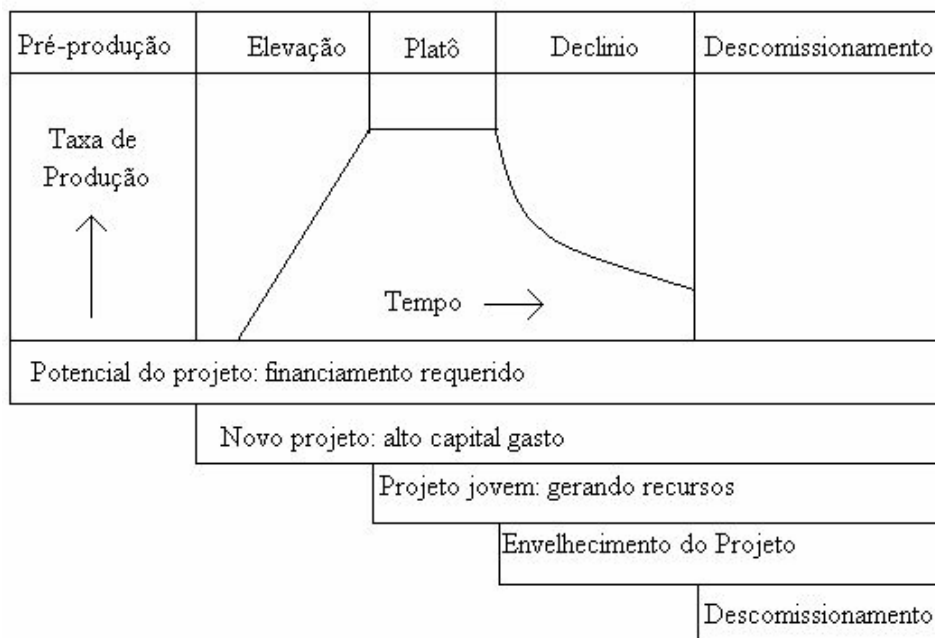


Figura 2.1 – Perfil de produção (adaptado de Jahn et al., 1998).

O perfil de produção pode ainda assumir características diferentes quando técnicas de recuperação suplementar (secundária, terciária, etc.) são aplicadas. Neste trabalho a otimização é aplicada aos casos de reservatórios de óleo com injeção de água.

Descomissionamento (abandono):

O tempo de vida útil de um projeto normalmente termina quando o fluxo de caixa líquido se torna permanentemente negativo, e por isso, num determinado momento o campo é descomissionado. A maioria das companhias tem no mínimo dois caminhos para adiar o descomissionamento de um campo ou de instalações: reduzir os custos de operação e/ou aumentar a recuperação de hidrocarbonetos.

2.2 Avaliação Econômica de uma Estratégia de Drenagem

Diferentes estratégias de drenagem podem ser desenvolvidas para cada campo e todas elas devem passar por avaliação econômica, determinando quais são economicamente viáveis. Segundo Mezzomo (2001), o fluxo de caixa descontado (FCD) é uma técnica conhecida para determinação de viabilidade econômica de um projeto, embora possa haver situações e aspectos estratégicos e operacionais que não são levados em conta neste tipo de análise.

De acordo com Mannarino (1985), um estudo econômico pode ser definido como uma comparação entre alternativas cujas diferenças estão homogeneamente expressas em termos monetários. O valor presente líquido (VPL) é um exemplo de método para comparação de alternativas. Pode-se também fazer essa comparação por meio da taxa interna de retorno (TIR), coeficiente de retorno (CR) e tempo de retorno.

A escolha dos indicadores econômicos é um assunto que foge ao escopo do presente trabalho. Todo o processo de otimização realizado aqui teve como base a análise do VPL, que segundo Neves (2005), é um indicador muito utilizado pelo setor petrolífero na análise, classificação e seleção de projetos de campos de petróleo. Para o cálculo do VPL, foi aplicada a Equação 2.1, apresentada a seguir.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{PMT_j}{(1+i)^j} - PMT_0 \quad 2.1$$

onde,

VPL = valor presente líquido;

PMT_j = volumes de fluxos de caixa de ordem 1, 2, 3, ..., j;

PMT_0 = valor inicial do fluxo de caixa, podendo ser o investimento;

i = taxa de juros do período;

n = número total de períodos de tempo;

j = sendo 1, 2, 3, ..., n, que pode ser total ou parcial.

De acordo com Neves (2005), o VPL apresenta vantagens como: valor expresso em unidades monetárias, podendo assim ser facilmente comparado ao investimento realizado; o valor obtido como resposta serve para hierarquizar projetos. Como desvantagens, o autor apresenta, por exemplo, que o VPL não demonstra o quanto o capital empregado é exposto ao risco envolvido na atividade.

As principais tarefas da análise econômica de reservatórios, segundo Schiozer e Paiva (2002), são:

- Escolha da função-objetivo: indicador ou indicadores que serão utilizados na análise econômica;
- Escolha do modelo que será utilizado para avaliar a função-objetivo;
- Formação de cenários para avaliar o impacto de incertezas na resposta do modelo econômico;
- Organização de dados de produção, operação e dados econômicos (preços, royalties, custos, taxas, amortização, etc.);
- Execução dos cálculos econômicos a partir de previsões de produção;
- Determinação da utilização de técnicas de recuperação suplementar;
- Determinação da vazão de abandono;
- Execução da análise de risco para comparação e escolha do projeto otimizado.

2.3 Processo de Escolha da Estratégia

No início da vida de um campo, é muito importante a utilização de métodos de escolha de estratégia inicial para explorar o reservatório. Após a confecção desta estratégia, serão dimensionadas as facilidades de superfície. Logo, deve-se utilizar métodos que tornem esse processo de escolha o mais preciso possível.

Pedroso Jr. (1999) desenvolveu uma metodologia para se obter o número ideal de poços que devem ser perfurados, e suas respectivas localizações, no desenvolvimento de campos no estágio inicial de produção. O método foi desenvolvido para drenagem de reservatórios utilizando poços verticais.

Mezzomo (2001) desenvolveu uma ferramenta para a otimização de estratégias de recuperação para reservatórios de petróleo em início de desenvolvimento, dividindo o processo em etapas com diferentes graus de refinamento. Para o desenvolvimento da metodologia, a autora fez um estudo para identificação de variáveis que compõem o processo de definição da estratégia de recuperação. Em seguida, foram realizados testes para definição das variáveis mais importantes e com base nisso, foram elaborados procedimentos para escolha da estratégia mais adequada para um reservatório considerando seu estágio de desenvolvimento e seu mecanismo de produção. Mezzomo estudou três casos para os quais foram desenvolvidos procedimentos de otimização da estratégia de drenagem.

Após a implementação dessa fase e com o aumento de informações geológicas e novos dados de fluidos do reservatório, chega-se à etapa posterior, a de otimização dessa estratégia, de forma que se consiga uma melhoria no rendimento do campo.

Segundo Schiozer e Paiva (2002), após a escolha da estratégia de drenagem para o campo, tem-se:

- Plano de desenvolvimento: envolve as seguintes etapas:
 - Escolha da estratégia de desenvolvimento;
 - Considerações ambientais;

- Aquisição de dados.
- Implementação: deve ter início em um ambiente de incertezas típico da área e, por este motivo, o plano deve ser flexível o bastante para ser adaptado aos novos dados que são adquiridos ao longo do tempo.
- Monitoramento: deve ser constante, permitindo a aquisição de dados contínua para a fase de implementação.
- Avaliação e revisão contínua: é necessária, pois o sucesso do plano de desenvolvimento do campo não depende unicamente dos aspectos técnicos, mas também de fatores externos que mudam continuamente (como preço de venda do óleo e questões ambientais, por exemplo).

2.4 Otimização da Estratégia de Drenagem

A otimização da estratégia tem por objetivo definir as condições de produção do campo, de maneira que se consiga um bom nível de recuperação do óleo e de retorno econômico, visando aumentar ainda a vida útil do campo e/ou a produção de óleo. A otimização torna-se mais complexa com o aumento do número de poços e modelos geológicos mais desenvolvidos.

O trabalho desenvolvido por Nakajima (2003) propõe uma metodologia para auxiliar o processo de otimização de desempenho de poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo, utilizando simulação de fluxo e mapas de qualidade. O processo de otimização, desenvolvido por Nakajima, inicia-se com a escolha de um cenário econômico (como preço do óleo, por exemplo). O segundo passo é a confecção do mapa de qualidade, que pode ser construído através de diferentes técnicas. O terceiro, é a análise de estratégia a ser otimizada através de simulação numérica. O quarto passo é a classificação dos poços presentes e a determinação da ordem de prioridade para as modificações que serão testadas, levando em consideração restrições de poços dependentes e uma lista de prioridades, definindo quais poços devem ser alterados.

Após a confecção da lista de prioridades, tem-se a determinação de quais alterações devem ser testadas, o que é determinado de acordo com os indicadores VPL (valor presente líquido), Np

(produção acumulada de óleo), Gp (produção acumulada de gás), Wp (produção acumulada de água), Qo_m (vazão média de produção de óleo) e Mp (mapa de qualidade). Os resultados obtidos pela etapa de determinação de alterações passam por análise do campo, poços modificados e grupo de poços.

Este trabalho é uma continuação dos trabalhos desenvolvidos por Mezzomo (2001) e Nakajima (2003). O processo de otimização passando por várias fases pode ser visualizado na Figura 2.2, na qual se observa que Mezzomo e Schiozer (2002) trabalharam na fase inicial da vida útil do campo, compreendendo a fase de avaliação do campo. Nakajima e Schiozer (2003) trabalham em uma etapa posterior, ou seja, na otimização da estratégia inicial que havia sido definida para o campo, correspondendo à fase de desenvolvimento. Após o Passo 7, pode-se acrescentar uma nova etapa que é a otimização de campos em fase de produção, objetivo de estudo do presente trabalho.

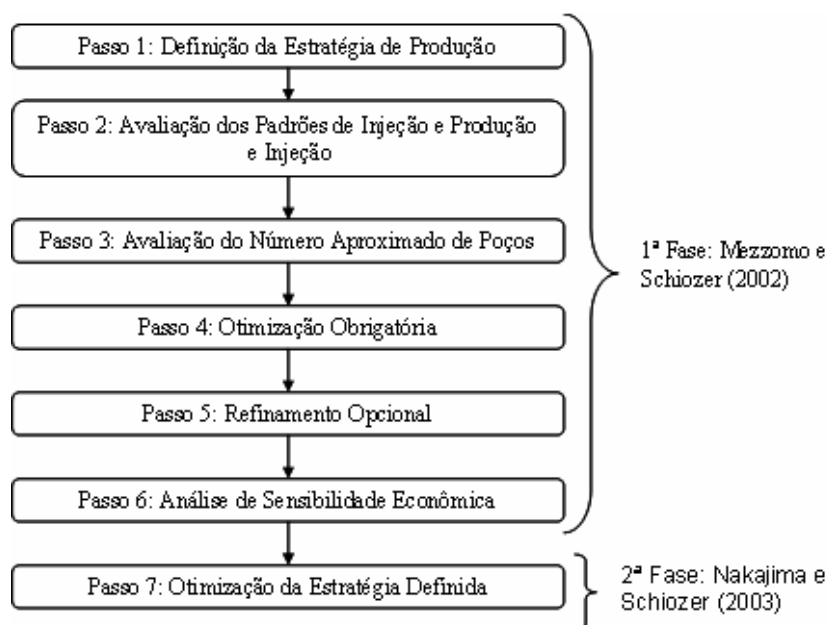


Figura 2.2 – Metodologias de otimização desenvolvidas por Mezzomo e Schiozer, 2002 e Nakajima e Schiozer, 2003.

A metodologia desenvolvida neste trabalho utiliza alguns dos critérios de classificação para funções-objetivo utilizadas durante o processo de otimização de estratégia desenvolvido por Schiozer *et al.* (2002), que são mostrados na Tabela 2.1 . Schiozer *et al.* criaram estes critérios de

classificação para o desenvolvimento de uma ferramenta de análise de estratégias de drenagem de poços em um campo de petróleo. O objetivo desta ferramenta é dar apoio à decisões baseadas em análises econômicas de diferentes estratégias de drenagem para um campo de petróleo. As fórmulas presentes na Tabela 2.1 apresentam: n_p representa o número de poços produtores presentes no campo e C é a classificação dada para a função em estudo (cada indicador com o índice específico).

Estas funções-objetivo são utilizadas para determinar uma ordem de modificação de poços, que pode ser seguida durante o processo de otimização, e somada as informações geradas por meio da simulação por linhas de fluxo e do mapa de qualidade, determinar quais devem ser as alterações que podem ser testadas nos poços produtores e injetores em estudo. A maneira como estas funções-objetivo são aplicadas ao processo de otimização de campos em fase de produção é melhor explicada nos Capítulos 3 e 4.

Schiozer *et al.* (2002) utilizaram as funções-objetivo desenvolvidas para a determinação de uma classificação de poços, segundo uma ordem de prioridade de alterações, mostrada no diagrama apresentado pela Figura 2.3, que é um mapa construído a partir dos seis indicadores técnico-econômicos citados por Nakajima (2003) e classificados como índice alto (a), médio (m) e baixo (b). Um poço produtor, de acordo com suas características, é enquadrado em alguma das regiões mostradas (regiões 11 a 88), sendo em seguida atribuída ao poço uma ordem de prioridade de modificação (identificada na figura pelas setas e números de 1 a 64). De acordo com a ordem de prioridade e características de cada região do mapa, modificações são sugeridas e testadas.

O trabalho desenvolvido por Schiozer *et al.* (2002) é mais adequado para a otimização de estratégia nas fases iniciais de desenvolvimento do campo. No presente trabalho, o procedimento foi adaptado para campos em fase de produção⁴.

⁴ Mais detalhes sobre a figura e sobre o processo de otimização serão apresentados nos próximos capítulos.

Tabela 2.1 – Critérios para classificação de poços produtores (Schiozer et al., 2002).

Propriedade	Critério de Classificação
VPL	$\overline{VPL} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} VPL_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} VPL_i \geq \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ alto} \\ 1/2 \overline{VPL} < VPL_i < \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ médio} \\ VPL_i \leq 1/2 \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ baixo} \end{cases}$
Np	$\overline{Np} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Np_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Np_i \geq \overline{Np} \Rightarrow C_{Np} \text{ alto} \\ 1/2 \overline{Np} < Np_i < \overline{Np} \Rightarrow C_{Np} \text{ médio} \\ Np_i \leq 1/2 \overline{Np} \Rightarrow C_{Np} \text{ baixo} \end{cases}$
Wp	$\overline{Wp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Wp_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Wp_i \geq 3/2 \overline{Wp} \Rightarrow C_{Wp} \text{ alto} \\ \overline{Wp} < Wp_i < 3/2 \overline{Wp} \Rightarrow C_{Wp} \text{ médio} \\ Wp_i \leq \overline{Wp} \Rightarrow C_{Wp} \text{ baixo} \end{cases}$
Gp	$\overline{Gp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Gp_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Gp_i \geq 3/2 \overline{Gp} \Rightarrow C_{Gp} \text{ alto} \\ \overline{Gp} < Gp_i < 3/2 \overline{Gp} \Rightarrow C_{Gp} \text{ médio} \\ Gp_i \leq \overline{Gp} \Rightarrow C_{Gp} \text{ baixo} \end{cases}$
Qo_m	$\overline{Qo_m} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Qo_m_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Qo_m_i \geq \overline{Qo_m} \Rightarrow C_{Qo_m} \text{ alto} \\ 1/2 \overline{Qo_m} < Qo_m_i < \overline{Qo_m} \Rightarrow C_{Qo_m} \text{ médio} \\ Qo_m_i \leq 1/2 \overline{Qo_m} \Rightarrow C_{Qo_m} \text{ baixo} \end{cases}$
Mp	Seja $0 \leq Q_p \leq 1$ a qualidade normalizada de um poço p. Então $\begin{cases} Q_p > 2/3 \Rightarrow C_{Mp} \text{ alto} \\ 1/3 < Q_p < 2/3 \Rightarrow C_{Mp} \text{ médio} \\ 0 \leq Q_p \leq 1/3 \Rightarrow C_{Mp} \text{ baixo} \end{cases}$
RGO	$\overline{RGO} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} RGO_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} RGO_i \geq 3/2 \overline{RGO} \Rightarrow C_{RGO} \text{ alto} \\ \overline{RGO} < RGO_i < 3/2 \overline{RGO} \Rightarrow C_{RGO} \text{ médio} \\ RGO_i \leq \overline{RGO} \Rightarrow C_{RGO} \text{ baixo} \end{cases}$
WCUT	$\overline{WCUT} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} WCUT_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} WCUT_i \geq 3/2 \overline{WCUT} \Rightarrow C_{WCUT} \text{ alto} \\ \overline{WCUT} < WCUT_i < 3/2 \overline{WCUT} \Rightarrow C_{WCUT} \text{ médio} \\ WCUT_i \leq \overline{WCUT} \Rightarrow C_{WCUT} \text{ baixo} \end{cases}$

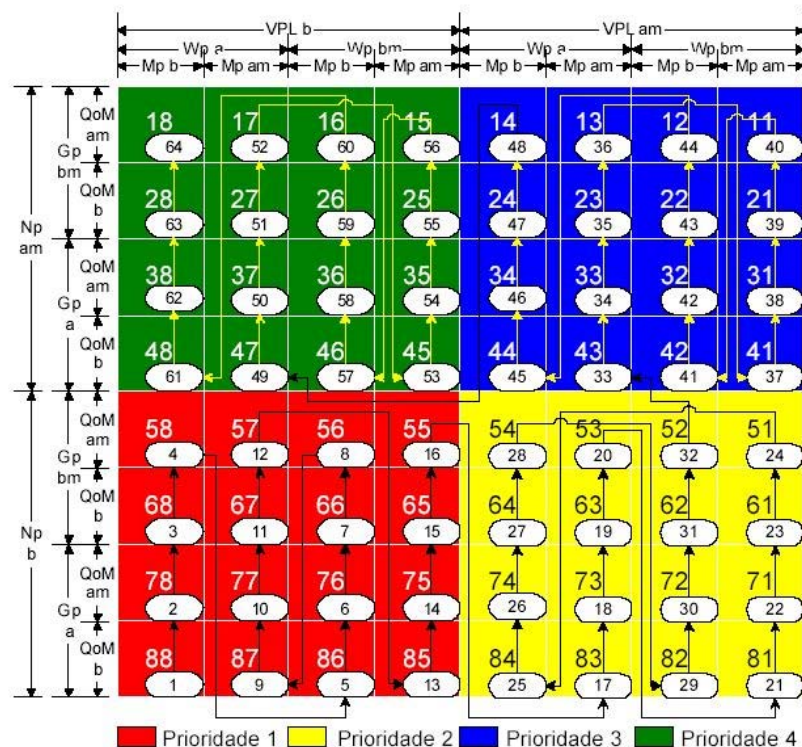


Figura 2.3 – Ordem de prioridade desenvolvida por Schiozer et al., 2002.

2.5 Gerenciamento de Campos de Petróleo

A definição de fases da vida de campos de petróleo e tarefas ligadas à escolha da melhor maneira de se produzir esses campos varia na literatura. Pode-se ainda fazer certa confusão com os objetivos de cada fase e a aplicação de técnicas apresentadas por diversos autores, principalmente na diferença entre a otimização de estratégia e o gerenciamento de reservatórios.

Existem diversas definições para otimização de estratégia e para o gerenciamento de campos de petróleo. De acordo com Satter e Thakur (1994), o gerenciamento de campos de petróleo pode ser interpretado como o uso inteligente dos vários meios disponíveis para um gerente maximizar os lucros. Assim, o propósito básico do gerenciamento de reservatórios é o controle das operações para obter a máxima recuperação econômica possível de um reservatório, baseado em fatos, informação e conhecimento.

O gerenciamento está ligado às ações operacionais de um campo, não sendo responsável por modificações que levem a uma mudança na estratégia de drenagem que esteja sendo aplicada. Já a otimização de estratégia é responsável por estudos que levam em consideração o planejamento geral aplicado ao campo, que devido a mudanças no cenário econômico, político ou técnico, deve ser revisto. Mudanças no número de poços produtores e injetores presentes, recompletações de poços produtores e conversão de poços produtores em injetores são definidas através de estudos de otimização. Esta definição para otimização de estratégia é utilizada nesta dissertação.

O foco deste trabalho não é, portanto, o gerenciamento de campos, mas a aplicação de técnicas de otimização baseado em mudanças maiores após a modificação do contexto inicialmente estabelecido (cenário técnico, político ou econômico), com o objetivo de melhorar o desempenho dos campos que não estejam apresentando bom desempenho.

2.6 Campos de Petróleo em Fase de Produção

Campos de petróleo em fase de produção são conjuntos de reservatórios cuja estratégia de drenagem foi estabelecida e se encontra em fase total ou final de implementação, com uma configuração inicial de poços já estabelecida. Campos considerados maduros fazem parte deste escopo. Existem diversas definições para campos maduros encontradas na literatura. Essa grande variação se dá principalmente devido ao foco de cada trabalho no qual a definição está sendo aplicada. Alguns exemplos estão citados a seguir.

Para Shecaira (2004), campos maduros são aqueles em que a fração de óleo recuperada se aproxima do fator de recuperação final. Sua fase madura é geralmente acompanhada por produção crescente de água e de gás, além de envelhecimento de equipamentos de superfície e de sub-superfície.

Schiozer (2002) entende como campo maduro aqueles situados em terra ou em águas rasas (lâmina d'água de no máximo 50 m), com volume tecnicamente recuperável não superior a 3 milhões de barris de óleo equivalente, e que venha produzindo a pelo menos 10 anos.

Câmara *et al.* (2003), fazem um levantamento sobre diferentes definições para campos maduros, como as de:

- Ponde e Clark (1994): campos maduros são definidos pelas propriedades: potencial adicional de recuperação por implementação de técnicas e ferramentas de caracterização avançadas do reservatório e/ou mudanças nos mecanismos de recuperação. São tipicamente caracterizados pela necessidade de algum tipo de mecanismo secundário. A mudança para um método terciário ou outro método IOR (*Improved Oil Recovery*) é provavelmente necessária para estender o limite econômico e a vida produtiva do campo.
- Coste e Valois (2000): campos maduros apresentam histórico de produção relativamente grande (de 10 a 70 anos de produção) e muitos poços perfurados (até 1000 poços).
- Cheatwood e Guzman (2002): campos maduros são aqueles que historicamente possuem baixa margem econômica.

A otimização destes campos exige a análise do período de previsão de comportamento, o que faz com que se tenha a necessidade de modelos numéricos confiáveis e ajustados (ajuste de histórico), o que é possível por meio de modelos geológicos consistentes. A construção de modelos geológicos, segundo Pawar *et al.* (2000), exige a integração entre dados obtidos pela análise de testemunhos de poços, dados sísmicos, técnicas de geoestatística, entre outros. De acordo com Murty e Al-Haddad (2003), equipes multidisciplinares são essenciais para o gerenciamento efetivo de um campo maduro.

Para Pawar *et al.* (2000), o entendimento de um ambiente geológico complexo e a distribuição de propriedades de fluido e de rocha exigem modelos avançados e tecnologias de visualização de modo a permitir a construção de um modelo coerente das zonas do reservatório. Para um campo em produção, a re-interpretação dos dados disponíveis com técnicas modernas conduz a um modelo geológico consistente do reservatório. Após a confecção deste modelo para o campo, ele deve passar pelo processo de ajuste de histórico para que ele forneça uma previsão de produção confiável.

O processo de ajuste de histórico é de extrema importância, pois campos em produção geralmente apresentam um considerável histórico, ou seja, tem-se um grande número de dados. Para que a previsão de produção seja mais confiável, o modelo deve ser ajustado aos dados de histórico. Através da previsão de produção se conhece qual a vida útil do campo, ou seja, qual é o seu limite econômico. Este trabalho se situa numa fase posterior à fase de geração de um novo modelo para o campo, estando este ajustado. A partir daí é feita então a otimização da estratégia de produção com base em resultados gerados por simulação destes modelos.

Al-Sharif e Rael (2003) trabalharam com previsão de produção de taxas de óleo e de água para campos maduros, combinando a utilização da teoria do fluxo fracionário com a análise da curva de declínio com ajuste hiperbólico. Desta forma, foi permitido aos autores prever a taxa de produção futura de líquidos do reservatório.

O trabalho de Naguib *et al.* (2002) apresenta a re-injeção de gás na capa de gás original do reservatório como método eficiente para a manutenção da pressão do reservatório, maximizando a recuperação do campo. Os autores concluíram que para o reservatório estudo por eles, regiões varridas por água apresentam maior saturação de óleo residual em comparação as regiões varridas por gás. Um fator importante foi o controle de produção de gás do campo, que foi feito com a utilização de políticas de fechamento total do campo por um período de tempo pré-determinado, fechamento de poços individuais (pelo período de um mês, quando esses apresentavam altas RGO) e pelo isolamento de áreas determinadas do reservatório por meio de métodos mecânicos ou químicos.

Fabel *et al.* (1999) estudaram campos maduros e seus principais objetivos foram analisar e recomendar medidas eficazes de redução de custos, bem como acelerar a produção e o desenvolvimento de reservas adicionais. Os autores também enfatizaram a utilização de desvios laterais horizontais (*horizontal sidetracking*) em poços verticais já existentes, pelo fato de apresentarem aumento de produção de óleo com baixo custo.

Ria e Singh (2002) abordaram o fato de campos maduros gerarem grande produção de água, o que pode gerar problemas ambientais e protestos da população local. Para resolução ou

diminuição deste problema, os autores estudaram a re-injeção da água produzida. O principal objetivo do estudo de Ria e Singh foi investigar aspectos plausíveis de engenharia de reservatórios para prospectos de injeção de água em reservatórios. O estudo foi conduzido em duas etapas: (1) primeiro foram feitas simulações para encontrar os mais adequados modelos de reservatórios baseados no histórico de produção e pressão, (2) depois a simulação foi utilizada para estimar o aumento de pressão do reservatório devido a uma taxa de injeção utilizando o modelo ajustado encontrado na primeira etapa.

Estudando a injeção de água em campos maduros, Stiles (1976) conclui que o aumento da taxa de injeção não garante aumento da produção de óleo. No trabalho de Stiles, um aumento substancial na taxa de injeção de água no campo foi obtido por meio de um modesto aumento na pressão de injeção. Entretanto, a resposta encontrada nos poços produtores foi inferior à esperada, devido ao fato da produção estar mais relacionada ao nível de pressão do reservatório do que à taxa de injeção. Assim um aumento na taxa de injeção não garantiu um aumento correspondente na produção de óleo.

2.7 Otimização de Estratégia de Drenagem para Campos em Produção

Mudanças na estratégia de campos, já em fase de produção, podem ser requeridas, por exemplo, devido a:

- Mudanças no modelo econômico;
- Aplicação de novas tecnologias;
- Necessidade de aumento de recuperação de óleo nos reservatórios.

Para a otimização destes reservatórios, é muito importante que o modelo usado nas simulações numéricas seja gerado utilizando técnicas modernas, pois só assim as diferentes ferramentas (simulação por linhas de fluxo, simulação tradicional e mapas de qualidade) utilizadas para otimizar a estratégia podem apresentar resultados confiáveis.

Murty e Al-Haddad (2003) mostram que o desenvolvimento de perfurações, trabalho ativo sobre operações e aplicações de novos projetos visando o aumento de produção mostram sucesso

na busca de diminuição da taxa de declínio de produção do campo. Segundo os autores, a aplicação de poços horizontais resultou em um aumento da taxa de produção de óleo e de recuperação, devido a maior produtividade quando comparados com poços verticais. A utilização de poços horizontais resulta numa redução do número de poços requeridos para a produção dos reservatórios.

Weber e Dronket (1999) dissertam sob o fato do estudo de campos maduros freqüentemente se concentrar na delimitação de zonas de óleo remanescente móvel. A avaliação de um campo maduro envolve, dentre outras medidas, a determinação do volume e locação do óleo remanescente móvel e a subsequente avaliação técnica e econômica de métodos para a recuperação deste óleo. Falhas, estratificações e descontinuidades laterais no reservatório podem fornecer volumes consideráveis de óleo remanescente. Para a produção deste óleo remanescente móvel, o trabalho mostra a utilização de desvios laterais horizontais (*horizontal sidetracking*), que são construídos em poços verticais, já presentes no reservatório. Pares de desvios, com 300 m de comprimento cada, foram projetados para atingir as áreas com presença de óleo remanescente, utilizando toda a estrutura de poços verticais já presentes e levando a um aumento de recuperação de óleo. Esse fato está tornando o uso de desvios horizontais uma prática cada vez mais comum em campos maduros.

Estremadoyro (2001) procurou avaliar, com o uso de simulações, os desenvolvimentos adicionais e comparar as alternativas com diferentes políticas de operação para otimização da estratégia de depleção para o campo maduro. Neste trabalho foi estudada a adição de novos poços produtores, reabertura de antigos poços produtores, reinício da injeção de água (que foi parada durante meses, devido à alta taxa de água produzida), conversão de poços produtores em injetores e, por fim, a utilização de métodos de elevação artificial.

Decidir por qual método de elevação artificial utilizar é tarefa muito importante para manutenção dos lucros obtidos durante a vida útil do campo. Segundo Naguib *et al.* (2000), uma seleção imprópria do método de elevação artificial pode reduzir a produção e aumentar substancialmente os custos de operação. Além disso, uma vez a decisão tendo sido tomada, ela raramente pode ser alterada. Os autores utilizaram modelos de simulação de reservatórios para

prever a performance e a recuperação esperada por bombeio centrífugo submerso (BCS) e *Gas-Lift*.

Embora exista grande dificuldade para se mudar de método de elevação artificial, Prado e Brarda (2001) mostram um exemplo de campo no qual foi possível tal mudança. Devido ao declínio de pressão e ao aumento do corte de água (*water cut*), tornou-se necessária a mudança do método de elevação artificial, que foi mudado de *Gas-Lift* para bombeio mecânico hidráulico (BMH) ou bombeio centrífugo submerso (BCS). Os poços foram escolhidos para mudança por meio de seu grau de ineficiência e suas perspectivas de ganho de produção.

2.8 Técnicas de Suporte

2.8.1 Simulação de Reservatórios de Petróleo com a utilização da Simulação Tradicional

A simulação numérica de fluxo por diferenças finitas, chamada de simulação tradicional, é o método mais utilizado na engenharia de reservatórios para estudo de comportamento de fluxo de fluidos em campos de petróleo. Os seguintes passos são necessários para utilização desta tecnologia:

- **Modelo Físico do Reservatório:** é baseado no modelo geológico (com dados sísmicos, mapas, perfis, sistemas deposicionais, afloramentos) e caracterização do modelo hidráulico (continuidade do reservatório, fraturas, barreiras, direções preferenciais ao fluxo, comunicação vertical).
- **Modelo Matemático:** no caso deste trabalho, está sendo utilizado o modelo *Black Oil* (sistema isotérmico, equilíbrio instantâneo entre as fases e não há reações químicas). Este tipo de modelo trabalha com três componentes (água, óleo e gás), três fases (água, óleo e gás), além de utilizar as equações de balanço de massa dos componentes, equação de movimento e balanço de energia. Utiliza também a Lei de Darcy e equações adicionais (relação entre pressões capilares, equações de estado, saturação e frações molares).
- **Modelo Numérico:** resolução das equações geradas na fase anterior, com a utilização do método numérico de diferenças finitas.

- Modelo Computacional: tradução do modelo numérico em linguagem de máquina.

De acordo com Mattax e Dalton (1990), simuladores só apresentam confiabilidade nos cálculos se os dados de entrada estão completos e com aceitável grau de exatidão. A simulação tradicional será utilizada para previsão de produção dos campos em estudo. Pretende-se principalmente conhecer qual a vida útil restante do campo, a curva de declínio de produção e qual foi o rendimento apresentado pelo campo e pelos poços durante os anos de produção.

Para o caso particular deste trabalho, o modelo utilizado foi o modelo *Black-Oil*, que considera a modelagem do problema de forma simplificada com três componentes (óleo, água e gás) e três fases (óleo, água e gás) que é adequado para a modelagem de problemas como o exemplo apresentado neste trabalho, ou seja, reservatório trifásico com recuperação secundária (injeção de água)⁵.

2.8.2 Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo

A simulação por linhas de fluxo (*streamlines*) atualmente é aceita como uma ferramenta efetiva e complementar para modelagem de reservatórios. Por meio deste tipo de simulação se pode trabalhar com malhas que possuem um elevado número de blocos, além de geologia mais complexa e heterogênea. Thiele (2001) mostra que a simulação por linhas de fluxo funciona com base em seis princípios básicos:

- Construção de linhas de fluxo tridimensionais em termos de tempo de residência;
- Reformulação da equação de conservação de massa ao longo das linhas de fluxo em termos de tempo de residência;
- Atualização periódica das linhas de fluxo;
- Soluções numéricas unidimensionais ao longo das linhas de fluxo;
- Estimativa dos efeitos da gravidade através da separação de operadores;
- Extensão para escoamentos compressíveis.

⁵ Mais detalhes sobre o modelo *Black-Oil* pode ser encontrado em Aziz (1979). Mais detalhes sobre a aplicação do modelo ao caso estudado estão apresentados na descrição da aplicação.

Segundo Batycky *et al.* (1997), a aplicação em sistemas tridimensionais, a consideração de mudanças nas condições dos poços e a inclusão do efeito da gravidade em escoamentos multifásicos tornou a simulação por linhas de fluxo um método alternativo para simulação de reservatórios de petróleo. A principal diferença em relação ao método convencional é a transformação de um problema tridimensional em uma série de problemas unidimensionais. Isso é feito pelo desacoplamento das equações de pressão e de saturação.

Embora a simulação por linhas de fluxo tenha algumas aplicações complementares, um fator principal torna a ferramenta atraente para o estudo de campos em fase de produção: a capacidade de fornecer a relação de fluxo entre poços produtores e injetores, ou seja, para qual poço produtor vai o fluido que está sendo injetado por um determinado poço injetor, tornando possível conhecer a área de influência de cada poço injetor e a sua eficiência. Desta forma, se conhece o padrão de balanço de fluidos do reservatório.

Maschio *et al.* (2002) mostra que em sistemas compressíveis, a utilização do simulador de linhas de fluxo depende da precisão requerida dos resultados. O autor também mostra que este tipo de simulador apresenta grande vantagem em problemas com grande número de blocos de simulação, heterogêneos e com baixa compressibilidade do sistema rocha/fluidos, tornando possível a obtenção de resultados com boa precisão, em um tempo de simulação relativamente menor que o obtido pela simulação tradicional. Este fato faz com que se deva ter cuidado com as características do reservatório e com o comportamento do fluido durante o tempo de produção, para que não seja utilizada uma ferramenta que forneça resultados insatisfatórios.

O conhecimento do padrão de balanço de fluidos de um campo em produção é muito importante pois, de acordo com Grinestaff (1999), pode-se quantificar as relações entre produtores e injetores. Trabalhando com estas quantificações, pode-se variar a quantidade de líquido injetado por determinado poço que esteja em uma área onde a produção de água dos poços produtores, que esteja com ele relacionado, seja muito alta.

Pode-se também simular o comportamento do fluxo de fluidos com a adição de novos poços produtores e/ou injetores, a conversão de poços produtores para poços injetores e a

mudança de completção de poços produtores. De acordo com Ruan *et al.* (2002), a simulação por linhas de fluxo pode identificar áreas com potencial para conversão de poços produtores em injetores, onde deve ser observado:

- Histórico de injeção de fluidos na área em estudo;
- Produtividade dos poços produtores;
- Distância entre o poço com potencial de conversão para injetor e os demais poços produtores;
- Presença de canais de fluxo na área em estudo.

2.8.3 Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade tem a função de mostrar regiões com maior potencial de produção em um reservatório. Segundo Nakajima (2003), a confecção de mapas de qualidade fornece informações sobre o campo que possibilitem determinar o melhor local para se posicionar um poço e avaliar se ele apresentará bom desempenho.

Segundo Cruz *et al.* (1999), o mapa de qualidade é uma representação bidimensional de respostas do reservatório e suas incertezas. Cruz *et al.* mostram que o conceito de qualidade deve ser aplicado para comparar reservatórios, ordenar realizações estocásticas e para incorporar incertezas de caracterização de reservatórios em tomadas de decisão, assim como a escolha de locação de poços com menor número de simulações.

No trabalho desenvolvido por Cruz *et al.* (1999), o mapa é gerado seguindo os seguintes passos: inicialmente todos os poços presentes no campo são fechados, e após isso é aberto um poço vertical, que é simulado, e os resultados referentes a sua inclusão, como VPL (valor presente líquido) ou Np (produção acumulada de óleo) são arquivados. Após esta simulação, o poço é testado em outra região do reservatório, sendo feitas análises até que se tenha varrido todo o campo ou uma malha que tenha sido pré-estabelecida. Os valores encontrados para todos os poços verticais testados são normalizados (VPL ou Np, por exemplo), onde o menor valor encontrado é considerado igual a zero, e o maior valor igual a um. O tempo total de produção depende do tamanho do reservatório, mas deve ser longo o suficiente para permitir que o poço

produza todo o óleo possível, dado o seu controle operacional (pressão de fundo e corte de água). Na simulação, o poço é completado em todas as camadas com fechamento automático da camada cuja produção de água e/ou de gás tem o limite de corte alcançado. Os autores colocam que o número de pontos a ser testado depende da heterogeneidade do reservatório, mas 10% do número total de células devem apresentar bons resultados.

Nakajima (2003) utilizou três métodos para a confecção de mapas de qualidade, comparando as respostas de cada um dos métodos para avaliar aquele mais eficiente em termos de esforço computacional e qualidade dos resultados. Os métodos utilizados foram:

- Método baseado em Simulação Numérica;
- Método baseado em Lógica *Fuzzy*;
- Método Analítico.

Nakajima (2003) fez variações no método desenvolvido por Cruz *et al.* (1999), comparando mapas de qualidade construídos por meio de simulação numérica com três procedimentos diferentes. O autor utiliza a abertura de um único poço vertical, a abertura simultânea de grupos de poços verticais e a abertura simultânea de grupos de poços horizontais. Segundo Nakajima, utilizando apenas um poço vertical, o mapa de qualidade apresenta maiores áreas com potencial alto de produção, quando comparado ao mapa de qualidade confeccionado pela abertura de grupos de poços verticais. Com vários poços verticais abertos simultaneamente, a pressão cai com maior velocidade (comparado com a abertura de um único poço), o que induz a uma maior produção para os poços que estão realmente localizados em uma região de alto potencial de produção. Nakajima usou também poços horizontais, mas os resultados obtidos não foram satisfatórios.

A utilização de mapas de qualidade para o estudo de campos em produção tem a função de identificar áreas não drenadas do reservatório com potencial de produção. O método escolhido para ser utilizado neste trabalho foi o baseado em simulação numérica devido aos bons resultados fornecidos nos trabalhos de Cruz *et al.* (1999) e de Nakajima (2003).

2.8.4 Integração das Ferramentas

A metodologia desenvolvida no presente trabalho busca, por meio da utilização da simulação tradicional, mapa de qualidade (gerado a partir de simulação numérica) e simulação por linhas de fluxo, a melhor estratégia para o campo. A metodologia apresenta análises gerais do campo desenvolvidas através da simulação por linhas de fluxo e mapa de qualidade, de forma que se possa tanto definir áreas para perfuração de novos poços e análise de poços existentes quanto analisar e classificar individualmente poços produtores e injetores, definindo quais deles devem passar por alterações, e quais alterações devem ser estas.

Diferente dos trabalhos analisados neste capítulo, a metodologia desenvolvida para otimização de estratégias para campos em produção faz uma análise global do campo, não se restringindo a um problema específico (produção de água, por exemplo), de maneira que esta metodologia possa ser aplicada para casos mais gerais.

Conforme citado anteriormente, a metodologia proposta neste trabalho faz parte de um projeto cujo fluxograma foi apresentado na Figura 2.2, e que apresenta estudos realizados em campos em fase inicial de produção buscando uma estratégia inicial (Mezzomo e Schiozer, 2002) e a otimização de estratégias de recuperação utilizando poços horizontais (Nakajima e Schiozer, 2003). A metodologia proposta para campos em fase de produção representa mais uma fase do projeto, acrescentando ainda as vantagens da inclusão de ferramentas auxiliares ao processo.

Capítulo 3

Metodologia

A otimização de estratégias de drenagem para campos em fase de produção, conforme citado nos capítulos anteriores, apresenta características diferentes da apresentada para campos em início de produção. O menor grau de incertezas nos modelos geológico e numérico justifica uma análise mais detalhada e pospostas de modificações mais refinadas. Por outro lado, o estágio de desenvolvimento já mais adiantado resulta em menor grau de liberdade para as modificações.

Neste capítulo, apresenta-se uma metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos em fase de produção, com presença de aquífero e sujeito a injeção de água, tendo como foco principal a automatização do processo e o entendimento das características deste tipo de problema, além do estudo da forma com que a simulação por linhas de fluxo e o mapa de qualidade podem ser utilizados como ferramentas auxiliares à simulação tradicional no processo.

O primeiro passo para esse tipo de otimização é o entendimento do comportamento passado do campo, o que pode ser feito por uma análise de dados de produção (volumes de óleo, de água e de gás produzidos), injeção (volumes de água ou de gás injetado) e de reservatório (pressão e saturações de óleo, de água e de gás) durante o período de histórico de produção. O caso em estudo deve ter passado pelo processo de ajuste de histórico de produção, no qual o modelo é calibrado para reproduzir o comportamento observado no campo. Os objetivos do ajuste são tanto confiabilidade para o período de previsão de produção quanto à análise inicial de desempenho do campo e poços para que mudanças possam ser sugeridas.

Para o período de previsão, dados de produção e de injeção são gerados por simulação para o futuro (após o período de histórico), de forma que se possa conhecer os volumes que serão produzidos e injetados através dos poços, o comportamento da pressão do campo e nos poços, as saturações residuais de óleo, água e gás no reservatório, e a vida útil do campo e dos poços. As mudanças sugeridas para a melhoria do desempenho do campo são testadas apenas durante período de previsão.

O desempenho de cada poço produtor e injetor e áreas com potencial para perfuração de novos poços são avaliadas na busca de possíveis modificações. A metodologia desenvolvida busca a construção de diferentes estratégias de drenagem que possam ser aplicadas ao campo em fase de produção, de maneira que o responsável pelo processo de otimização tenha a opção de decidir pela estratégia que deve ser colocada em operação de acordo com os objetivos e limitações financeiras de sua empresa.

Foi utilizado neste trabalho o campo marítimo de Namorado modificado, com presença de 11 poços produtores e 9 poços injetores, todos horizontais, com período de histórico de 1800 dias, onde todos os poços já se apresentam em operação. Os dados do modelo do campo em estudo encontram-se na Tabela A.1 (Anexo A). A Figura 3.1 mostra uma imagem em três dimensões deste campo. As cores presentes nesta figura mostram a variação da permeabilidade horizontal. Observa-se a presença de barreiras de permeabilidade.

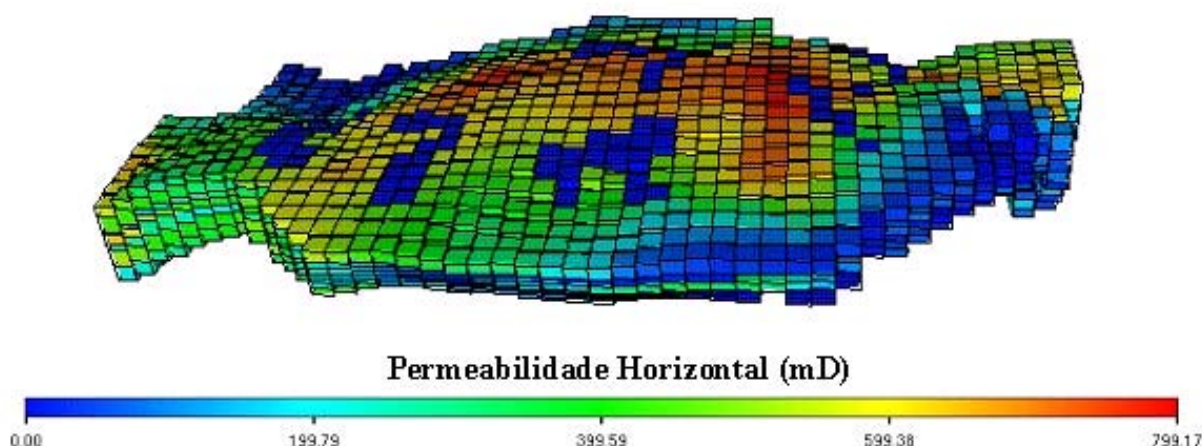


Figura 3.1 – Campo de Namorado modificado.

3.1 Utilização da Simulação Tradicional

A simulação tradicional, ferramenta principal utilizada na metodologia desenvolvida neste trabalho, foi utilizada como método mais eficiente disponível para o estudo de comportamento de reservatórios. Todos os cálculos de produção e injeção exigidos pela metodologia são realizados por este método. Esta ferramenta também é utilizada no estudo de eficiência e na construção de curvas de receita e custos marginais para poços produtores. Todas as modificações sugeridas pela simulação por linhas de fluxo e mapa de qualidade são testadas a partir da simulação tradicional. Os dados gerados são, então, utilizados nos cálculos de VPL do campo e dos poços.

3.2 Utilização da Simulação por Linhas de Fluxo

A metodologia desenvolvida utiliza a simulação por linhas de fluxo como ferramenta auxiliar no controle do fluxo de água do reservatório, determinando as relações entre os poços e áreas existentes (como aquífero, por exemplo). Para a utilização desta ferramenta, inicialmente o modelo numérico utilizado para simulação tradicional deve ser convertido e calibrado, construindo desta maneira um modelo para simulação por linhas de fluxo. Este modelo deve ter sua seção de poços adaptada para que os volumes de produção e injeção para o campo e para os poços e a pressão média do campo apresentem resultados compatíveis ao modelo usado para simulação tradicional.

O estudo das relações existentes permite que sejam relacionados poços produtores, injetores e regiões do reservatório, de forma que se consiga determinar qual a origem da água que é produzida por determinado poço. Estas relações são utilizadas principalmente para auxiliar na determinação da data de fechamento e eficiência de poços injetores. Define-se eficiência de poço injetor como sendo o volume de óleo produzido (V_{o-p}) dividido pelo volume de água injetada (V_{a-i}) responsável pela produção deste óleo (Equação 3.1).

$$Ef = \frac{V_{o-p}}{V_{a-i}} \quad 3.1$$

3.3 Utilização do Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade é utilizado na busca de áreas que apresentem potencial para perfuração de novos poços produtores e/ou injetores, na análise de áreas vizinhas a poços produtores visando o estudo do potencial para recompletação destes poços, bem como no auxílio à análise de conversão de poços produtores em injetores. O mapa de qualidade também é utilizado como um dos critérios de classificação para poços produtores.

Para o cálculo da qualidade, foi utilizado o método numérico proposto por Cruz *et al.* (1999) e o método utilizado por Nakajima (2003), descritos na Seção 2.8.3. Este trabalho apresenta mapas de qualidade construídos através da utilização de poços produtores verticais, como o procedimento desenvolvido por Cruz *et al.* (1999). Todos os poços presentes no campo são fechados, após isso é aberto um poço produtor vertical em diversas regiões do reservatório. Após a simulação de cada modelo resultante, são calculados os valores de VPL para os poços verticais, que são normalizados, de forma que o menor valor é considerado igual a 0 e o maior valor é considerado igual a 1. Também são testados a abertura de poços produtores simultaneamente, como proposto por Nakajima (2003).

Os poços verticais utilizados para gerar os mapas devem permanecer abertos o maior período de tempo possível. Os valores normalizados são dispostos na malha horizontal do campo de acordo com a localização do poço vertical. As células que não apresentam abertura de poços verticais têm seu valor estimado com base nos valores presentes em células vizinhas que foram testadas por estes poços.

São confeccionados mapas de qualidade na data correspondente ao final do período de histórico, ou início do período de previsão de comportamento (Mapa de Qualidade Inicial – MQI), e também ao final do período de previsão de comportamento (Mapa de Qualidade Final – MQF). O índice de qualidade de um poço produtor horizontal é determinado pela média aritmética simples dos valores encontrados para os blocos onde o poço está completado.

3.4 Premissas

A metodologia desenvolvida se baseia na utilização da simulação por linhas de fluxo e mapas de qualidade construídos por meio de simulação numérica para gerar modificações que possam ser testadas em campos em fase de produção, a partir da utilização da simulação tradicional. Essas modificações são:

- Determinação de poços produtores que apresentam potencial para conversão em poço injetor. Esta modificação é analisada através do fechamento do poço produtor por 90 dias e, após esta data, passa-se a ter no local um poço injetor;
- Determinação de poços produtores que apresentam potencial para recompletação. Esta modificação é testada por meio do fechamento do poço produtor por 60 dias e, após esta data, ele é novamente aberto, com a sua completação aumentada em 250 m;
- Determinação de áreas com potencial para abertura de novos poços produtores e injetores;
- Determinação de datas para fechamento de poços produtores e injetores.

Algumas premissas do presente trabalho são:

- A escolha por uma ou outra estratégia depende do indicador utilizado pela empresa para a tomada de decisão. O uso de diferentes indicadores pode priorizar estratégias diferentes e a análise de dois ou mais indicadores pode ser uma alternativa para embasar melhor a decisão. Porém, critérios para a tomada de decisão em si estão fora do escopo deste trabalho, no qual as otimizações foram feitas com base no VPL do campo.
- São utilizados como tempos mínimos para as modificações testadas:
 - Recompletação de poço produtor: 60 dias;
 - Conversão de poços produtores em injetores: 90 dias;
 - Dois poços não podem ser abertos em uma mesma data, sendo necessário, após a inclusão de um poço, um intervalo de 90 dias para a abertura de um novo poço. O fechamento de dois ou mais poços podem ser executados em uma mesma data. As condições de operação utilizadas para os poços encontram-se na Tabela A.2 (Anexo A);

- Os custos utilizados para as modificações testadas estão presentes no Anexo B, Tabela B.2 e Tabela B.3;
- O fechamento de poços produtores é determinado com base em curvas de receita e custos marginais. O fechamento de poços injetores está relacionado à sua eficiência e relação com poços produtores que estejam sendo fechados ou convertidos em poços injetores.

3.5 Desenvolvimento da Metodologia

Para o desenvolvimento da metodologia foi estudada a aplicação da simulação por linhas de fluxo e do mapa de qualidade como ferramentas auxiliares à simulação tradicional para identificação de quais são as variáveis que compõem o processo de definição de estratégia de recuperação de campos em produção.

O trabalho foi dividido em 5 etapas, no qual a primeira (Etapa 1) tem o objetivo de estudar o desempenho do campo com a estratégia atual; as três seguintes (Etapas 2, 3 e 4) visam analisar separadamente a utilização de diferentes ferramentas no processo de otimização, gerando a metodologia e definindo o papel de cada ferramenta durante este processo e os critérios de classificação e ordenamento para os poços presentes nos campo, bem como as características que determinam quando uma alteração deve ser testada e a delimitação de regiões para perfuração de poços produtores e injetores; e a quinta etapa (Etapa 5) é a aplicação da metodologia desenvolvida. Buscou-se o desenvolvimento de uma metodologia que possa ser automatizada, definindo-se os principais indicadores relacionados ao processo de otimização e critérios para classificação e ordenação das alterações que devem ser testadas. A definição das características que determinam quando uma alteração deve ser testada é discutida no Capítulo 4, na Seção 4.5.

3.5.1 Etapa 1: Análise da Estratégia Inicial

Antes de iniciar o processo de otimização e os estudos relacionados à utilização da simulação por linhas de fluxo e do mapa de qualidade, é necessário entender o estágio de recuperação e o comportamento futuro do campo considerando a estratégia inicialmente proposta

e aplicada ao campo. Este estudo é denominado Etapa 1. A estratégia inicial aplicada ao campo foi elaborada por Nakajima (2003). Tem-se, nesta etapa, o estudo do comportamento do campo por meio da simulação tradicional, durante o período de histórico de produção e de previsão de comportamento (vida útil do campo). O período de histórico de produção apresenta 1800 dias, e a vida útil do campo é calculada utilizando curvas de VPL acumulado do campo, onde a partir do momento em que se observa incrementos negativos nesta curva, tem-se o final da vida útil do campo.

O objetivo de se analisar os períodos de histórico e de previsão é verificar se existe grande variação no comportamento dos poços produtores durante os dois períodos e entender qual o comportamento geral do campo, analisando a pressão média do reservatório, o VPL (valor presente líquido) para o campo e para os poços e as funções N_p (produção acumulada de óleo), W_p (produção acumulada de água), G_p (produção acumulada de gás), WCUT (corte de água) e RGO (razão gás-óleo) para os poços produtores presentes. Estas funções são classificadas como alta ou baixa. São calculados valores médios para estas funções, e os poços que apresentarem valores superiores a estes valores médios devem ser classificados como alto, aqueles com valores iguais ou inferiores são classificados como baixo. A classificação usada na metodologia do presente trabalho é mais simples que a desenvolvida por Schiozer *et al.* (2002) e utilizada na metodologia desenvolvida, mas foi escolhida para as Etapas 2 e 3 por ser mais simples e por atender o objetivo destas etapas que é a verificação da utilidade das ferramentas de otimização utilizadas neste trabalho.

3.5.2 Etapa 2: Otimização por meio da Simulação Tradicional

Nesta etapa, tem-se o estudo da aplicação da simulação tradicional em um processo de otimização de estratégias para campos em produção, no qual o objetivo é definir qual a viabilidade e as limitações para a aplicação desta ferramenta, definindo critérios para alterações de uma estratégia de drenagem. Inicialmente, os poços devem ser classificados de acordo com as funções VPL, N_p , W_p , Q_o_m e WCUT. G_p e RGO devem ser analisadas, mas só devem ser utilizadas como critério de classificação em poços produtores se durante o processo de otimização for observado problemas em relação à produção de gás.

Após a classificação inicial dada aos poços, devem ser estudadas as relações de fluxo entre poços produtores, injetores e regiões do reservatório e as regiões que apresentam óleo residual móvel para ser recuperado. A análise do fluxo de fluidos é feita utilizando mapas de saturação de água. Já o estudo de presença de óleo residual é feito utilizando mapas de saturação de óleo, mapas de espessura da camada, mapas de espessura porosa e mapas de pressão.

Tendo classificado os poços produtores, definido as relações entre os poços e o reservatório e analisado regiões do reservatório com presença de óleo residual móvel, deve ser aplicado um procedimento de otimização de estratégia. Para auxiliar o fechamento de poços injetores, são utilizadas curvas de produção de óleo e água, e para o fechamento de poços produtores, são utilizadas curvas de receitas e custos marginais. As curvas de receitas e custos marginais levam em consideração: ganho obtido com a venda do óleo e gastos relativos à produção do óleo e da água.

Ao final do processo de otimização foi estudada a conversão de poços produtores em injetores. Testa-se a conversão de todos os poços produtores, que com a aplicação da estratégia inicial, apresentam o encontro das curvas de receita e custos marginais, independente do poço apresentar, ou não, resultados satisfatórios para VPL e/ou N_p

3.5.2.1 Procedimento de Otimização de Estratégia utilizado para a Etapa 2

O critério de determinação de alterações, definido no final desta seção, deve ser utilizado para definir quais modificações devem ser testadas na estratégia de produção que está sendo aplicada ao campo. Um mesmo poço produtor pode ser indicado para passar por duas diferentes modificações, a conversão em injetor ou o seu fechamento. Neste caso, primeiro testa-se a conversão e, caso esta não gere aumento de VPL do campo, deve ser testado o seu fechamento.

O processo de otimização inicia-se com a tentativa de abertura de novos poços produtores, e depois de injetores. Após os testes para abertura de novos poços, iniciam-se as análises para alterações dos poços produtores presentes no campo, começando por aqueles que apresentam maior VPL. Com o final dos testes em poços com VPL alto, passa-se a analisar os com VPL

baixo e, após esta fase, avalia-se o fechamento de injetores relacionados a produtores que apresentem W_p alto.

Após um conjunto de alterações ter sido testado, os poços que não sofreram mudança são novamente avaliados e, de acordo com os resultados encontrados, novas modificações são analisadas. O processo chega ao final quando todos os poços com VPL baixo, ou N_p baixo ou W_p alto passarem por modificações ou então forem fechados. O controle do processo de otimização é feito através de uma tabela que apresenta valores para o campo de N_p , W_p , G_p , W_i e VPL para todas as alterações que foram testadas (Tabela C.1, Anexo C). Os critérios utilizados para a determinação das alterações são:

Recompletação: deve ser testada em poços que apresentam N_p e ao VPL altos, com W_p e WCUT baixos e que se localizem em regiões que apresentam óleo residual móvel para ser varrido.

Conversão: deve ser testada em poços produtores que apresentem VPL e N_p baixos, estando presente em regiões com baixo potencial para óleo residual. As funções W_p e WCUT podem apresentar valores altos ou baixos, não interferindo na escolha de um poço para estudo de conversão. A conversão deve ser testada no momento em que ocorre o encontro das curvas de receita e custo marginais do poço produtor em estudo.

Fechamento de poço produtor: poços produtores devem ter o seu fechamento testado quando as curvas de receita e custos marginais se cruzarem ou estiverem muito próximas.

Fechamento de poços injetores: deve ser testado o fechamento dos poços injetores que estiverem correlacionados a produtores que apresentarem W_p ou WCUT altos ou a produtores que foram fechados. A data para fechamento destes poços está relacionada ao momento da queda da produção de óleo acompanhada do aumento excessivo da chegada de água no poço produtor.

3.5.3 Etapa 3: Aplicação da Simulação por Linhas de Fluxo como Ferramenta Auxiliar

Esta etapa consiste na utilização da simulação por linhas de fluxo como ferramenta auxiliar à simulação tradicional durante um processo de otimização de estratégia de um campo em

produção. O principal objetivo deste estudo é verificar se o uso da simulação por linhas de fluxo oferece ganhos em relação à simulação tradicional na análise do fluxo de fluidos presente no campo. A simulação por linhas de fluxo permite qualificar e quantificar o padrão de fluxo, indicando qual a quantidade de água é originária de um determinado injetor ou do próprio campo, o que é utilizado durante o processo de otimização visando determinar se a utilização destas relações realmente oferece algum ganho ao processo de otimização. A Figura 3.2 apresenta o mapa de linhas de fluxo para o campo em estudo, onde as cores estão relacionadas aos poços injetores (IHW), mostrando qual o caminho do fluxo de fluidos.

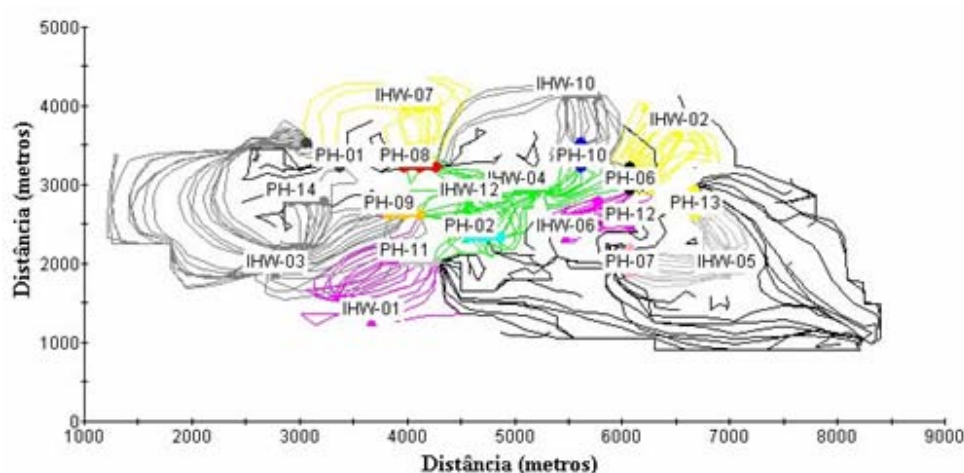


Figura 3.2 – Comportamento das linhas de fluxo no campo de Namorado modificado para 1800 dias.

O controle do fluxo de fluidos do campo é feito através de gráficos que mostram a origem da água produzida ou o destino da água injetada por um poço durante o período de previsão de comportamento. Estes gráficos devem ser construídos para todos os poços presentes no campo e os valores encontrados devem ser utilizados para o cálculo de valores médios para o período de previsão de produção, que são usados durante a otimização da estratégia de drenagem para determinar a relação entre os poços.

O procedimento de otimização de estratégia utilizado nesta etapa usa a função E_f , e para verificar se esta função é realmente válida, devem ser feitos testes visando sua utilização. Todos os poços injetores presentes no campo devem ter seu fechamento testado individualmente, então se deve verificar se existe relação entre a variação do VPL alcançada pelo campo e a eficiência

do poço testado. Também é testada a distribuição de custos de poços injetores para poços produtores. Nestes testes, a porcentagem da água injetada que é direcionada a um determinado poço produtor deve ter o seu custo somado aos custos de produção deste poço. Deve ser verificado se a soma dos custos de injeção apresentará diferenças em relação à determinação da data que define o encontro entre as curvas de receita e custos marginais utilizadas no processo de otimização.

Assim como na Etapa 2, os poços devem ser classificados de acordo com as funções VPL, N_p , W_p , Q_{o_m} e WCUT por meio da simulação tradicional. G_p e RGO devem ser analisadas somente se for observado problemas em relação à produção de gás durante a otimização. A seguir será apresentado o procedimento de otimização de estratégia utilizada nesta etapa do estudo.

3.5.3.1 Procedimento de Otimização de Estratégia utilizada para a Etapa 3

Utiliza-se a classificação dada aos poços para a estratégia inicial feita na Etapa 1. O processo deve ser iniciado com a tentativa de resolução dos problemas em poços que apresentam W_p alto. Poços injetores que apresentarem uma porcentagem considerável de sua água injetada sendo produzida por um determinado produtor, devem ter seu fechamento analisado. Após isso, são feitos testes em poços que apresentarem VPL e N_p baixos.

Todos os testes são feitos através de simulação tradicional, e ao final de todos eles, uma nova análise é feita por meio de simulação por linhas de fluxo, no qual novas relações entre os poços e regiões do campo são definidas. Então novas alterações são estabelecidas e avaliadas a partir da simulação tradicional em poços que não passaram por nenhuma modificação, até que o processo de otimização chegue ao seu final. Novas perfurações são estudadas após todas as modificações nos poços presentes no campo terem sido testadas, para se analisar a viabilidade de aplicação da simulação por linhas de fluxo na locação de novos poços.

Chega-se ao final do processo quando todos os poços produtores problemáticos passaram por mudanças e/ou foram fechados, bem como quando todos os poços injetores relacionados a produtores que foram convertidos ou fechados tiveram seu fechamento avaliado. O controle do

processo de otimização é feito através de uma tabela que apresenta valores de N_p , W_p , G_p , W_i e VPL, para o campo, com presença de todas as alterações testadas durante o processo de otimização (Tabela D.1, Anexo D). Os critérios utilizados para determinar quais alterações devem ser testadas são:

Conversão: poços que apresentaram VPL e N_p baixos, estando correlacionados a poços injetores que apresentem eficiência baixa. A data para conversão deve ser determinada utilizando as curvas de receita e custos marginais.

Fechamento de poços produtores: quando as curvas de receita e custos marginais se cruzarem ou estiverem muito próximas. Estas curvas são confeccionadas com base na receita vinda da produção de óleo, e dos custos de produção de óleo e água. Não são considerados custos com a produção de gás.

Fechamento de poços injetores: quando o injetor for ineficiente ou quando ele estiver relacionado a um poço produtor que foi convertido, fechado ou que apresentar W_p ou WCUT altos. Caso mais de um poço injetor apresente alta correlação com um mesmo poço produtor, o fechamento deve ser definido por sua eficiência (E_f). A data para fechamento destes poços está relacionada ao momento da queda da produção de óleo acompanhada do aumento excessivo da chegada de água no poço produtor.

Abertura de novo poço produtor: em regiões que apresentem óleo residual. Estas regiões são delimitadas com a utilização de mapas de linhas de fluxo e mapas de saturação de óleo, de forma que nas regiões em que existam baixa concentração de poços produtores e de linhas de fluxo, com saturação de óleo alta, devem ter a abertura de poços produtores testada.

Abertura de novo poço injetor: os mesmos mapas utilizados para determinação de regiões para perfuração de poços produtores serão utilizados para determinação de regiões para perfuração de novos poços injetores. A abertura desses poços deve ser testada em regiões onde se tenha saturação de óleo baixa, que não apresentem alta concentração de linhas de fluxo e não estejam muito distantes de regiões com presença de poços produtores.

3.5.4 Etapa 4: Estudo de Aplicação do Mapa de Qualidade

Nesta etapa é feito o estudo da aplicação do mapa de qualidade, procurando determinar se existe viabilidade na aplicação desta ferramenta durante um processo de otimização de campos em produção. Não será feita uma otimização utilizando esta ferramenta, porque a otimização propriamente dita, combinando todas as ferramentas, será feita na Etapa 5, mas sim estudos para locação de novos poços produtores e injetores. Também são feitas análises com o intuito de determinar se o mapa de qualidade apresenta utilidade para o estudo das modificações recompletação e conversão de poços produtores em injetores.

A primeira análise desta etapa é a determinação da utilização de mapas de qualidade construídos de três maneiras diferentes, sendo elas:

- A locação de um poço vertical testado múltiplas vezes em todas as células presentes no modelo numérico utilizado. Será chamado de “mapa de qualidade preciso”;
- A locação de um poço vertical testado múltiplas vezes, obedecendo uma malha de testes que apresenta 59 pontos. Será chamado de “mapa de qualidade intermediário”;
- Utilização da malha de pontos citada acima, mas com todos os poços verticais abertos ao mesmo tempo. Será chamado de “mapa de qualidade menos preciso”.

Estes mapas são construídos para o final do período de histórico (MQI) e para o final da vida útil do campo (MQF). A validação destes mapas é feita através de análises de abertura de poços produtores horizontais, onde se avalia se existe correlação entre o aumento de VPL gerado e o índice de qualidade da região onde o poço foi testado.

Após a validação do mapa de qualidade, são feitos estudos visando a locação de poços injetores, onde “poços injetores testes (IHT)” são locados em regiões com os menores índices de qualidade presente no campo. Estes testes têm o objetivo de estudar se o MQI e o MQF podem ser utilizados para locação destes tipos de poços.

O MQI e o MQF também são utilizados para estudos de recompletação e conversão de poços produtores. Os poços que forem recompletados e convertidos durante a Etapa 2 e a Etapa 3

devem ter suas locações analisadas, visando determinar quais são as características presentes nas regiões onde estas modificações geraram melhoria de rendimento econômico do campo. Ao final desta etapa, tem-se uma análise geral dos resultados obtidos pelas quatro primeiras etapas, e após isso, faz-se a aplicação da metodologia que foi desenvolvida (Etapa 5).

3.6 Funções-Objetivo utilizadas pela Metodologia Desenvolvida

A metodologia utiliza as seguintes funções-objetivo para poços produtores:

- VPL: valor presente líquido;
- N_p : produção acumulada de óleo;
- W: função para estudo da água;
- G: função para estudo do gás;
- Q_o_m : vazão média de óleo;
- Mp: índice de qualidade (mapa de qualidade).

As funções-objetivo VPL, N_p , Q_o_m e Mp foram propostas por Schiozer *et al.* (2002). As funções W e G foram desenvolvidas neste trabalho:

- Função W: onde $W = W_p / N_p$;
 - W_p : produção acumulada de água;
 - N_p : produção acumulada de óleo;
- Função G: é uma relação entre as funções G_p e RGO, apresentada pela Tabela 3.1, na qual:
 - G_p : produção acumulada de gás;
 - RGO: razão gás-óleo.

As funções-objetivo utilizadas são classificadas como alto (a), médio (m) e baixo (b). As funções VPL, N_p , Q_o_m e Mp seguem a classificação desenvolvida por Schiozer *et al.* (2002), e são apresentadas pela Tabela 2.1. As classificações das funções G e W são apresentadas, respectivamente, pela Tabela 3.1 e Tabela 3.2. As fórmulas presentes na Tabela 3.2 e na Tabela 3.3 apresentam: n_p , que representa o número de poços produtores presentes no campo e C, que é a

classificação dada para a função em estudo. Para poços injetores, é utilizada a função Ef (eficiência de poços injetores), e a classificação utilizada é mostrada pela Tabela 3.3.

Tabela 3.1 – Determinação da função G.

Gp	RGO	Função G
ALTO	ALTO	ALTO
	MÉDIO	
	BAIXO	
MÉDIO	ALTO	ALTO
	MÉDIO	MÉDIO
	BAIXO	MÉDIO
BAIXO	ALTO	ALTO
	MÉDIO	MÉDIO
	BAIXO	BAIXO

Tabela 3.2 – Critério de classificação para propriedade W.

Propriedade	Critério de Classificação
W	$\bar{W} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} W_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} W_i \geq 3/2 \bar{W} \Rightarrow C_w \text{ alto} \\ \bar{W} < W_i < 3/2 \bar{W} \Rightarrow C_w \text{ médio} \\ W_i \leq \bar{W} \Rightarrow C_w \text{ baixo} \end{cases}$

Tabela 3.3 – Classificação da função Ef.

Propriedade	Critério de Classificação
Ef	$\bar{Ef} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Ef_i}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Ef_i \geq 3/2 \bar{Ef} \Rightarrow C_{Ef} \text{ alto} \\ \bar{Ef} < Ef_i < 3/2 \bar{Ef} \Rightarrow C_{Ef} \text{ médio} \\ Ef_i \leq \bar{Ef} \Rightarrow C_{Ef} \text{ baixo} \end{cases}$

3.7 Ordem de Prioridade das Alterações durante a Otimização da Estratégia

Após a classificação dos poços por meio das funções-objetivo, estes poços devem ser ordenados por prioridade. Além da organização dos poços, as alterações a serem testadas em um poço também devem ser ordenadas. Um mesmo poço produtor pode ter até três modificações para serem avaliadas. O diagrama apresentado pela Figura 3.3 foi construído com base no

trabalho de Schiozer *et al.* (2002). Este diagrama tem regiões delimitadas de 11 a 88, onde dependendo das características do poço, lhe é atribuído um conjunto de modificações e uma ordem de prioridade de modificações, identificada na figura pelas setas e números de 01 a 64.

Caso a RGO apresente baixa variação com pressão de bolha abaixo da pressão dos blocos e as funções-objetivo G_p e N_p apresentarem, nos poços, a mesma classificação (alto, média ou baixa), o gás produzido está associado à produção de óleo. Neste caso a Função G deve ser descartada do processo, tendo então um total de cinco funções-objetivo, que são o VPL, N_p , W, Qo_m e M_p .

O campo em estudo em nenhum momento apresentou problemas relacionados a produção de gás (RGO controlada), sendo possível então a construção de um diagrama que não leve em consideração o uso da função G, como apresentado pela Figura 3.4. Ele é parecido com o diagrama da Figura 3.3, mas com um número menor de regiões delimitadas (de 11 a 48) e uma ordem de prioridade de modificações para as regiões identificadas por setas e números que variam de 01 a 32.

Após a organização dos poços por prioridade, deve-se ordenar o conjunto de alterações que podem ser testadas para um mesmo poço produtor. A Tabela 3.4 mostra as regiões e a ordem de prioridade dos poços decorrentes da aplicação do mapa de classificação apresentado pela Figura 3.3. Não foi possível determinar as modificações para todas as regiões presentes nesta figura, devido ao fato de não existirem problemas relacionados a produção de gás para o campo em estudo.

A Tabela 3.5 mostra as regiões e a ordem de prioridade dos poços por consequência da aplicação do mapa de classificação apresentado pela Figura 3.4. Esta tabela apresenta também o ordenamento das modificações que podem ser testadas para um mesmo poço produtor, com prioridade variando de 1 a 3. As siglas presentes na Tabela 3.5 representam as modificações que devem ser testadas, sendo: CV – conversão de poço produtor em poço injetor; RE – recompletação de poço produtor; FP – fechamento de poço produtor e FI – fechamento de poço injetor.

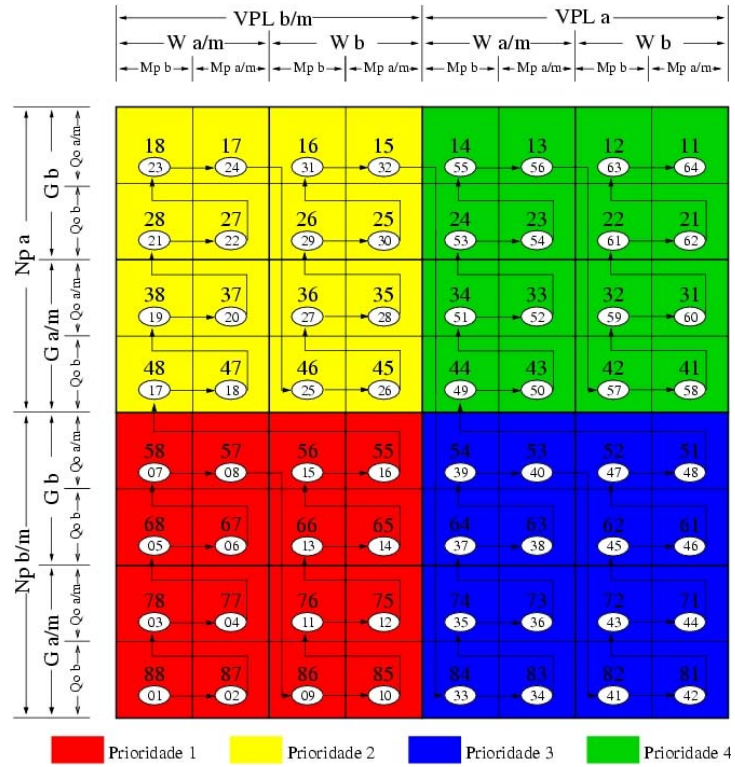


Figura 3.3 – Ordem de prioridade para otimização de campos desenvolvidos.

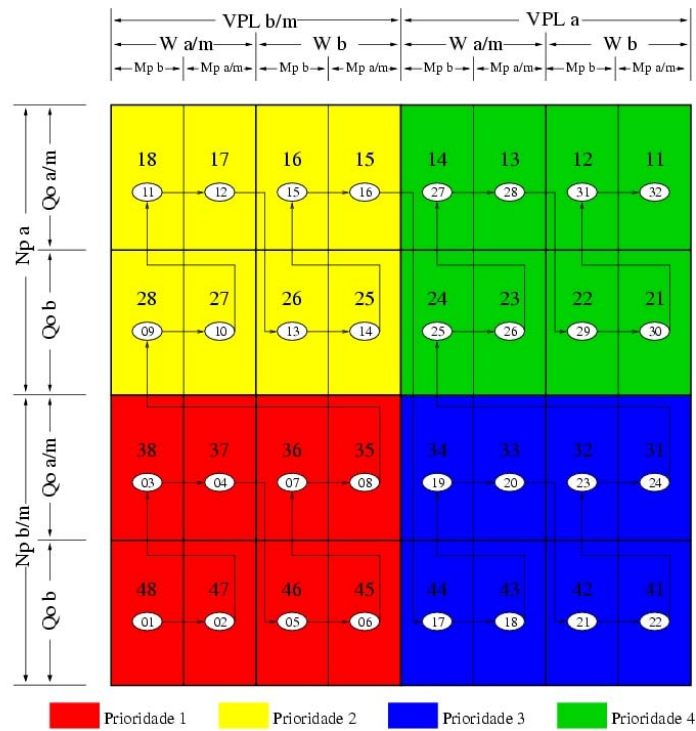


Figura 3.4 – Ordem de prioridade sem a presença da função-objetivo G.

Tabela 3.4 – Ordem de prioridade de poços produtores para a Figura 3.3.

Ordem de Prioridade	Região	Funções Objetivo					
		VPL	NP	W	G	Qo m	Mp
1	88	b/m	b/m	a/m	a/m	b	b
2	87	b/m	b/m	a/m	a/m	b	a/m
3	78	b/m	b/m	a/m	a/m	a/m	b
4	77	b/m	b/m	a/m	a/m	a/m	a/m
5	68	b/m	b/m	a/m	b	b	b
6	67	b/m	b/m	a/m	b	b	a/m
7	58	b/m	b/m	a/m	b	a/m	b
8	57	b/m	b/m	a/m	b	a/m	a/m
9	86	b/m	b/m	b	a/m	b	b
10	85	b/m	b/m	b	a/m	b	a/m
11	76	b/m	b/m	b	a/m	a/m	b
12	75	b/m	b/m	b	a/m	a/m	a/m
13	66	b/m	b/m	b	b	b	b
14	65	b/m	b/m	b	b	b	a/m
15	56	b/m	b/m	b	b	a/m	b
16	55	b/m	b/m	b	b	a/m	a/m
17	48	b/m	a	a/m	a/m	b	b
18	47	b/m	a	a/m	a/m	b	a/m
19	38	b/m	a	a/m	a/m	a/m	b
20	37	b/m	a	a/m	a/m	a/m	a/m
21	28	b/m	a	a/m	b	b	b
22	27	b/m	a	a/m	b	b	a/m
23	18	b/m	a	a/m	b	a/m	b
24	17	b/m	a	a/m	b	a/m	a/m
25	46	b/m	a	b	a/m	b	b
26	45	b/m	a	b	a/m	b	a/m
27	36	b/m	a	b	a/m	a/m	b
28	35	b/m	a	b	a/m	a/m	a/m
29	26	b/m	a	b	b	b	b
30	25	b/m	a	b	b	b	a/m
31	16	b/m	a	b	b	a/m	b
32	15	b/m	a	b	b	a/m	a/m
33	84	a	b/m	a/m	a/m	b	b
34	83	a	b/m	a/m	a/m	b	a/m
35	74	a	b/m	a/m	a/m	a/m	b
36	73	a	b/m	a/m	a/m	a/m	a/m
37	64	a	b/m	a/m	b	b	b
38	63	a	b/m	a/m	b	b	a/m
39	54	a	b/m	a/m	b	a/m	b
40	53	a	b/m	a/m	b	a/m	a/m
41	82	a	b/m	b	a/m	b	b
42	81	a	b/m	b	a/m	b	a/m
43	72	a	b/m	b	a/m	a/m	b
44	71	a	b/m	b	a/m	a/m	a/m
45	62	a	b/m	b	b	b	b
46	61	a	b/m	b	b	b	a/m
47	52	a	b/m	b	b	a/m	b
48	51	a	b/m	b	b	a/m	a/m
49	44	a	a	a/m	a/m	b	b
50	43	a	a	a/m	a/m	b	a/m
51	34	a	a	a/m	a/m	a/m	b
52	33	a	a	a/m	a/m	a/m	a/m
53	24	a	a	a/m	b	b	b
54	23	a	a	a/m	b	b	a/m
55	14	a	a	a/m	b	a/m	b
56	13	a	a	a/m	b	a/m	a/m
57	42	a	a	b	a/m	b	b
58	41	a	a	b	a/m	b	a/m
59	32	a	a	b	a/m	a/m	b
60	31	a	a	b	a/m	a/m	a/m
61	22	a	a	b	b	b	b
62	21	a	a	b	b	b	a/m
63	12	a	a	b	b	a/m	b
64	11	a	a	b	b	a/m	a/m

Tabela 3.5 – Ordem de prioridade de poços produtores para a Figura 3.4.

Ordem de Prioridade	Região	Funções Objetivo					Sugestões			
		VPL	NP	W	Qo m	Mp	CV	RE	FP	FI
1	48	b/m	b/m	a/m	b	b	2		3	1
2	47	b/m	b/m	a/m	b	a/m	2		3	1
3	38	b/m	b/m	a/m	a/m	b	2		3	1
4	37	b/m	b/m	a/m	a/m	a/m	2		3	1
5	46	b/m	b/m	b	b	b	1		2	
6	45	b/m	b/m	b	b	a/m		1	2	
7	36	b/m	b/m	b	a/m	b	1		2	
8	35	b/m	b/m	b	a/m	a/m		1	2	
9	28	b/m	a	a/m	b	b			2	1
10	27	b/m	a	a/m	b	a/m		2	3	1
11	18	b/m	a	a/m	a/m	b			2	1
12	17	b/m	a	a/m	a/m	a/m		2	3	1
13	26	b/m	a	b	b	b	1		2	
14	25	b/m	a	b	b	a/m		1	2	
15	16	b/m	a	b	a/m	b	1		2	
16	15	b/m	a	b	a/m	a/m		1	2	
17	44	a	b/m	a/m	b	b			2	1
18	43	a	b/m	a/m	b	a/m		2	3	1
19	34	a	b/m	a/m	a/m	b			2	1
20	33	a	b/m	a/m	a/m	a/m		2	3	1
21	42	a	b/m	b	b	b			1	
22	41	a	b/m	b	b	a/m		1	2	
23	32	a	b/m	b	a/m	b		1	2	
24	31	a	b/m	b	a/m	a/m		1	2	
25	24	a	a	a/m	b	b		2	3	1
26	23	a	a	a/m	b	a/m		2	3	1
27	14	a	a	a/m	a/m	b		2	3	1
28	13	a	a	a/m	a/m	a/m		2	3	1
29	22	a	a	b	b	b		1	2	
30	21	a	a	b	b	a/m		1	2	
31	12	a	a	b	a/m	b		1	2	
32	11	a	a	b	a/m	a/m		1	2	

3.8 Fluxograma do Processo de Otimização para Campos de Petróleo em Produção

A Figura 3.5 e a Figura 3.6 apresentam os dois fluxogramas da metodologia desenvolvida para otimização da estratégia de drenagem para campos petróleo em produção, definindo como devem ser executados os testes para modificação da estratégia inicial que está sendo aplicada ao campo. Todos os cálculos de volumes de água, óleo e gás produzidos, volume de água injetada e valores de VPL para os poços e para o campo são feitos para o período de previsão de comportamento (período onde as alterações são implementadas).

Na Seção 3.8.1 à Seção 3.8.6 são apresentadas as explicações dos fluxogramas mostrados na Figura 3.5 e na Figura 3.6, descrevendo qual o papel de cada ferramenta utilizada durante o processo de otimização. O fluxograma da Figura 3.6 é uma parte da Figura 3.5, definindo como devem ser feitos os testes para as modificações sugeridas.

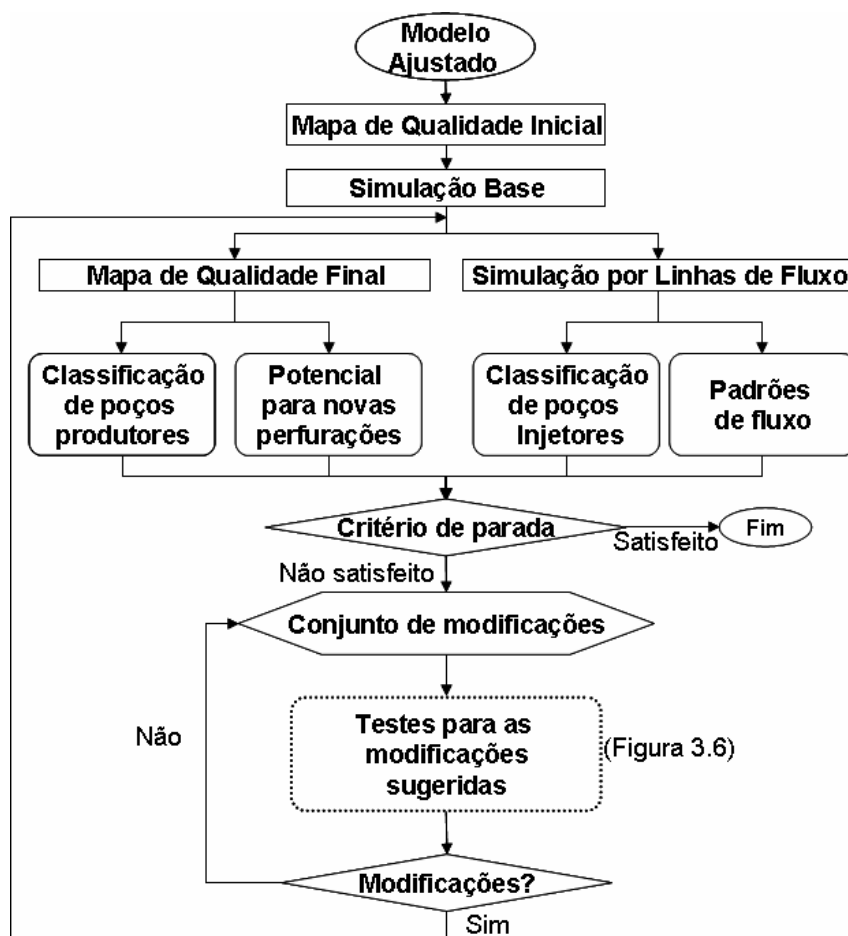


Figura 3.5 – Fluxograma principal do processo de otimização.

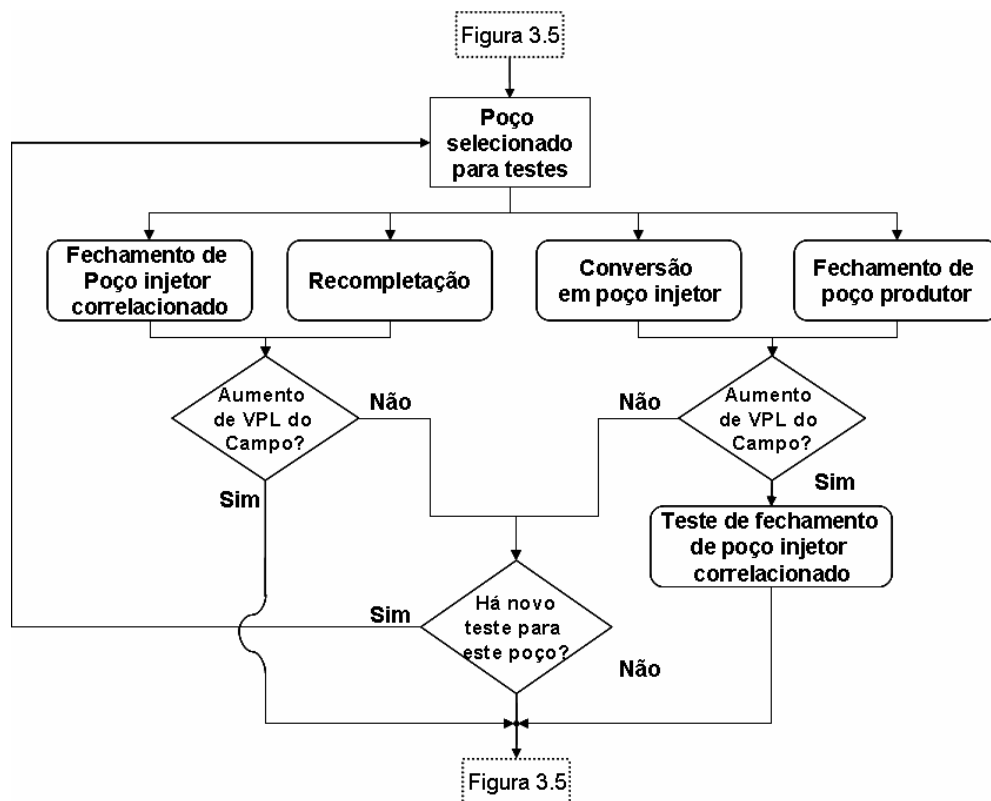


Figura 3.6 – Fluxograma para os testes de modificações sugeridas.

3.8.1 Simulação Base

A simulação base é feita pelo método tradicional de simulação, visando à obtenção da análise de volumes de fluidos (óleo, água e gás) produzidos e volumes injetados (água) para o campo e para todos os poços presentes durante período de previsão para a estratégia inicial aplicada ao campo. Nesta fase da metodologia é feita a análise econômica inicial do campo e dos poços para a estratégia de produção inicial, com a definição de seus valores de VPL. As funções-objetivo para os poços produtores são calculadas e classificadas. Os dados econômicos para cálculo do VPL do campo e dos poços apresentam-se na Tabela B.1 (Anexo B).

3.8.2 Simulação por Linhas de Fluxo

Nesta fase da metodologia são determinados os padrões de fluxo de fluidos presentes no campo, determinando, desta forma, as relações entre todos os poços presentes e o campo. Devem

ser calculados valores médios das relações entre os poços durante o período de previsão de comportamento. Todos os poços injetores têm sua eficiência determinada e classificada.

3.8.3 Mapa de Qualidade Inicial (MQI) e Mapa de Qualidade Final (MQF)

O MQI tem o objetivo de mostrar quais são as condições de drenagem do campo ao final do período de histórico. Este mapa é utilizado junto ao MQF com o objetivo de comparar a evolução da drenagem para a estratégia inicial com as diferentes estratégias desenvolvidas para o período de previsão. Desta forma se observa quais áreas foram drenadas pela nova estratégia e quais regiões do reservatório ainda apresentam potencial para perfuração de novos poços. O MQF também é utilizado como critério de classificação de poços produtores.

3.8.4 Critério de Parada

O fim do processo de otimização ocorre quando:

- As áreas apresentadas com potencial para perfuração (índice de qualidade alto) no MQF atual são as mesmas apresentadas pelo MQF confeccionado para determinação de modificações em rodadas anteriores, onde já foi testada a abertura de novos poços produtores e injetores sem sucesso;
- Todos os poços produtores considerados problemáticos passaram por testes de modificação ou foram fechados;
- Todos os injetores correlacionados a produtores que foram convertidos ou fechados tiveram seu fechamento testado;
- Todos os injetores com baixa eficiência passaram por testes de fechamento.

Enquanto todos os critérios de parada não forem satisfeitos, o processo de otimização não chega ao seu final. Outro fator que pode levar ao fim do processo é o fato de após ter-se definido um conjunto de alterações, nenhuma delas levarem a um aumento de VPL do campo.

3.8.5 Conjunto de Modificações

Esta fase da metodologia, apresentada pela Figura 3.5, mostra um conjunto de modificações sugeridas por meio da simulação tradicional, simulação por linhas de fluxo e pelo mapa de qualidade após a análise da estratégia de drenagem durante o período de previsão de comportamento. Este conjunto de modificações é organizado através da ordem de prioridade descrita na Seção 3.7.

3.8.6 Testes para as Modificações Sugeridas

Após as alterações terem sido ordenadas por prioridade, elas devem ser testadas individualmente por meio de simulação tradicional para o período de previsão e, após a execução da simulação, os indicadores econômicos devem ser calculados. Nesta fase são calculadas todas as funções-objetivo para os poços e para o campo relacionadas às novas estratégias. Os valores de VPL para os poços e para o campo são calculados para a data que corresponde ao final do período de histórico. O controle das funções N_p , W_p , G_p , W_i e VPL para o campo durante o processo de otimização utilizando a metodologia desenvolvida apresentam-se em tabelas presentes nos Anexos E e F.

A Figura 3.6, apresentada na Seção 3.8, mostra o esquema de ocorrência dos testes após se ordenar as modificações para os poços produtores. Testa-se uma determinada modificação, caso não ocorra aumento de VPL do campo, a modificação é descartada, e caso exista nova modificação a ser testada para o poço em estudo, ela é feita, caso contrário, um novo poço deve ser avaliado.

Quando o resultado da modificação é positivo (aumento de VPL do campo), o caminho a ser seguido varia de acordo com a modificação testada. No caso do fechamento de um poço injetor ou de uma recompletação no poço produtor, a modificação é mantida e deve-se partir para análises no próximo poço produtor presente na lista de prioridades.

Quando a modificação for a conversão de um poço produtor em injetor ou o fechamento do poço produtor, deve-se avaliar o fechamento do poço injetor correlacionado ao produtor

modificado. Se o fechamento deste injetor gerar melhorias ao campo, esta modificação deve ser mantida, caso contrário, este fechamento deve ser descartado, mas a conversão ou o fechamento do produtor devem ser mantidos. Após este teste, deve-se partir para análises em outro poço produtor.

A metodologia desenvolvida não define um critério de ordenação que leve em consideração a abertura de novos poços. Foram então definidas duas possíveis ordens (procedimentos) para abertura de novos poços para serem empregadas durante o processo de otimização. Estes dois procedimentos são testados durante a Etapa 5. São eles:

- Procedimento A: O processo é iniciado com testes para alteração nos poços presentes no campo e, após o término de um grupo de modificações, passa-se a analisar a abertura de novos poços. Ao final destes testes, tem-se a execução de uma nova simulação por linhas de fluxo e um novo MQF é construído, os poços são novamente classificados, um novo grupo de alterações deve ser testado e, ao final destes testes, novamente tem-se o estudo para inclusão de novos poços, e este processo segue até que o critério de parada seja alcançado. O controle das funções-objetivo utilizadas para o campo durante a aplicação deste procedimento encontra-se na Tabela E.1 (Anexo E);
- Procedimento B: O processo é iniciado com testes para abertura de novos poços e, após o fim destes, passa-se a analisar as alterações nos poços presentes no campo. Como no Procedimento A, ao final destes testes, tem-se a execução de uma nova simulação por linhas de fluxo e um novo MQF é construído, então um novo conjunto de modificações para os poços presentes no campo é determinado, são então testadas a abertura de novos poços. Após isso, são executadas alterações nos poços presentes até que o critério de parada seja alcançado. O controle das funções-objetivo utilizadas para o campo durante a aplicação deste procedimento encontra-se na Tabela F.1 (Anexo F).

Tanto no Procedimento A como no Procedimento B, a abertura de poços injetores é feita após testes para inclusão de poços produtores. O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões relacionadas às cinco etapas presentes neste trabalho.

Capítulo 4

Resultados e Discussão

Este capítulo apresenta os resultados alcançados nas cinco etapas presentes neste trabalho, bem como as discussões relativas aos resultados obtidos.

4.1 Etapa 1

A Figura 4.1 mostra a variação do VPL acumulado do campo com o tempo, no qual a partir de 2922 dias, passa-se a ter incrementos de valores negativos na curva, definindo esta data como sendo o final da vida útil do campo (período de previsão de comportamento). Com o histórico de 1800 dias, chega-se então a 1122 dias de previsão de comportamento.

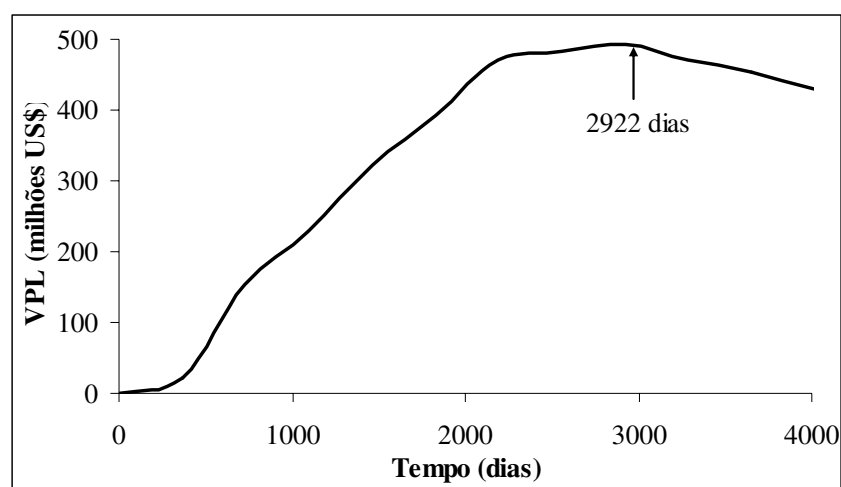


Figura 4.1 – Variação do VPL do campo com o tempo.

A Figura 4.2 mostra o comportamento da pressão média do campo, no qual se observa uma queda acentuada até 1600 dias de produção. Após esta data, verifica-se um ligeiro aumento desta pressão. Observa-se que esta queda se dá durante o período de histórico de produção, onde se tem a entrada de todos os poços produtores e injetores definidos pela estratégia inicial, de forma que a presença de poços injetores passa a ser sentida com maior efeito após 1600 dias.

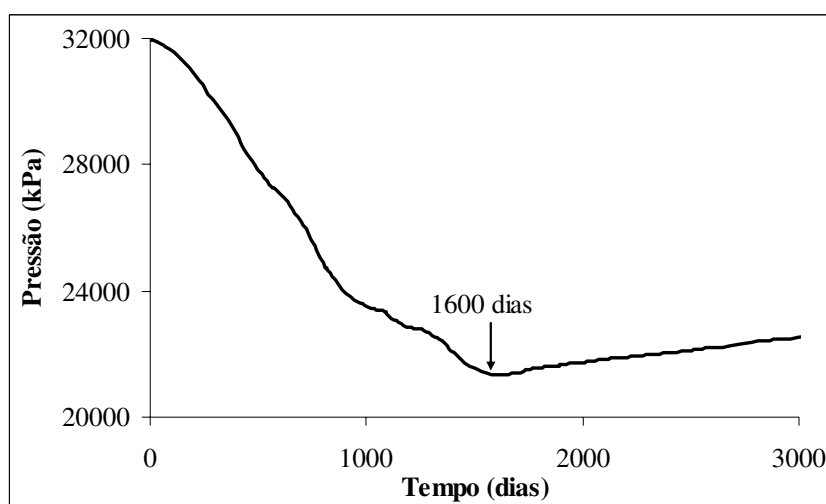


Figura 4.2 – Comportamento da pressão média do campo.

A Tabela 4.1 e a Figura 4.3 apresentam, respectivamente, os valores de VPL para o campo e para os poços produtores. Pode-se verificar que, embora grande parte da receita trazida ao valor presente esteja concentrada na fase que já se encerrou, a quantidade de óleo restante e o lucro adicional ainda é relevante e merece estudos de otimização. Alguns poços que apresentaram bom comportamento em relação ao VPL durante o período de histórico passam a mostrar rendimento baixo durante o período de previsão de comportamento, como os poços PH-11 e PH-12.

A Tabela 4.2 apresenta as funções-objetivo VPL, N_p , W_p , G_p e W_i para a estratégia inicial aplicada ao campo durante período de previsão de comportamento.

Tabela 4.1 – VPL para o campo.

Período	VPL (milhões US\$)
Total (Histórico + Previsão)	489
Histórico de Produção	384
Previsão de Comportamento	105

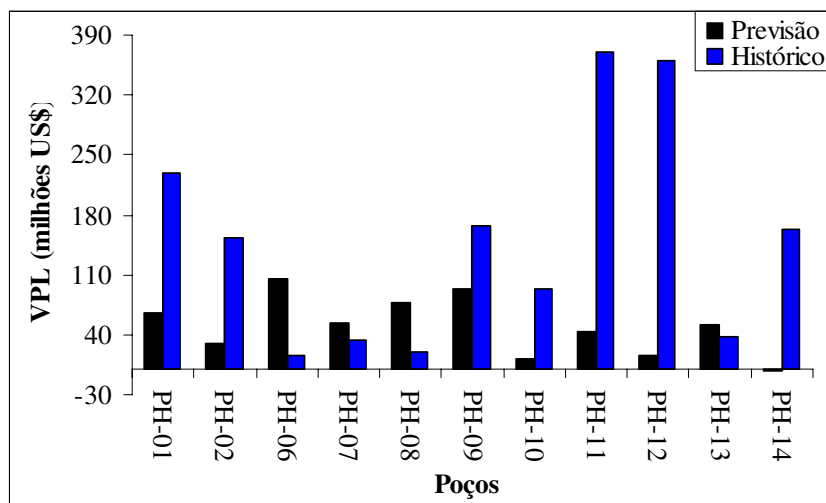


Figura 4.3 – VPL dos poços produtores.

Tabela 4.2 – Características da estratégia inicial aplicada ao campo.

Características	Estratégia Inicial
VPL (milhões US\$)	105,4
Np (milhões de m ³)	11,6
Wp (milhões de m ³)	7,8
Gp (bilhões de m ³)	1,3
Wi (milhões de m ³)	24,5

A Figura 4.4, a Figura 4.5 e a Figura 4.6 mostram, respectivamente, Np, Gp e o Wp para os poços produtores durante o período de previsão e o período de histórico. Os poços PH-06, PH-07, PH-08 e PH-13 apresentam Np durante o período de previsão superior ao encontrado durante período de histórico. Isso pode ser explicado pelo fato destes poços terem sido abertos em data próxima ao final do período de histórico. Com relação à produção de água (Figura 4.6), somente os poços PH-11, PH-12 e PH-14 apresentam sua chegada durante o período de histórico. Entretanto, durante o período de previsão, a água surge em boa parte dos produtores, principalmente nos poços PH-10, PH-11, PH-12 e PH-14. Os poços PH-01, PH-07, PH-08 e o PH-13 não apresentaram chegada de água em nenhum momento.

A análise dos resultados encontrados para Gp (Figura 4.5) mostra que o comportamento encontrado é muito parecido ao observado em Np (Figura 4.4). Os poços que apresentam os maiores volumes de gás produzidos são os mesmos que apresentam os maiores volumes de óleo.

Os menores volumes de gás produzido estão presentes em poços que apresentam os menores volumes de óleo, dando um indicativo que o gás que está sendo produzido está relacionado ao óleo.

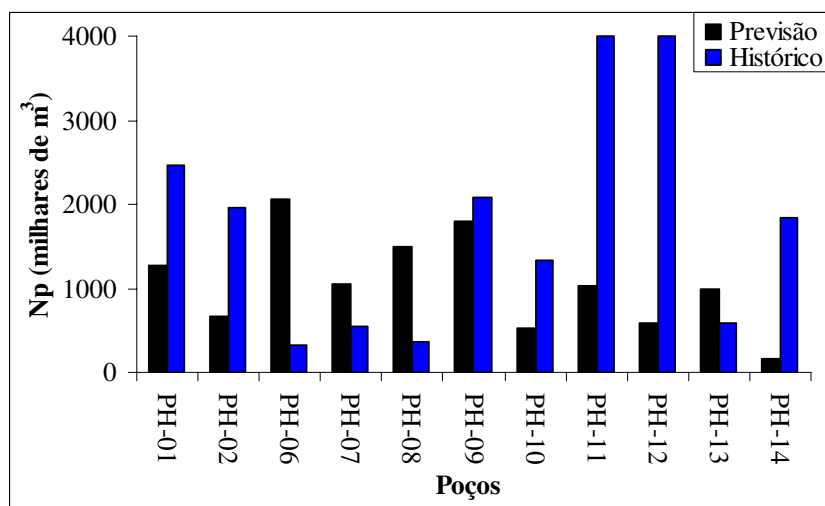


Figura 4.4 – N_p para período de previsão e para período de histórico.

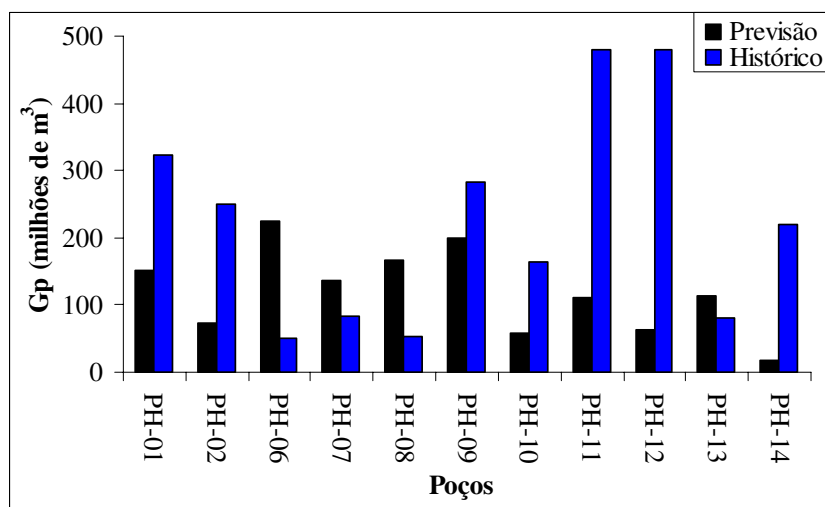


Figura 4.5 – G_p para período de previsão e para período de histórico.

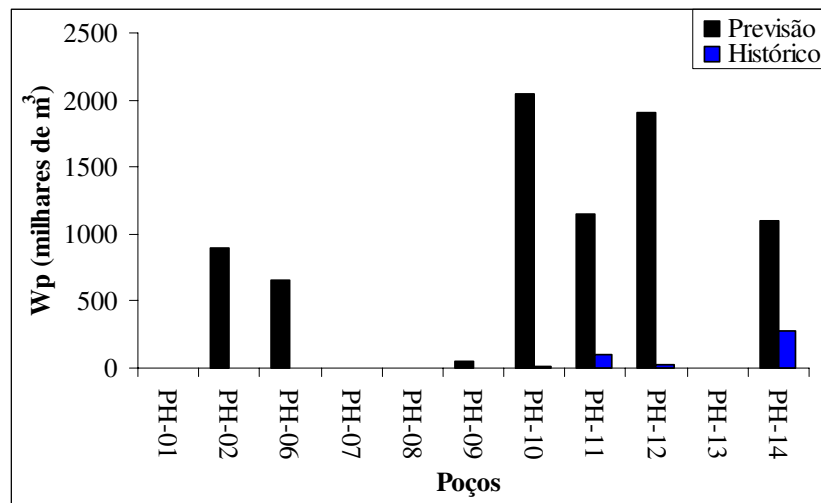


Figura 4.6 – W_p para período de previsão e para período de histórico.

Para complementar a análise de W_p e G_p , são analisados WCUT e a RGO. A Tabela 4.3, mostra o WCUT e a RGO para os poços produtores para 1800 dias (histórico) e 2922 dias (previsão). A análise desta tabela mostra uma grande variação do WCUT nos poços, com valores iguais a 0 a até aqueles que ultrapassam os 97% durante período de previsão. Em 2922 dias, os valores para a RGO são inferiores e apresentam uma menor variação entre eles, se comparados aos valores encontrados para 1800 dias. Isto pode ser explicado pelo fato da pressão nos blocos com presença de poços produtores ser superior à pressão de bolha durante o período de previsão.

Os resultados gerados na Etapa 1 mostram que a chegada de água é importante durante o período de previsão de comportamento, o que faz com que o controle do fluxo da água produzida pelo campo, principalmente a proveniente dos poços injetores, deve ser feito com eficiência, aumentando a vida útil dos poços produtores que apresentam produção de água alta. O gás produzido está associado ao óleo (RGO constante com pressão nos blocos superior a pressão de saturação).

A Tabela 4.4 apresenta a classificação dada aos poços produtores para a estratégia inicial aplicada ao campo. Esta tabela é utilizada nos processos de otimização de estratégia usados pelas Etapas 2 e 3.

Tabela 4.3 – WCUT e RGO para 1800 dias (histórico) e 2922 dias (previsão).

Poços	Período de Histórico		Período de Previsão	
	WCUT (%)	RGO (m ³ /m ³)	WCUT (%)	RGO (m ³ /m ³)
PH-01	0,0	128,5	0,0	112,4
PH-02	1,0	112,7	85,8	105,5
PH-06	0,0	125,8	82,2	105,0
PH-07	0,0	184,8	0,0	112,8
PH-08	0,0	125,0	1,9	105,7
PH-09	0,0	120,2	19,8	105,7
PH-10	16,9	108,7	97,1	105,7
PH-11	31,2	112,0	71,1	104,2
PH-12	17,0	112,5	95,0	104,2
PH-13	0,0	143,9	8,8	108,0
PH-14	73,1	107,6	94,3	105,6

Tabela 4.4 – Classificação de poços produtores para estratégia inicial.

Poço	VPL	Np	Wp	Gp	Qo_med	WCUT	RGO
PH-01	Alto	Alto	Baixo	Alto	Alto	Baixo	Alto
PH-02	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Baixo
PH-06	Alto	Alto	Baixo	Alto	Alto	Alto	Baixo
PH-07	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Alto
PH-08	Alto	Alto	Baixo	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PH-09	Alto	Alto	Baixo	Alto	Alto	Baixo	Baixo
PH-10	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Baixo
PH-11	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Baixo
PH-12	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Baixo
PH-13	Alto	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Alto
PH-14	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Baixo

4.2 Etapa 2

Os resultados obtidos na Etapa 1 mostram que a produção de água é o problema a ser resolvido durante o período de previsão. O estudo do fluxo de água do campo foi feito por meio de mapas de saturação de água, como o da Figura 4.7 (que apresenta a saturação de água para a camada 1 em 1800 dias), para todas as camadas presentes no reservatório. Através da análise destes mapas, determinaram-se as seguintes relações entre poços:

- PH-06: IHW-04 e IHW-06;
- PH-07: IHW-05 e IHW-14;
- PH-08: IHW-07 e IHW-13;

- PH-12: IHW-04 e IHW-06;
- PH-14: IHW-01 e IHW-03.

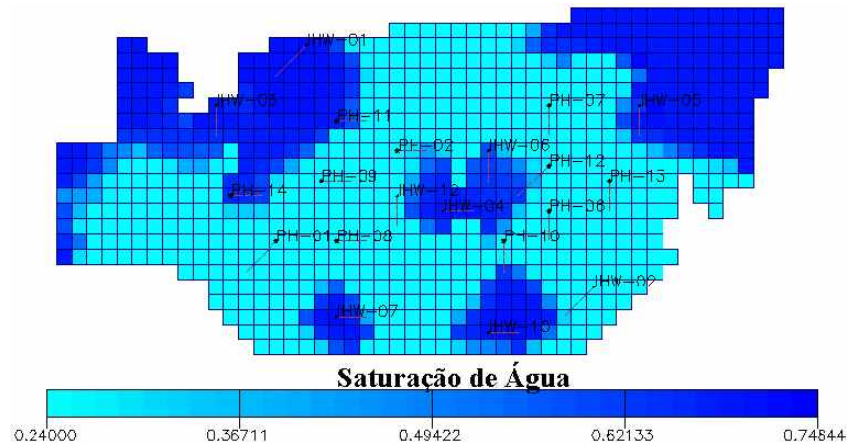


Figura 4.7 – Saturação de água na camada 1, para 1800 dias de simulação.

A análise de mapas de saturação de água não permitiu determinar com segurança as relações existentes entre os demais poços presentes e nem com regiões do reservatório, já que estes tipos de mapas não fornecem dados quantitativos das relações de fluxo entre poços e o reservatório.

A Figura 4.8, Figura 4.9, Figura 4.10 e Figura 4.11 são mapas que apresentam, respectivamente, a saturação de óleo, a espessura da camada, a espessura porosa e a pressão do campo. Estes mapas foram construídos para a camada 1 em 1800 dias. As regiões que apresentam os maiores valores encontrados no reservatório em relação a estes mapas são consideradas como áreas com presença de óleo residual. A análise de diferentes tipos de mapas em diferentes camadas do reservatório exige grande tempo de análise e é um processo impreciso.

Após o estudo do padrão de fluxo de fluidos e a delimitação de regiões com presença de óleo residual para a estratégia inicial aplicada ao campo, são construídos, para todos os poços produtores presentes no campo, gráficos que apresentam as curvas de produção de óleo e de água (Figura 4.12) e de receita e custos marginais (Figura 4.13). Estas figuras apresentam, como exemplo, a situação do poço PH-02.

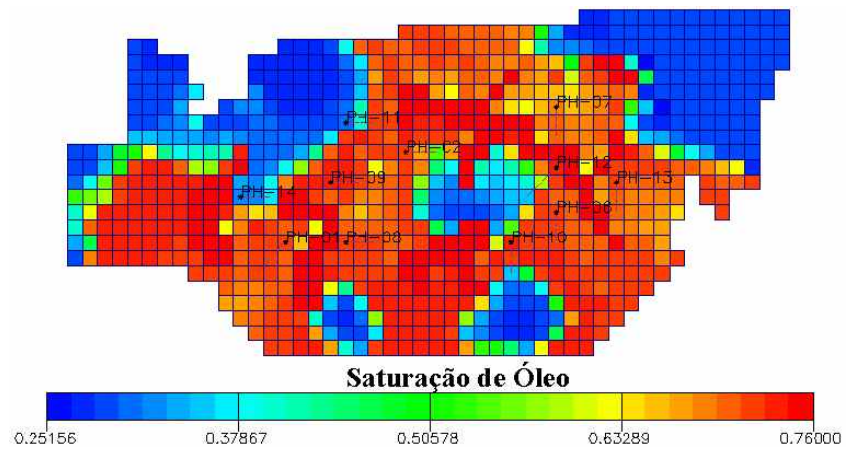


Figura 4.8 – Saturação de óleo para a camada 1 em 1800 dias.

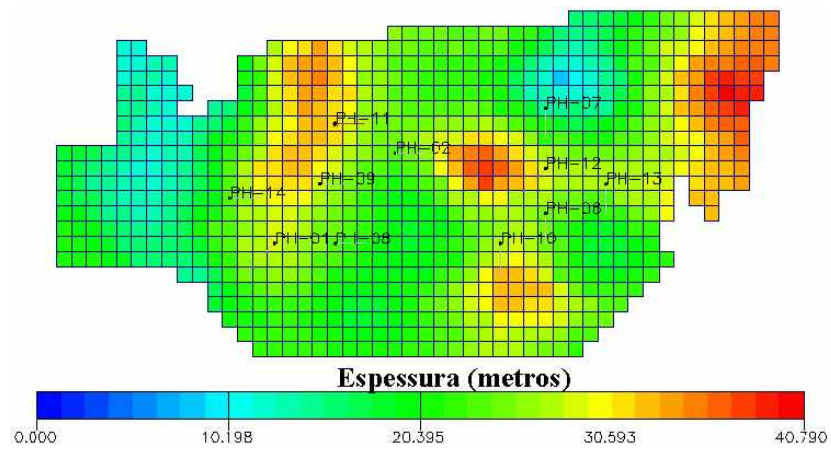


Figura 4.9 – Espessura da camada 1.

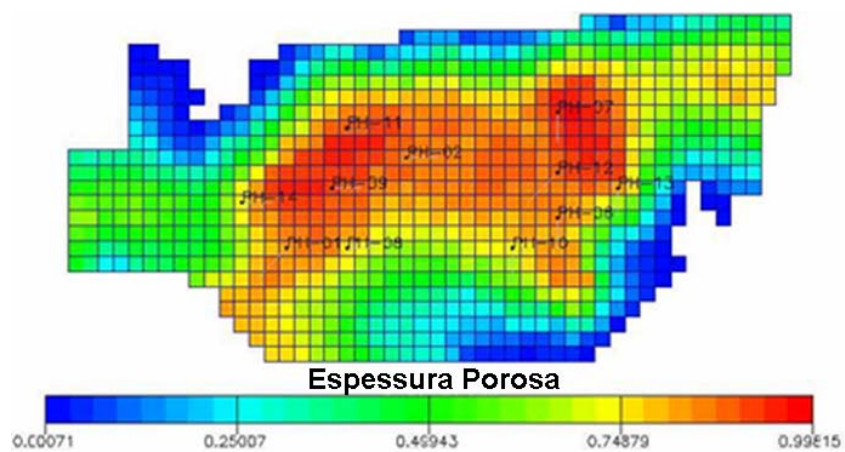


Figura 4.10 – Mapa de espessura porosa para a camada 1.

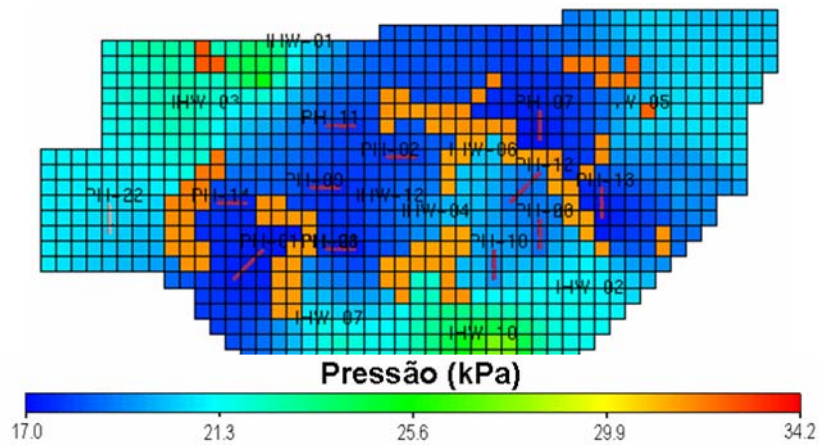


Figura 4.11 – Pressão para a camada 1, em 1800 dias.

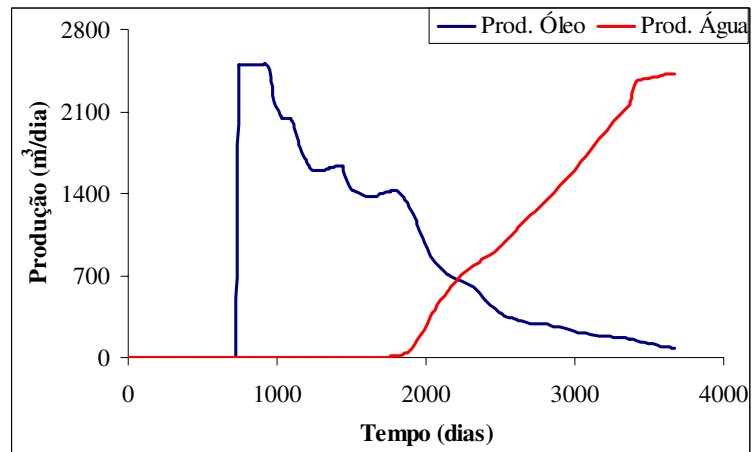


Figura 4.12 – Curvas de produção de óleo e água para o poço PH-02.

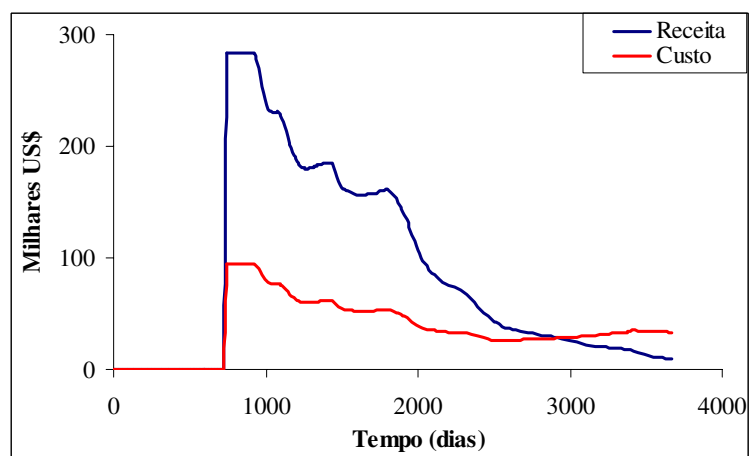


Figura 4.13 – Curvas de receita e custo marginais para o poço PH-02.

Após as definições das relações de fluxo e de regiões com presença de óleo residual, inicia-se o processo de otimização descrito na Seção 3.5.2.1. Os resultados obtidos são apresentados na seção seguinte.

4.2.1 Resultados Obtidos durante o Processo de Otimização da Etapa 2

Passaram por testes de recompletação os poços PH-01, PH-07 e PH-13, sendo que os poços PH-01 e PH-07 apresentaram resultados satisfatórios. Esta modificação mostrou-se satisfatória em regiões onde o estudo dos mapas apresentou potencial para presença de óleo residual e em poços com bom rendimento em relação ao VPL. Os poços PH-01 e PH-07 apresentam Wp baixo.

Os poços PH-10, PH-12 e PH-14 passaram por testes de conversão, no qual nenhum deles apresentou melhorias ao VPL do campo. Os poços PH-06 e PH-08 tiveram a sua conversão avaliada, mesmo apresentando resultados satisfatórios em relação ao VPL e ao Np, pois apresentam um comportamento de suas curvas de produção de óleo muito diferente dos demais poços, como mostrado pela Figura 4.14 e Figura 4.15. Estes testes não apresentaram melhorias de VPL para o campo.

Durante o processo de otimização foram determinadas datas de fechamento de sete poços produtores (PH-02, PH-06, PH-07, PH-08, PH-10, PH-12 e PH-14) e oito poços injetores (IHW-01, IHW-04, IHW-05, IHW-06, IHW-07, IHW-10, IHW-12 e IHW-14).

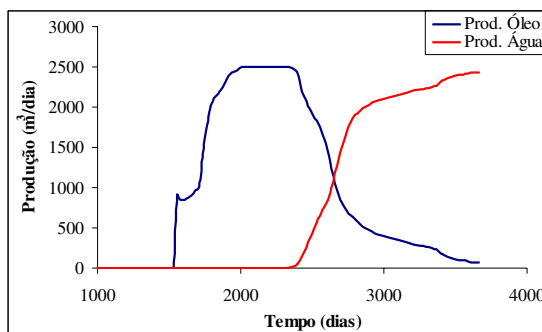


Figura 4.14 – Curva de produção de óleo e água para o poço PH-06.

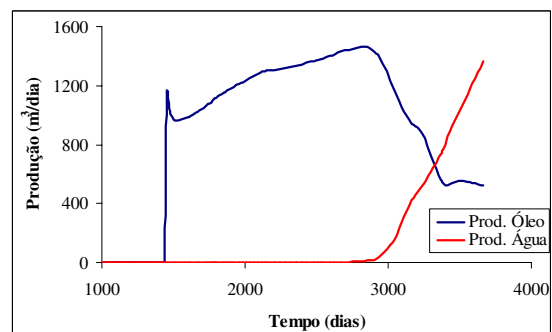


Figura 4.15 – Curva de produção de óleo e água para o poço PH-08.

O processo de otimização chegou ao seu final com um total de 50 testes e com a análise de um grande número de mapas, para diferentes camadas e diferentes intervalos de tempo, exigindo grande quantidade de tempo para o estudo do fluxo de água e regiões com presença de óleo residual móvel. O estudo do comportamento de uma região do campo, feita por meio de um grande número de mapas que variam suas propriedades com o tempo, pode levar a erros de análise, gerando um grande número de testes que não apresentam aumento de VPL para o campo.

Os poços onde foram testadas as conversões não apresentaram melhorias ao campo, indicando que esta modificação deve ser melhor estudada. A estratégia 47 foi a que gerou o maior aumento de VPL do campo e tem suas características apresentadas na Tabela 4.5. A Figura 4.16 mostra como foi o comportamento do campo durante o processo de otimização, apresentando, em porcentagem, a variação das funções-objetivo VPL, Np, Gp, Wp e Wi em relação à estratégia inicial (IN). Observa-se que a estratégia 47 gera o maior aumento de VPL por consequência principal do maior aumento de Np, que foi da ordem de 40%, e da maior diminuição da água produzida, que foi da ordem de 37%. O comportamento das funções Gp e Np mostra que a RGO está sob controle.

Tabela 4.5 – Características da estratégia que apresenta maior VPL para Etapa 2.

Características	Etapa 2	Estratégia Inicial
VPL (milhões US\$)	182,4	105,4
Np (milhões de m ³)	16,4	11,6
Wp (milhões de m ³)	4,9	7,8
Gp (bilhões de m ³)	1,8	1,3
Wi (milhões de m ³)	28,8	24,5
Vida útil (dias)	3665	2922
N. de rodadas	50	—

Após o término do processo de otimização, foi melhor estudada a conversão de poços produtores em injetores, já que esta modificação não gerou melhorias ao VPL do campo em nenhum dos poços testados. A Tabela 4.6 apresenta quais poços foram testados e quais foram os resultados encontrados. O único produtor que apresenta VPL alto e Np alto é o PH-06. Os demais poços apresentam valores considerados baixos para estas funções-objetivo. Observa-se que os melhores resultados foram encontrados nos poços PH-14, PH-12 e PH-02, que apresentavam valores baixos para o VPL (Figura 4.3) e para o Np (Figura 4.4), mostrando que a conversão, para

o caso analisado, é mais indicada para os poços com rendimento baixo em relação a estas funções-objetivo.

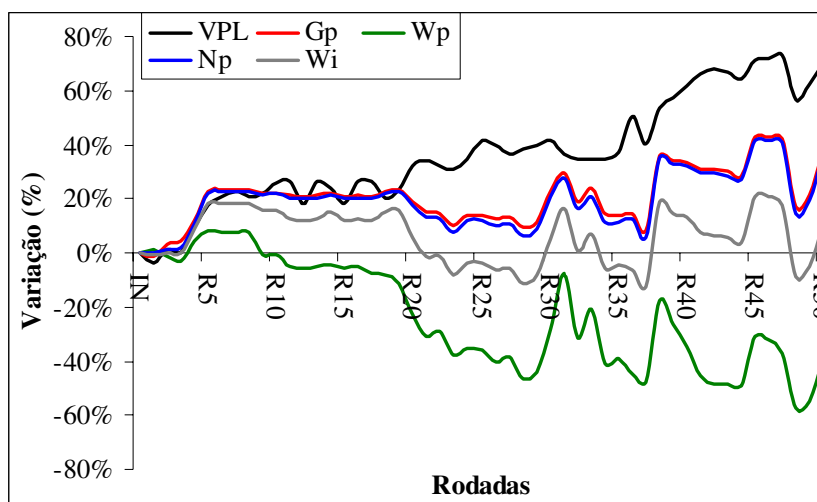


Figura 4.16 – Variação das funções VPL, Np, Wp, Gp e Wi para o campo (Etapa 2).

Tabela 4.6 – Estudo de conversão de poços produtores em injetores.

Estratégia	VPL do campo (milhões US\$)
Inicial	105,4
Conversão PH-02	114,5
Conversão PH-06	111,9
Conversão PH-10	112,2
Conversão PH-12	116,5
Conversão PH-14	129,7

4.3 Etapa 3

Inicialmente são apresentados os resultados referentes ao estudo do fluxo de fluidos presente no campo. A Figura 4.17 mostra a variação do volume de água que está sendo produzida pelo poço PH-02, indicando a sua origem. A Figura 4.18 apresenta o comportamento da água que é injetada pelo poço IHW-07, determinando qual o seu destino. Estes gráficos mostram a variação da água injetada ou da água produzida com o tempo, e através deles são construídas a Tabela 4.7, que fornece, em porcentagem, qual a colaboração dada por cada poço injetor em relação à água que está sendo produzida e a Tabela 4.8, que fornece, em porcentagem, qual a

quantidade de água injetada que se dirige para os poços produtores. A sigla RES representa a água que é proveniente do reservatório.

A Figura 4.19 apresenta a razão entre o volume de água injetada e o volume de óleo produzido por consequência desta água. Estes valores são utilizados para o cálculo da eficiência de poços injetores (E_f) para a estratégia inicial aplicada ao campo. A Tabela 4.9 mostra a eficiência destes poços. Os injetores IHW-06, IHW-10, IHW-02 e IHW-01 têm as menores eficiências para a estratégia inicial.

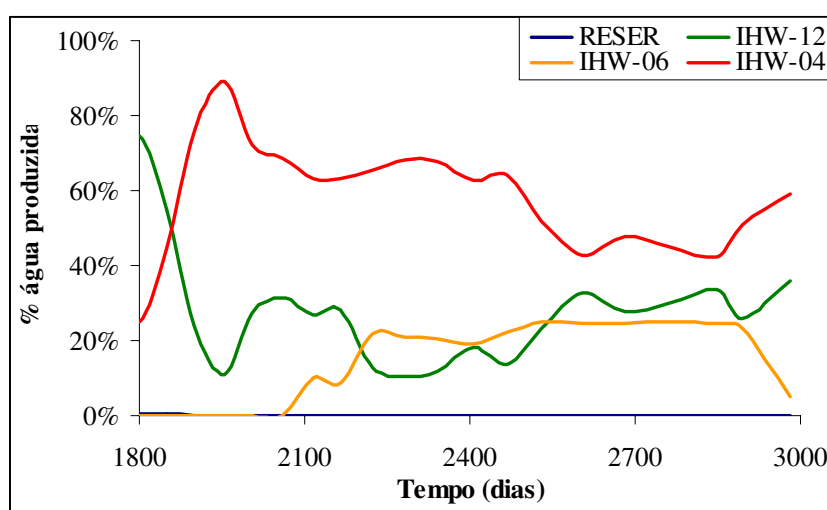


Figura 4.17 – Origem da água produzida pelo poço PH-02.

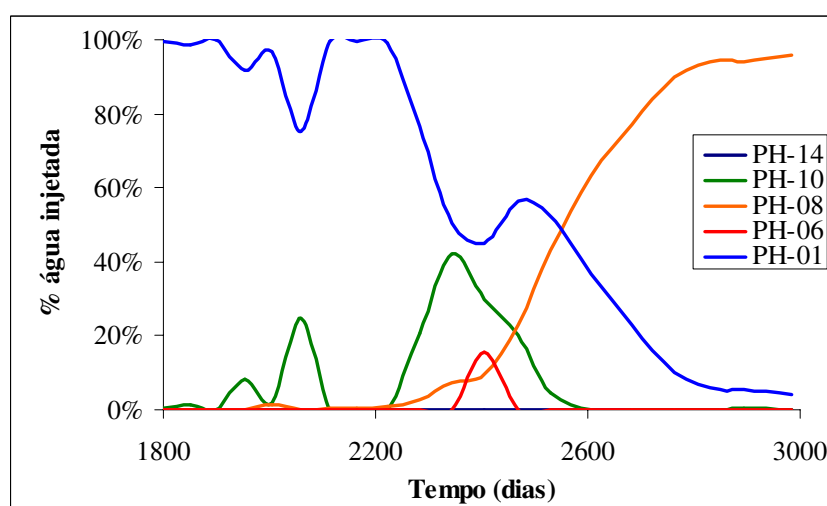


Figura 4.18 – Destino da água que é injetada pelo poço IHW-07.

Tabela 4.7 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida.

Prod/Injt	RES	IHW-01	IHW-02	IHW-03	IHW-04	IHW-05	IHW-06	IHW-07	IHW-10	IHW-12
PH-01	4%	-	-	58%	-	-	-	37%	-	-
PH-02	-	-	-	-	56%	-	18%	-	-	26%
PH-06	-	-	90%	-	5%	-	3%	-	1%	-
PH-07	14%	1%	-	-	-	85%	-	-	-	-
PH-08	1%	-	-	-	20%	-	-	72%	2%	4%
PH-09	-	29%	-	32%	7%	-	-	-	-	31%
PH-10	-	-	7%	-	12%	-	-	-	81%	-
PH-11	-	95%	-	1%	-	-	-	-	-	4%
PH-12	-	-	-	-	1%	-	98%	-	-	-
PH-13	1%	-	2%	-	-	97%	-	-	-	-
PH-14	1%	-	-	99%	-	-	-	-	-	-

Tabela 4.8 – Destino da água injetada.

Prod/Injt	PH-01	PH-02	PH-06	PH-07	PH-08	PH-09	PH-10	PH-11	PH-12	PH-13	PH-14
IHW-01	-	-	-	-	-	8%	-	92%	-	-	-
IHW-02	-	-	87%	-	-	-	13%	-	-	-	-
IHW-03	1%	-	-	-	-	5%	-	-	-	-	94%
IHW-04	-	61%	6%	-	1%	1%	27%	-	3%	-	-
IHW-05	-	-	-	13%	-	-	-	-	-	87%	-
IHW-06	-	8%	2%	-	-	-	-	-	90%	-	-
IHW-07	17%	-	-	-	80%	-	2%	-	-	-	-
IHW-10	-	-	1%	-	-	-	99%	-	-	-	-
IHW-12	-	79%	-	-	1%	14%	-	6%	-	-	-

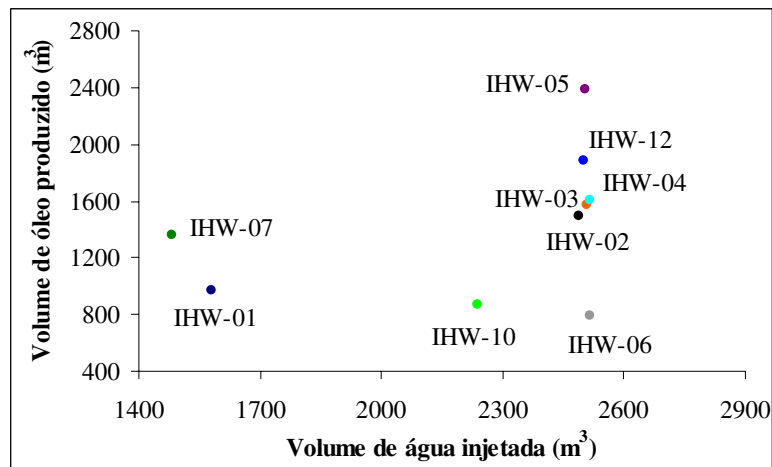


Figura 4.19 – Eficiência de Poços Injetores.

Testou-se, individualmente, o fechamento de todos os poços injetores em 1800 dias para determinar se existe relação entre a função Ef e ganho de VPL do campo. Os resultados destes testes são mostrados pela Tabela 4.10, na qual se observa que o fechamento dos injetores com

maior eficiência (IHW-05 e IHW-07) e do injetor IHW-03, com uma eficiência intermediária, geraram um VPL inferior ao alcançado pela estratégia inicial, e que os maiores valores de VPL foram obtidos pelo fechamento dos injetores que apresentam as menores eficiências (IHW-02, IHW-06 e IHW-10). A Figura 4.20 apresenta a relação entre ganho de VPL do campo e a função Ef com maior clareza, mostrando que existe alta correlação entre as variáveis em estudo. Estes resultados mostram que a função Ef apresenta viabilidade de uso durante um processo de otimização de estratégia, evitando testes de fechamento de poços injetores que sejam considerados eficientes, o que pode gerar resultados não satisfatórios, contribuindo para a redução do número de testes em um processo de otimização.

Tabela 4.9 – Eficiência (Ef) de Poços Injetores.

Injetores	Ef
IHW-01	0,610
IHW-02	0,602
IHW-03	0,626
IHW-04	0,639
IHW-05	0,951
IHW-06	0,313
IHW-07	0,920
IHW-10	0,389
IHW-12	0,753

Tabela 4.10 – VPL do campo para teste de fechamento de injetores.

Poços	VPL do campo (milhões US\$)
Inicial	105,4
Fechamento de IHW-01	107,1
Fechamento de IHW-02	112,6
Fechamento de IHW-03	103,6
Fechamento de IHW-04	113,2
Fechamento de IHW-05	89,1
Fechamento de IHW-06	119,2
Fechamento de IHW-07	94,3
Fechamento de IHW-10	119,8
Fechamento de IHW-12	106,7

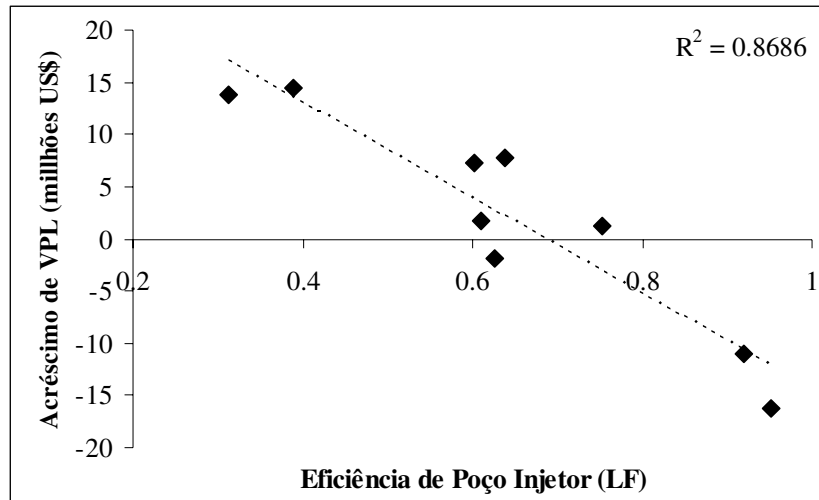


Figura 4.20 – Relação entre eficiência e acréscimo de VPL gerado pelo fechamento de poço injetor (LF: simulação por linhas de fluxo).

4.3.1 Resultados Obtidos durante a Etapa 3

O processo de otimização aplicado nesta etapa é descrito na Seção 3.5.3.1. Passaram por testes de conversão os poços:

- PH-14 por apresentar VPL baixo e Np baixo;
- PH-02, por apresentar VPL baixo, Np baixo e estar correlacionado a três poços injetores, no qual dois poços apresentam eficiência baixa (IHW-04 e IHW-06);
- PH-12, por apresentar VPL baixo, Np baixo e estar correlacionado a um poço injetor com eficiência baixa (IHW-06);
- PH-10, por apresentar VPL baixo, Np baixo e estar correlacionado a dois poços injetores com eficiência baixa (IHW-04 e IHW-10);
- PH-13, embora apresente VPL alto, este poço apresenta Np e Qo_m baixos. Apresenta praticamente toda a água que é produzida tendo origem do injetor IHW-05 (77% da água produzida são provenientes deste injetor).

Os testes de conversão nos produtores PH-02, PH-13 e PH-14 mostraram resultados satisfatórios. Ao final do estudo para alterações nos poços existentes, foi testada a inclusão de novos poços, no qual um novo poço produtor e dois novos poços injetores foram adicionados

com sucesso. A utilização de diferentes mapas apresenta os mesmos problemas discutidos na Etapa 2, apresentando subjetividade na escolha de regiões para testes de locação de novos poços.

Chegou-se a um total de 39 rodadas feitas por meio de diferenças finitas e 4 rodadas por meio da simulação por linhas de fluxo, no qual a estratégia 37 foi a que apresentou maior VPL e tem suas características apresentadas na Tabela 4.11. A Figura 4.21 apresenta qual foi o comportamento do campo durante o processo de otimização, mostrando, em porcentagem, a variação das funções-objetivo VPL, Np, Gp, Wp e Wi em relação à estratégia inicial (IN). Observa-se que a estratégia 37 apresenta o maior aumento percentual de VPL em relação à estratégia inicial, por consequência principal do aumento de Np, que foi da ordem de 23%, e da diminuição da água produzida e da água injetada, que foram, respectivamente, da ordem de 61% e 4%. O comportamento das funções Gp e Np mostra que a RGO está controlada.

Tabela 4.11 – Características da estratégia que apresenta maior VPL para Etapa 3.

Características	Etapa 3	Estratégia Inicial
VPL (milhões US\$)	187,4	105,4
Np (milhões de m ³)	14,3	11,6
Wp (milhões de m ³)	3,0	7,8
Gp (bilhões de m ³)	1,6	1,3
Wi (milhões de m ³)	23,3	24,5
Vida útil (dias)	3280	105
N. de rodadas	37	–

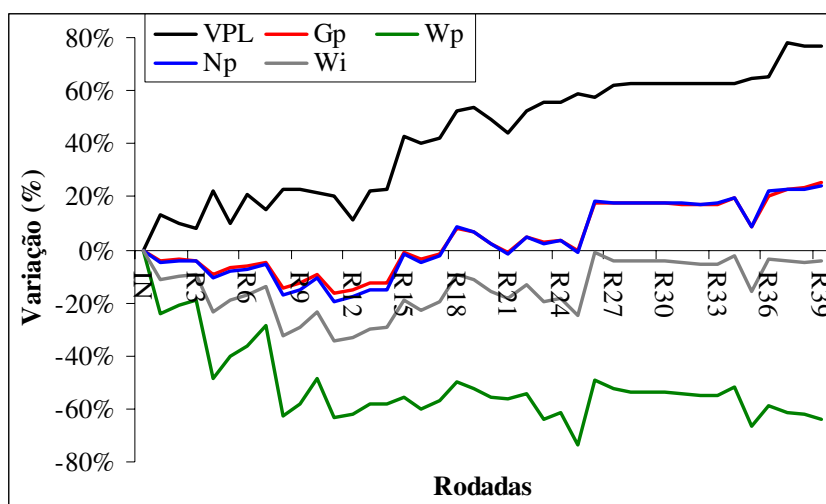


Figura 4.21 – Variação das funções VPL, Np, Wp, Gp e Wi para o campo (Etapa 3).

A utilização da simulação por linhas de fluxo mostrou ser interessante para um processo de otimização de estratégias de drenagem para campos em produção. A quantificação das relações de fluxo existentes, determinando a origem da água que é produzida, permite uma rápida e fácil identificação de quais injetores devem ter seu fechamento testado e qual a quantidade de água originária do próprio reservatório que está sendo produzida, tornando o estudo do fluxo de fluidos presente no campo eficiente e mais rápido que o método utilizado na Etapa 2.

Os testes para estudo da distribuição de custos de injeção para poços produtores são apresentados a seguir. A Figura 4.22 mostra, para o poço PH-02, as curvas de receita e de custos de produção, que estão relacionados ao óleo e a água, bem como a curva de custos totais que, além dos custos de produção, apresenta os gastos relativos a água que está sendo injetada (os custos referentes a produção de água, óleo e injeção estão presentes na Tabela B.1, Anexo B). Para o poço PH-02, a diferença entre os pontos de cruzamento das curvas de custo com a curva de receita ultrapassa 100 dias, ou seja, considerando os gastos de injeção, o poço teria o teste de fechamento ou conversão adiantado em 100 dias.

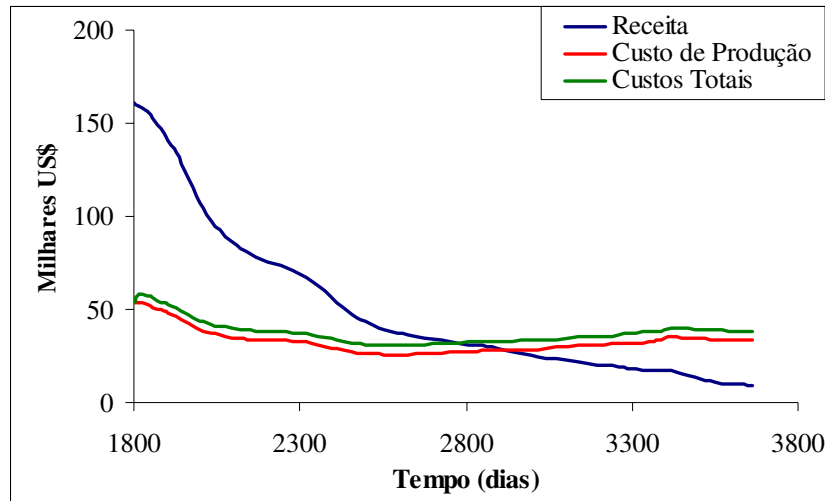


Figura 4.22 – Curvas de receita e custos marginais para o poço PH-02.

Na Figura 4.23 tem-se a mesma análise feita anteriormente, mas agora para o poço PH-14, onde a diferença entre os pontos de cruzamento das curvas chega a ultrapassar os 300 dias. Os resultados obtidos mostram que o acréscimo dos custos de injeção para poços produtores exerce uma influência considerável, devendo ser utilizado nas próximas etapas deste trabalho. Este

estudo foi feito para todos os poços produtores e em nenhum caso a diferença entre os pontos de cruzamento das curvas foi inferior a 100 dias.

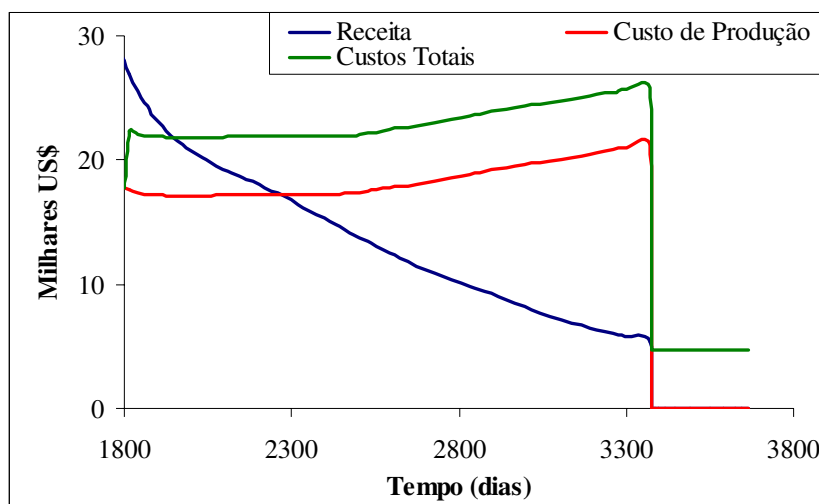


Figura 4.23 – Curvas de receita e custos marginais para o poço PH-14.

4.4 Etapa 4

Inicialmente são apresentados os MQI (mapas gerados para 1800 dias) através de três diferentes técnicas. A Figura 4.24 apresenta o mapa de qualidade preciso, que exige um total de 853 simulações. Já a Figura 4.25 e a Figura 4.26 apresentam, respectivamente, o mapa de qualidade intermediário, que necessita de um total de 59 simulações e o mapa de qualidade menos preciso, que exige uma simulação para sua construção. Observa-se que o mapa de qualidade menos preciso (Figura 4.26) apresenta áreas com índice de qualidade alto menores do que as encontradas para os outros dois mapas. O mapa preciso (Figura 4.24) foi o que apresentou as maiores áreas com os maiores índices de qualidade.

Para 2922 dias (MQF) executaram-se os mesmos testes feitos para 1800 dias. A Figura 4.27 apresenta o mapa de qualidade preciso. Já a Figura 4.28 e a Figura 4.29 mostram, respectivamente, o mapa de qualidade intermediário e o mapa de qualidade menos preciso.

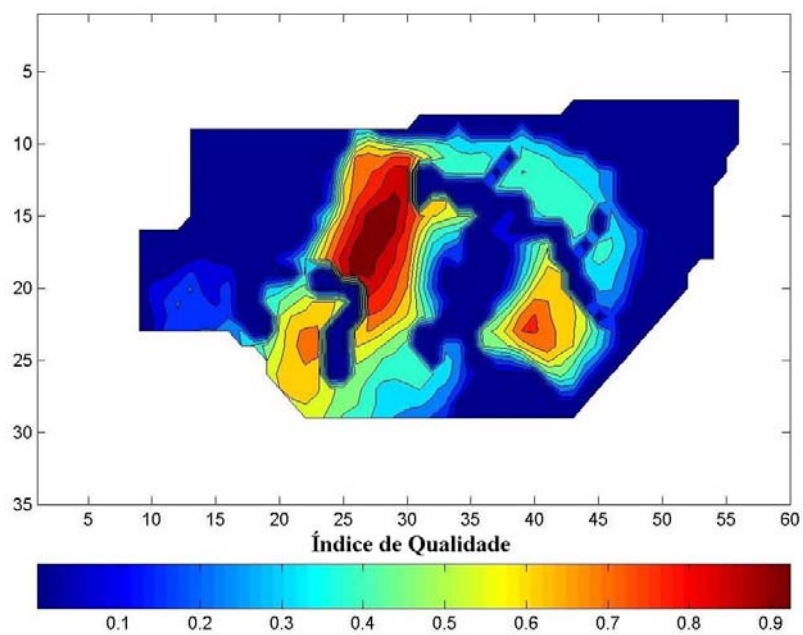


Figura 4.24 – MQI preciso construído para 1800 dias.

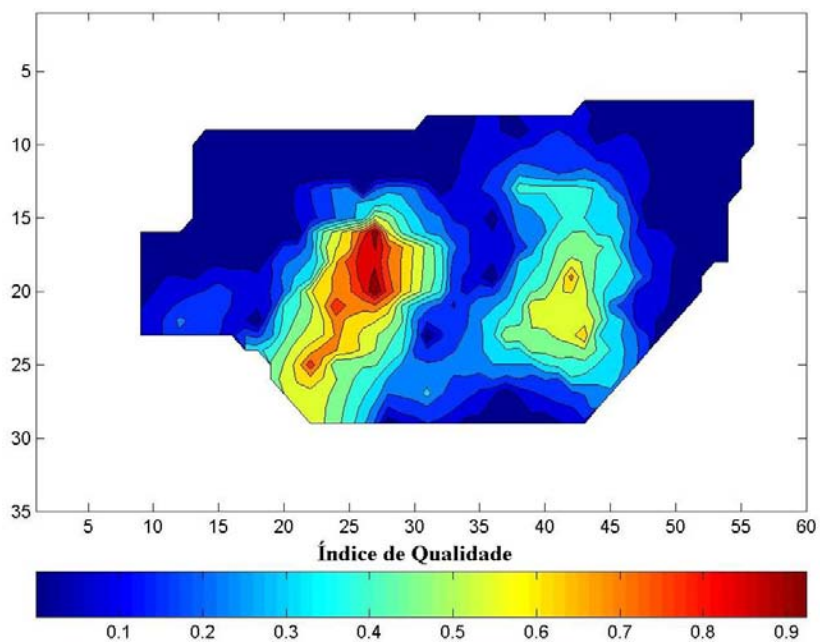


Figura 4.25 – MQI intermediário construído para 1800 dias.

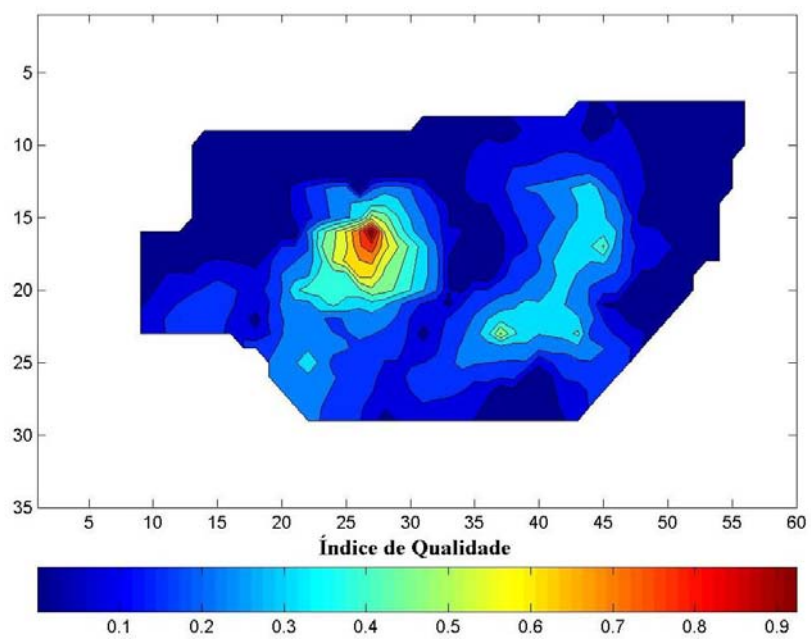


Figura 4.26 – MQI menos preciso construído para 1800 dias.

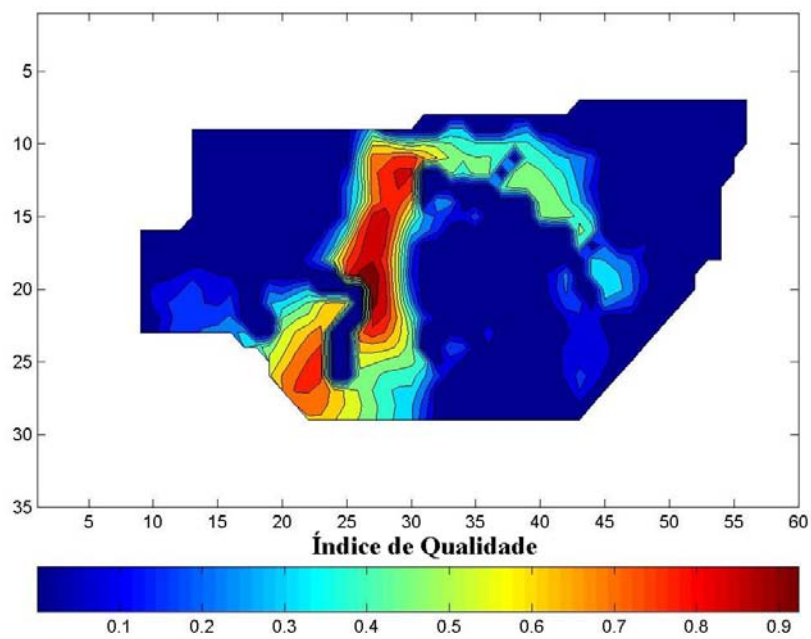


Figura 4.27 – MQF preciso construído para 2922 dias.

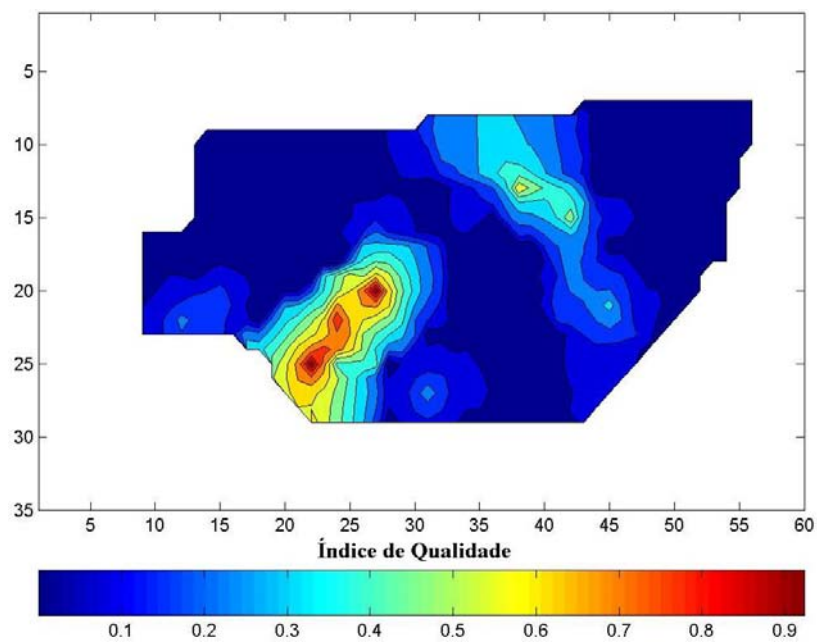


Figura 4.28 – MQF intermediário construído para 2922 dias.

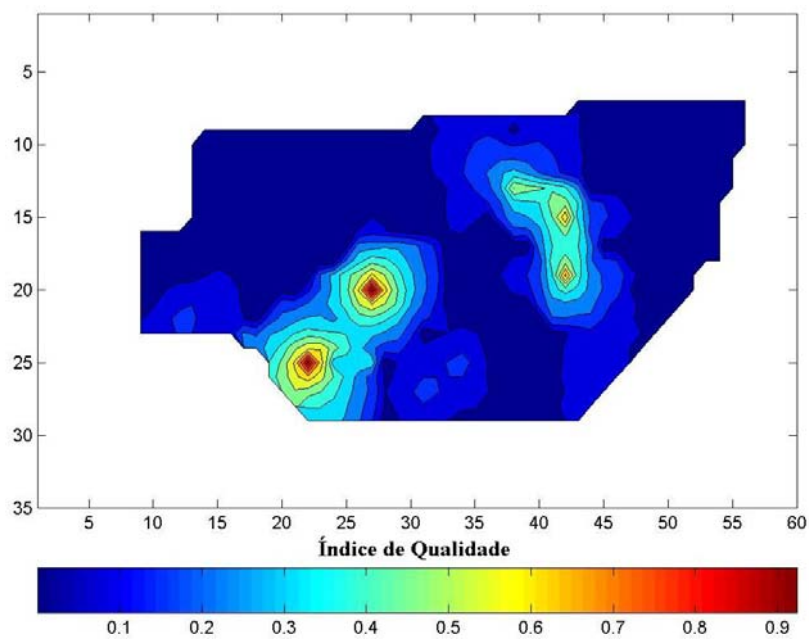


Figura 4.29 – MQF menos preciso construído para 2922 dias.

Como ocorrido para 1800 dias, em 2922 dias as áreas com os maiores índices de qualidade relativas ao mapa preciso são maiores do que as observadas nos demais mapas. Mais uma vez o mapa de qualidade menos preciso apresentou as menores regiões com presença dos maiores

índices de qualidade. Esta diferença encontrada entre os mapas, tanto em 1800 dias como em 2922 dias, pode ser explicada pelo declínio mais rápido da pressão que ocorre quando se abre vários poços ao mesmo tempo, fazendo com que os poços locados em regiões que apresentam alto potencial tenham maior produção.

Em relação ao mapa de 2922 dias, observa-se que a diferença entre o tamanho das áreas que apresentam os maiores índices de qualidade é inferior ao encontrado para 1800 dias. Tal fato pode ser explicado pelo fato de em 2922 dias se ter uma quantidade inferior de óleo no campo, quando comparado a 1800 dias, o que era esperado.

As áreas com o maior potencial para os mapas, tanto para 1800 dias como para 2922 dias, estão localizadas na mesma região do reservatório, apesar da diferença na extensão dessas áreas. O mapa de qualidade preciso exige um número de simulações muito superior aos demais mapas. O mapa menos preciso necessita somente de uma simulação, o que torna sua utilização atraente em um processo de otimização devido ao ganho de tempo que se tem, em relação aos demais mapas testados, para sua construção. A utilização do mapa de qualidade preciso e do intermediário não devem ser descartadas devido ao alto número de simulações necessárias para suas construções, já que estes mapas podem ser gerados por meio de um processo automatizado, não sendo necessário o acompanhamento de todas as simulações que são executadas (como feito neste trabalho).

Para definir qual o tipo de mapa vai ser utilizado, fizeram-se então as suas validações através de testes de locação de poços produtores horizontais. Foram alocados dez poços produtores horizontais em diversas regiões do reservatório. Estes poços foram abertos após 1800 dias e testados individualmente. Como se trata de um campo em produção, já existe um grupo de poços produtores e injetores abertos, logo, os poços que serão testados não devem ser alocados próximos aos poços já existentes. A Figura 4.30, a Figura 4.31 e a Figura 4.32 apresentam, respectivamente, a relação acréscimo de VPL do campo e o índice de qualidade da região onde os poços foram locados para o mapa de qualidade mais preciso, o intermediário e o menos preciso, todos construídos para a data de 1800 dias (MQI). A Figura 4.33, a Figura 4.34 e a Figura 4.35 mostram as mesmas relações citadas anteriormente, mas para a data de 2922 dias (MQF).

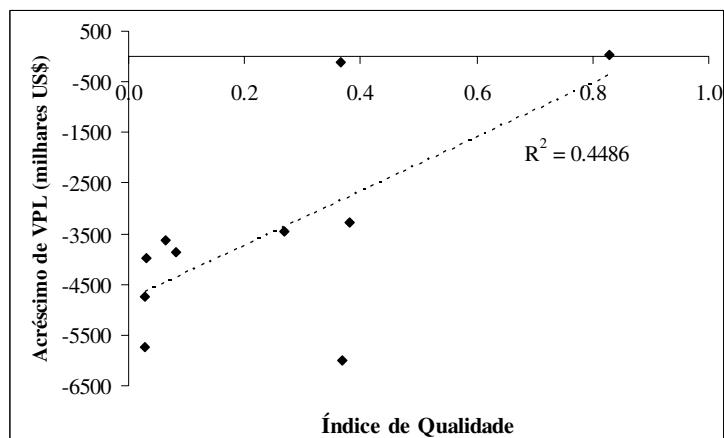


Figura 4.30 – Índice de qualidade em 1800 dias x ganho de VPL do campo: mapa preciso.

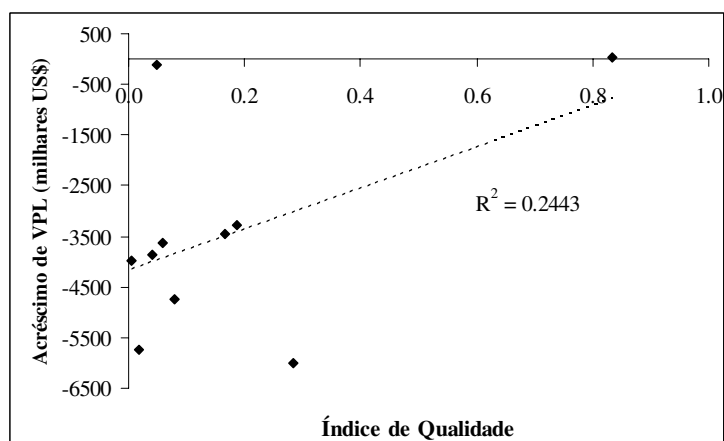


Figura 4.31 – Índice de qualidade em 1800 dias x ganho de VPL do campo: mapa intermediário.

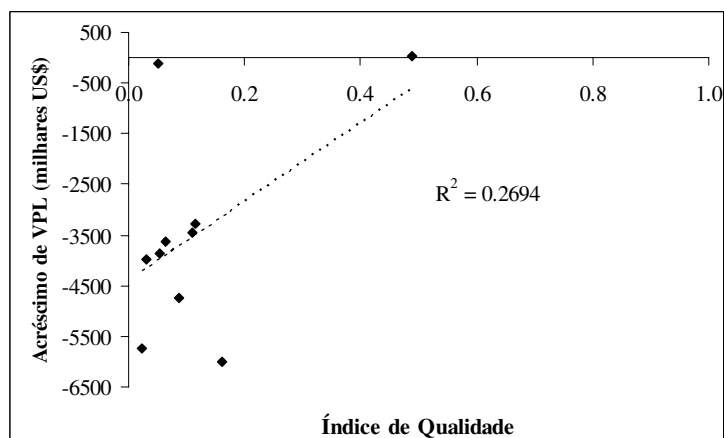


Figura 4.32 – Índice de qualidade em 1800 dias x ganho de VPL do campo: mapa menos preciso.

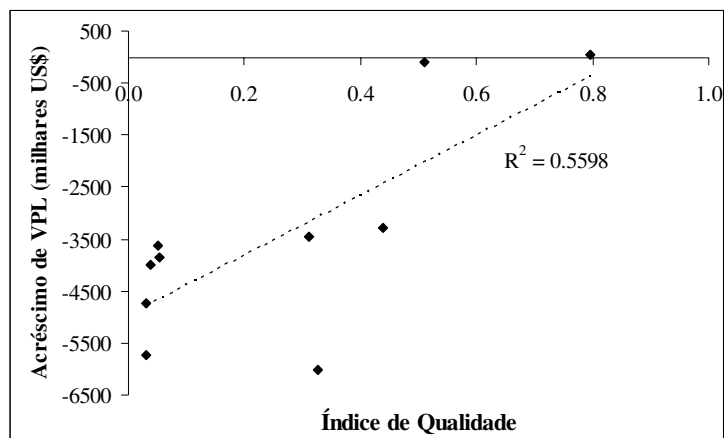


Figura 4.33 – Índice de qualidade em 2922 dias x ganho de VPL do campo: mapa preciso.

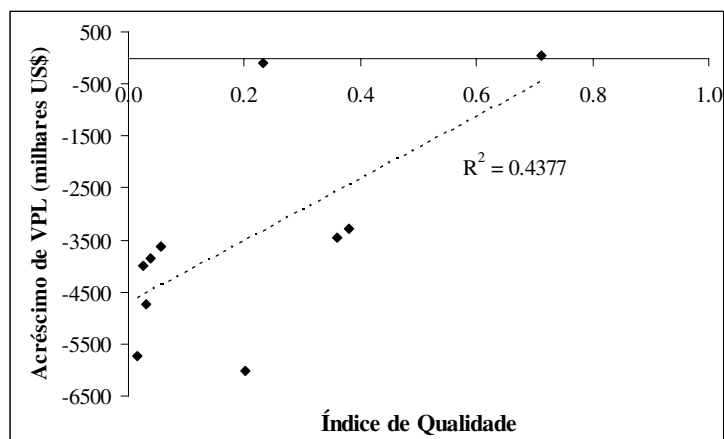


Figura 4.34 – Índice de qualidade em 2922 dias x ganho de VPL do campo: mapa intermediário.

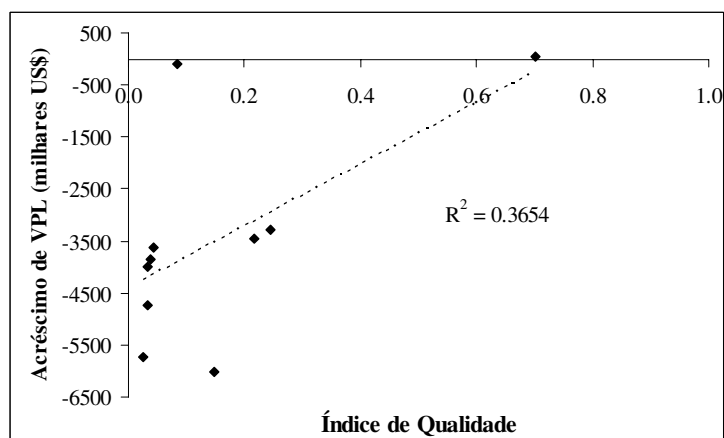


Figura 4.35 – Índice de qualidade em 2922 dias x ganho de VPL do campo: mapa menos preciso.

Tanto para 1800 como para 2922 dias, as melhores correlações estão associadas ao mapa de qualidade preciso, embora as diferenças entre os índices de correlação não sejam muito grandes. O mapa mais preciso necessita de um grande número de simulações para ser construído, exigindo uma quantidade considerável de tempo de máquina. Este fato não descarta a sua utilização em um processo de otimização, visto que o processo é automatizado, não exigindo a necessidade de acompanhamento das simulações necessárias para sua confecção.

Os mapas para 2922 dias (MQF) devem ser utilizados como função-objetivo para classificação dos poços produtores, visto que eles apresentam as melhores correlações encontradas para os três diferentes métodos que estão sendo utilizados para sua construção. O MQI não deve ter seu uso descartado, visto que o melhor resultado encontrado na locação de novos poços produtores foi obtido em uma região do reservatório que apresenta os maiores índices de qualidade tanto para MQF quanto para o MQI.

Embora as correlações encontradas tanto para o MQI como para o MQF não tenham apresentados resultados próximos a 1, o mapa de qualidade deve ser utilizado como critério de definição de áreas com potencial para perfuração de novos poços produtores, visto que ele diminui consideravelmente o tempo de análise para este tipo de teste (quando comparado aos métodos utilizados nas Etapas 2 e 3). No processo de otimização de estratégias, a abertura do poço produtor indicada pelo mapa de qualidade será testada, e caso ela não apresente melhorias ao campo, ela será descartada, fazendo com que poços com baixo rendimento não sejam adicionados ao campo. Devido ao tempo de máquina e memória necessária para confecção do mapa de qualidade preciso, optou-se por utilizar o mapa de qualidade menos preciso. Todos os demais testes serão executados usando este tipo de mapa.

Para os poços injetores, fizeram-se testes locando-os sempre em regiões com índice de qualidade baixo tanto para o MQI (Figura 4.36) como para o MQF (Figura 4.37), mas próximos das regiões com maiores índices de qualidade. A posição do “poço injetor teste (IHT)” não deve estar próxima aos poços injetores já existentes. Foram feitos 8 testes, onde os resultados são apresentados na Tabela 4.12. São mostrados em amarelo os injetores que apresentaram os maiores valores de VPL para o campo e em branco os injetores que apresentaram os piores

resultados. Observa-se que os poços injetores em amarelo estão locados próximos a áreas com os maiores índices de qualidade para o MQF, a mesma análise já não pode ser feita para o MQI.

Tabela 4.12 – Resultados de testes para locação de poços injetores horizontais.

Poços	VPL (milhões US\$)
Estratégia Inicial	105,4
IHT-01	110,0
IHT-02	101,8
IHT-03	101,7
IHT-04	102,6
IHT-05	115,3
IHT-06	117,6
IHT-07	125,1
IHT-08	126,6

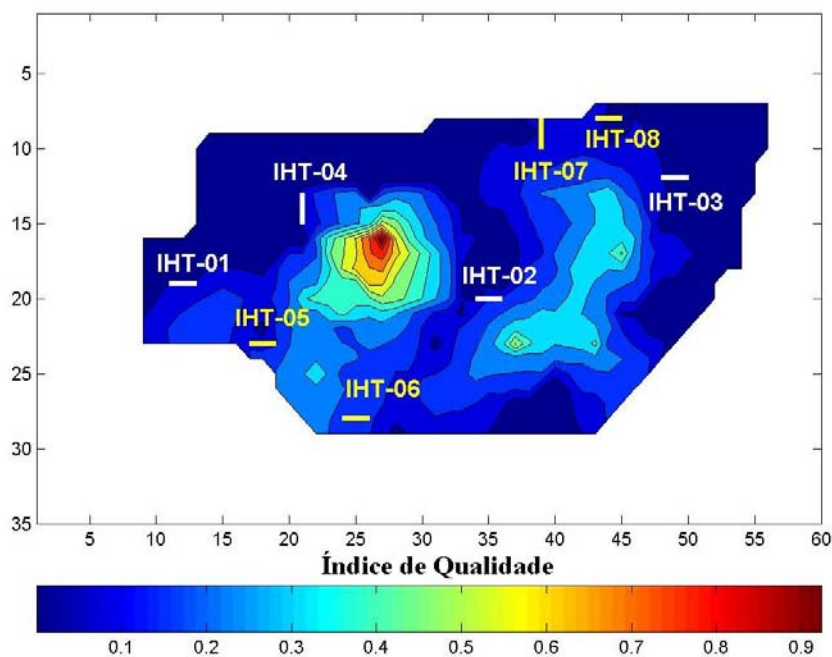


Figura 4.36 – MQI com presença de “poços injetores teste”.

Após estes testes, deve ser realizado o estudo de aplicação do MQI e do MQF nas alterações recompletação de poço produtor e conversão de poço produtor em injetor. A Seção 4.4.1 apresenta os resultados obtidos em relação a estes estudos.

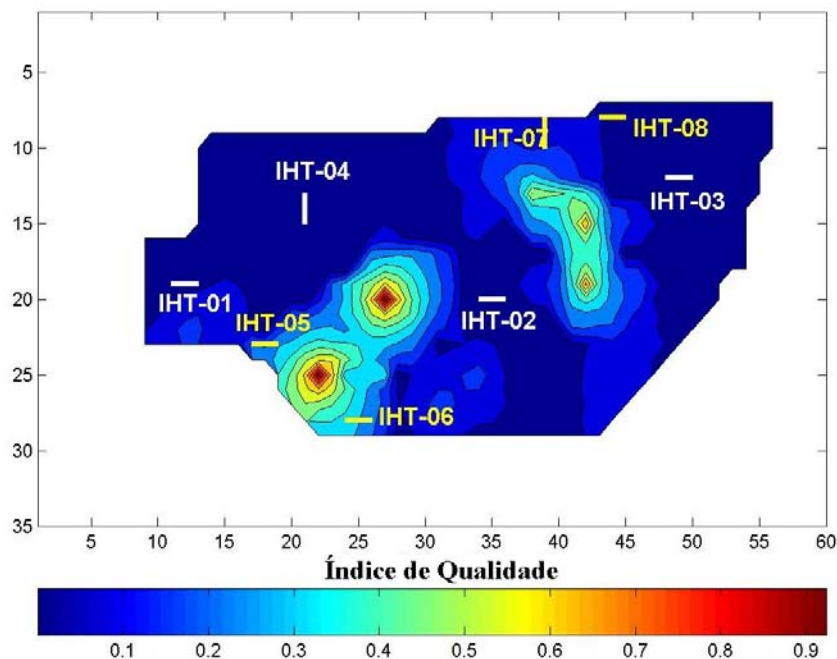


Figura 4.37 – MQF com presença de “poços injetores teste”.

4.4.1 Análise da Aplicação do Mapa de Qualidade em Estudos de Conversão e Recompletação

Com base nas localizações dos poços que foram recompletados (Etapa 2) ou convertidos (Etapa 3), foram feitos estudos, visando saber em quais regiões do MQI e do MQF estes poços estão presentes. Durante a Etapa 2, os poços PH-01 e PH-07 apresentaram aumento de VPL do campo quando recompletados e durante a Etapa 3, os poços PH-02, PH-13 e PH-14 obtiveram sucesso nos testes de conversão. A Figura 4.38 e a Figura 4.39 apresentam, respectivamente, o MQI e o MQF, com presença dos poços produtores que foram recompletados (em vermelho) e dos poços produtores que foram convertidos (em amarelo).

Os poços recompletados estão presentes em regiões que apresentam os maiores índices de qualidade no MQF e em regiões com índice de qualidade intermediário no MQI. Para esta modificação apresentar resultados satisfatórios, ela necessita de regiões que apresentam os maiores índices de qualidade tanto para 1800 como para 2922 dias.

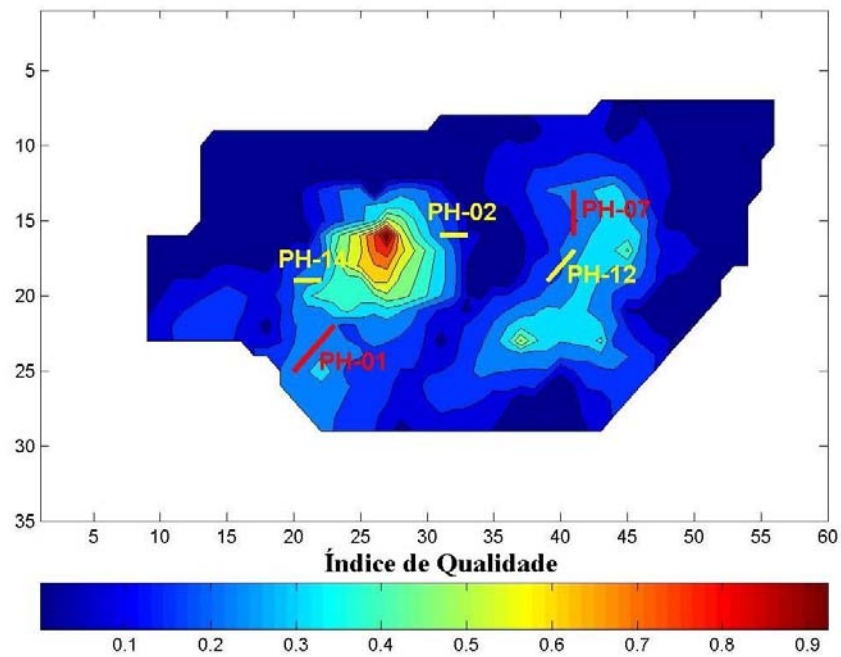


Figura 4.38 – MQI com presença de poços produtores recompletados e convertidos.

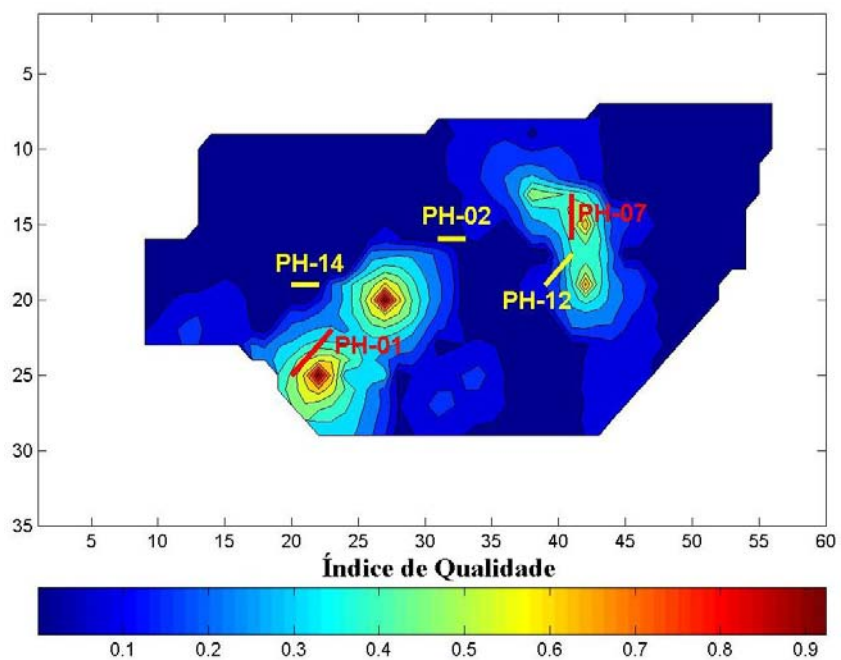


Figura 4.39 – MQF com presença de poços produtores recompletados e convertidos.

A conversão se mostrou satisfatória em produtores locados em áreas com os menores índices de qualidade para o MQF, mas próximas das áreas que apresentam os maiores índices de

qualidade para o campo, com presença de outros poços produtores. Os resultados obtidos comprovam a utilidade do MQF e do MQI para locação de novos poços horizontais e nos estudos de recompletação e conversão de poços produtores, já que eles tornam o processo de análise mais rápido e menos subjetivo, pois eles apresentam uma representação bidimensional do reservatório para um modelo tridimensional, não sendo necessário o estudo de diferentes propriedades em diferentes camadas do reservatório, como foi feito para as Etapas 2 e 3.

4.5 Análise dos Resultados Obtidos nas Etapas 1, 2, 3 e 4.

Com base nos resultados obtidos nas Etapas 1, 2, 3 e 4 foi desenvolvida a metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção, que deve ser, além de aplicável a um grande número de casos, um processo passível de automatização. A simulação tradicional é utilizada como ferramenta principal, sendo responsável por todos os cálculos de produção e injeção que são utilizados nos cálculos econômicos. A simulação por linhas de fluxo mostrou-se eficaz no controle do fluxo de fluidos presentes no campo, logo, ela deve ser utilizada na metodologia para este fim. Já o mapa de qualidade mostrou-se eficiente para locação de novos poços e auxílio ao estudo da conversão e da recompletação.

Como a metodologia deve apresentar condições de ser automatizada, ela deve organizar todas as alterações em uma ordem de prioridade. Tem-se, então, que definir funções-objetivo que classifiquem o poço de acordo com seus dados de produção ou injeção e da área onde está locado. Após isso, deve ser determinado um critério de ordenação para os poços e para as alterações que serão testadas.

O primeiro passo para a construção da metodologia foi definir quais seriam as funções-objetivo que seriam utilizadas. As funções-objetivo escolhidas são as mesmas utilizadas por Schiozer *et al.* (2002), com exceção das funções W e G, que substituem, respectivamente, Wp e WCUT, bem como Gp e RGO. A função G deve ser utilizada quando o campo apresentar problemas em relação às funções Gp ou RGO. De acordo com os resultados observados nas Etapas 1, 2 e 3, tem-se que a produção de gás está associada ao óleo, o que faz com que não se tenha a necessidade de utilização desta função durante o processo de otimização para o campo em

estudo. As funções G_p , RGO e N_p devem ser analisadas durante o processo de otimização, verificando se existe variação no comportamento da produção de gás que justifique a aplicação da função G .

A função W foi criada para que não houvesse a necessidade de utilização das funções W_p e $WCUT$. Uma análise eficiente da produção de água exige que se conheça, além do W_p , o $WCUT$, pois um produtor pode não apresentar um W_p alto, mas a água pode chegar em grande quantidade em uma data específica, elevando consideravelmente o $WCUT$. Utilizando a função W , se tem um critério que leva em consideração a relação entre o óleo e a água que é produzida. Um poço pode apresentar um W_p alto, mas este W_p pode estar acompanhado de um N_p alto, fazendo com que o poço seja lucrativo. Conseqüentemente, a função W mostra utilidade, diminuindo o número de funções-objetivo a serem analisadas. A seguir são apresentadas as características observadas para as alterações que foram estudadas nas Etapas 2, 3 e 4:

Recompletação: esta modificação obteve bons resultados quando testada em regiões onde o MQI e o MQF apresentem índices de qualidade alto ou médio, em poços com bom rendimento em relação ao VPL, ao N_p e ao Qo_m .

Conversão: esta modificação mostrou bons resultados quando testada em poços com baixo rendimento em relação ao VPL, N_p e Qo_m , que estejam localizados em regiões onde o MQF apresente índices de qualidade baixos, mas próximas a regiões que apresentem os maiores índices de qualidade, com presença de poços produtores.

Fechamento de poço produtor: os melhores resultados foram obtidos em poços com rendimento baixo em relação ao VPL, ao N_p e ao Qo_m , com W_p alto ou baixo.

Fechamento de poços injetores: apresentou melhorias ao campo quando:

- Correlacionado a um poço produtor que apresente W_p e/ou $WCUT$ alto, e este injetor for o principal responsável por essa água, independente da sua eficiência;
- Correlacionado a um produtor que foi convertido ou fechado;
- Apresentar eficiência baixa.

Abertura de poço produtor: obteve bons resultados quando a região escolhida para testes apresenta, tanto para o MQI quanto para o MQF, os maiores índices de qualidade presentes no campo.

Abertura de poços injetores: mostrou bons resultados quando a região escolhida para testes apresenta, no MQF, regiões com os menores índices de qualidade presente no campo, mas próximos a regiões com os maiores índices de qualidade e presença de poços produtores.

Após os estudos realizados nas Etapas 1, 2, 3 e 4 e a análise dos trabalhos presentes na revisão bibliográfica, chegou-se então aos fluxogramas, à ordem de prioridade, aos critérios de classificação e às características que determinam quando uma alteração deve ser testada. Teve-se então a construção da metodologia apresentada no Capítulo 3. A próxima seção apresentará os resultados obtidos com a aplicação da metodologia desenvolvida.

4.6 Etapa 5

Esta etapa apresenta os dois diferentes procedimentos desenvolvidos para otimização de estratégias de campos em produção. Tem-se aqui os resultados referentes a aplicação do Procedimento A e do Procedimento B, que são explicados na Seção 3.8.6.

4.6.1 Procedimento A

São apresentados aqui os resultados encontrados com a aplicação do Procedimento A. O processo de otimização inicia-se com a determinação da vida útil do campo e a classificação dos poços produtores existentes através da simulação tradicional e do mapa de qualidade, determinando a ordem de prioridade (Figura 3.4) e quais modificações devem ser testadas (Tabela 3.5). A Tabela 4.13 mostra a classificação dada aos produtores. Também é executada a simulação por linhas de fluxo, determinando a eficiência de poços injetores (Tabela 4.9) e as relações existentes entre poços produtores, injetores e o campo (apresentados na Etapa 3). Para evitar repetição de figuras e tabelas construídas para estudo da estratégia inicial, que foi feito nas etapas anteriores, estas figuras não são apresentadas nesta seção. A partir do momento em que se

passa a ter modificações na estratégia de produção inicial, os resultados gerados passam a ser apresentados.

Tabela 4.13 – Classificação para os poços produtores (análise da estratégia inicial).

Poços	VPL	Np	W	Qo_m	Mp	VPL (milhões US\$)	Região
PH-01	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	66,4	11
PH-02	Médio	Médio	Baixo	Médio	Baixo	28,9	36
PH-06	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	106,2	12
PH-07	Médio	Médio	Baixo	Médio	Médio	54,3	35
PH-08	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	77,6	11
PH-09	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	93,9	11
PH-10	Médio	Médio	Alto	Médio	Baixo	10,9	38
PH-11	Médio	Médio	Baixo	Médio	Baixo	43,4	36
PH-12	Médio	Médio	Alto	Médio	Baixo	15,1	38
PH-13	Médio	Médio	Baixo	Médio	Baixo	51,3	36
PH-14	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	-2,5	48

Os mapas de qualidade para 1800 dias (Figura 4.26) e para 2922 dias (Figura 4.29) são apresentados na Seção 4.4, e as relações de fluxo (Tabela 4.7 e Tabela 4.8) são apresentadas na Seção 4.3. Todas as análises feitas até o momento se referem à estratégia inicial aplicada ao campo. A análise do MQF, somada ao do MQI, apresentam áreas em comum com presença de índice de qualidade alto, mostrando que testes de recompletações e/ou novos poços produtores podem apresentar resultados satisfatórios. Com base nestas análises, e conhecendo qual é a região que caracteriza cada poço, utiliza-se a Tabela 3.5 para se definir quais modificações serão testadas. As alterações que apresentaram melhoria de VPL do campo foram:

- Fechamento dos injetores IHW-03, IHW-06 e IHW-10, por correlação, respectivamente, com os produtores PH-14, PH-12 e PH-10 (todos apresentam W alto);
- Fechamento do produtor PH-02 e do injetor IHW-04 (injetor correlacionado ao poço PH-02);
- Recompletação dos produtores PH-01, PH-08 e PH-09;
- Fechamento dos injetores IHW-01 e IHW-02 por Ef baixa;
- Abertura do poço produtor PH-15;
- Abertura dos injetores IHW-13 e IHW-14.

Nenhum teste de conversão apresentou melhorias econômicas ao campo. Chega-se então ao final do primeiro grupo de testes, que será chamado de Grupo 1. Ao final deste grupo, inicia-se nova análise, onde uma nova simulação por linhas de fluxo é realizada e um novo MQF é construído. A simulação tradicional utilizada para análise das alterações testadas durante o Grupo 1 fornece as funções-objetivo VPL, Np, W e Qo_m e as curvas de receita e custos marginais para a estratégia que apresentou o maior VPL do campo. Após estas análises, tem-se que o campo agora apresenta o final de sua vida útil em 3288 dias. As funções-objetivo e suas classificações são apresentadas pela Tabela 4.14. O MQF foi construído para 3288 dias, como mostrado pela Figura 4.40, de onde se tira os valores de Mp mostrados pela Tabela 4.14. As novas relações de fluxo entre os poços e o campo são apresentadas pela Tabela 4.15 e pela Tabela 4.16⁶. A Figura 4.41 e a Tabela 4.17 apresentam, respectivamente, a Ef e a sua classificação.

Tabela 4.14 – Funções-objetivo: Grupo 2.

Poços	VPL	Np	W	Qo_m	Mp	VPL (milhões US\$)	Região
PH-01	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	118,5	12
PH-02	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Baixo	27,0	38
PH-06	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	92,2	12
PH-07	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	107,8	11
PH-08	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	65,0	12
PH-09	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	77,0	11
PH-10	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	19,5	38
PH-11	Médio	Alto	Médio	Médio	Baixo	55,1	18
PH-12	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	22,5	48
PH-13	Alto	Médio	Baixo	Médio	Baixo	58,0	32
PH-14	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Médio	7,1	47
PH-15	Médio	Médio	Baixo	Médio	Médio	36,2	35

⁶ As tabelas referentes às relações de fluxo para poços injetores apresentem os resultados para os poços injetores que continuam abertos.

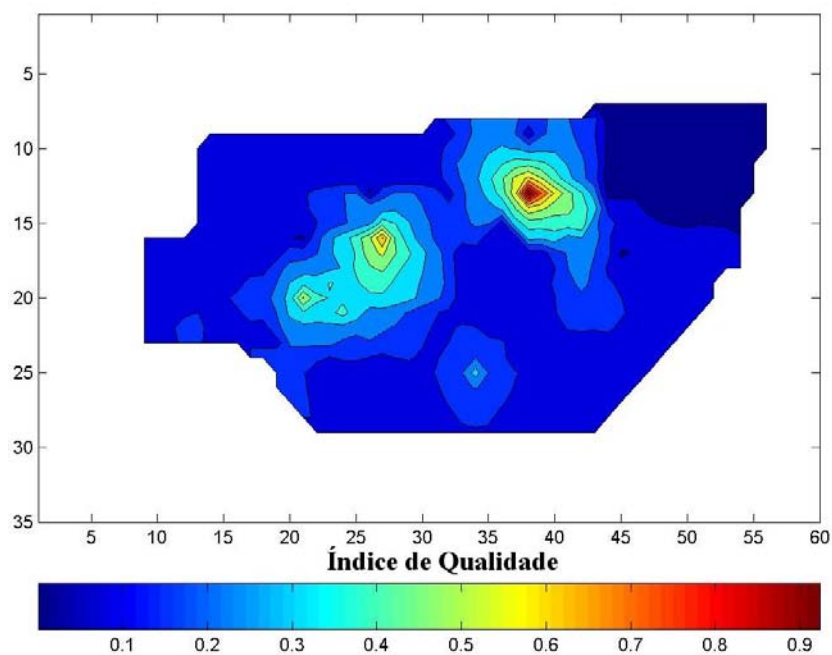


Figura 4.40 – Mapa de qualidade final: Grupo 2.

Tabela 4.15 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida: Grupo 2.

Prod/Ini	RES	IHW-01	IHW-02	IHW-03	IHW-04	IHW-05	IHW-06	IHW-07	IHW-10	IHW-12	IHW-13	IHW-14
PH-01	3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96%	-
PH-02	1%	-	-	-	82%	-	3%	-	-	14%	-	-
PH-06	25%	-	35%	-	6%	22%	-	1%	1%	8%	-	-
PH-07	9%	-	-	-	-	86%	-	-	-	-	-	5%
PH-08	2%	-	-	-	23%	-	-	52%	-	22%	1%	-
PH-09	6%	1%	-	-	17%	-	-	-	-	75%	1%	-
PH-10	10%	-	20%	-	5%	-	-	8%	53%	4%	1%	-
PH-11	18%	61%	-	-	-	-	-	-	-	3%	-	18%
PH-12	8%	-	0%	-	56%	-	27%	-	-	9%	-	-
PH-13	1%	-	0%	-	-	99%	-	-	-	-	-	-
PH-14	70%	1%	-	18%	-	-	-	1%	-	-	11%	-
PH-15	2%	1%	-	-	16%	-	-	31%	-	48%	1%	-

Tabela 4.16 – Destino da água injetada: Grupo 2.

Ini/Prod	PH-01	PH-02	PH-06	PH-07	PH-08	PH-09	PH-10	PH-11	PH-12	PH-13	PH-14	PH-15
IHW-05	-	-	20%	13%	-	-	1%	-	-	67%	-	-
IHW-07	-	-	1%	-	41%	-	16%	-	-	-	-	42%
IHW-12	-	5%	2%	-	9%	39%	4%	1%	7%	-	-	34%
IHW-13	89%	-	-	-	1%	1%	1%	-	-	-	7%	2%
IHW-14	-	-	-	5%	-	2%	-	93%	-	-	-	-

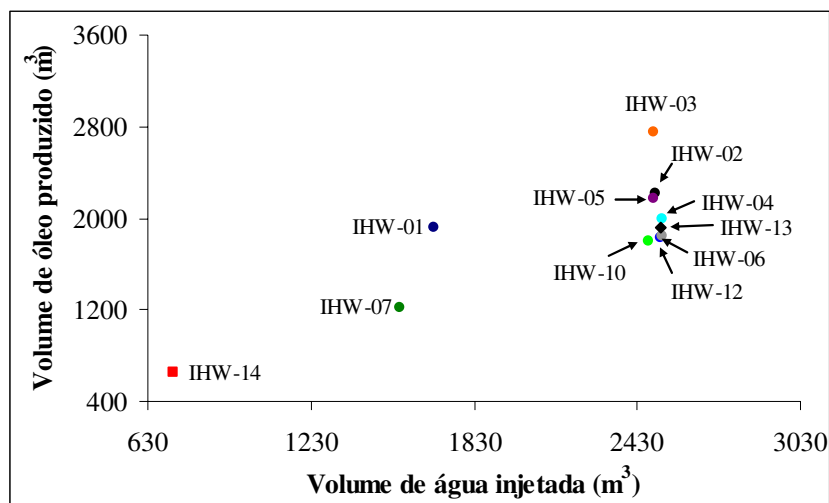


Figura 4.41 – Eficiência de poços injetores: Grupo 2.

Tabela 4.17 – Classificação da eficiência de poços injetores: Grupo 2.

Poços Injetores	Ef	Classificação
IHW-01	1.140	Média
IHW-02	0.889	Média
IHW-03	1.106	Média
IHW-04	0.787	Baixa
IHW-05	0.869	Média
IHW-06	0.729	Baixa
IHW-07	0.786	Baixa
IHW-10	0.725	Baixa
IHW-12	0.729	Baixa
IHW-13	0.761	Baixa
IHW-14	0.902	Média

Após estas análises, inicia-se novamente os testes para execução de novas alterações, onde aqueles que apresentaram melhoria de VPL foram:

- Fechamento dos injetores IHW-07, IHW-12 e IHW-13, por apresentarem baixa eficiência;
- Fechamento do produtor PH-10;
- Recompletação do produtor PH-13;
- Conversão em injetor dos produtores PH-12 e PH-14. Os poços provenientes desta alteração são chamados, respectivamente de CPH-12 e CPH-14, para diferenciá-los com facilidade dos demais injetores;

- Nenhum poço produtor e/ou injetor foi aberto.

Observa-se que o mapa de qualidade para 3288 dias é diferente do apresentado para 2922 dias (análise da estratégia inicial). As áreas que apresentam índice de qualidade com valores maiores diminuíram de tamanho. A classificação obtida pelos poços produtores neste grupo é diferente da classificação alcançada no Grupo 1. Somente os poços PH-06 e PH-09 se apresentam na mesma região de classificação e ordem de prioridade (Figura 3.4).

Neste grupo de testes, conseguiu-se, pela primeira vez, durante todo o processo de otimização, converter um poço produtor em injetor de maneira economicamente viável. A estratégia de produção encontrada que apresenta o maior VPL para o campo tem o final do período de previsão em 3288 dias. Nenhum poço injetor foi classificado com Ef alta. O critério de parada, mostrado no Capítulo 3, ainda não foi alcançado, significando que novos testes devem ser executados.

Tem-se o início do Grupo 3, onde novamente são executadas a simulação por linhas de fluxo e a construção do novo MQF, são então definidas novas alterações para serem testadas. A Tabela 4.18 apresenta a classificação para os poços produtores. A simulação tradicional feita para análise econômica das estratégias de produção fornece as funções-objetivo para os poços produtores (VPL, Np, W e Qo_m) e as curvas de receita e custos marginais.

Novamente são apresentados o MQF (Figura 4.42), as relações de fluxo para poços produtores (

Tabela 4.19) e injetores (Tabela 4.20), a eficiência de poços injetores (Figura 4.43) e a sua classificação (Tabela 4.21). Observa-se que o MQF apresenta diferenças em relação ao MQF utilizado para o Grupo 2.

Com base na classificação dos poços, determinaram-se quais alterações devem ser testadas. Nenhuma recompletação, conversão em poço injetor e locação de novos poços apresentaram melhorias ao VPL do campo. A única modificação que apresentou melhorias ao campo foi o fechamento do injetor CPH-12. O poço CPH-12 é originário da conversão do produtor PH-12, que apresentou viabilidade econômica, mas gerou um injetor com Ef baixa. O estudo da data de

fechamento para este injetor mostrou que ele deveria ser fechado pouco tempo após sua abertura, o que fez com que se testasse o fechamento do poço PH-12, sem sua conversão, o que gerou um VPL para o campo superior ao encontrado com a presença do poço CPH-12, o que mostra que embora a conversão tenha gerado ganho de VPL para o campo, ela não é a alteração mais interessante para o poço PH-12.

Tabela 4.18 – Funções-objetivo: Grupo 3.

Poços	VPL	Np	W	Qo_m	Mp	VPL (milhões US\$)	Região
PH-01	Alto	Médio	Baixo	Alto	Baixo	149,4	32
PH-02	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Baixo	28,5	38
PH-06	Alto	Médio	Baixo	Alto	Baixo	106,9	32
PH-07	Alto	Médio	Baixo	Alto	Médio	108,3	31
PH-08	Alto	Médio	Baixo	Médio	Baixo	70,2	32
PH-09	Alto	Médio	Baixo	Alto	Baixo	95,9	32
PH-10	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Baixo	20,8	38
PH-11	Médio	Médio	Médio	Médio	Baixo	57,5	38
PH-12	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	23,7	38
PH-13	Médio	Alto	Baixo	Médio	Baixo	58,8	16
PH-14	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Baixo	1,5	48
PH-15	Médio	Alto	Baixo	Médio	Médio	48,2	15

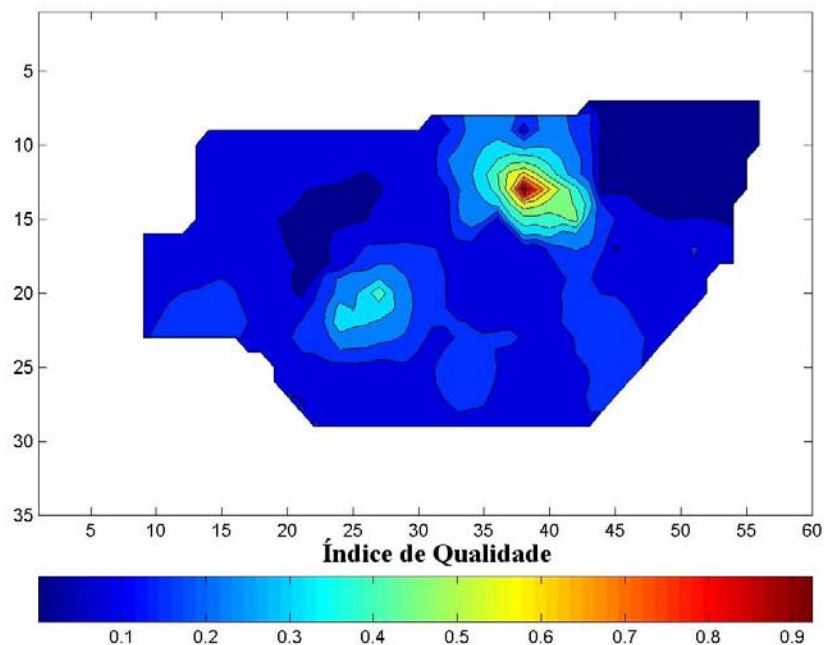


Figura 4.42 – Mapa de qualidade final: Grupo 3.

Tabela 4.19 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida: Grupo 3.

Prod/Ini	RES	IHW-01	IHW-02	IHW-03	IHW-04	IHW-05	IHW-06	IHW-07	IHW-10	IHW-12	IHW-13	IHW-14	CPH-12	CPH-14
PH-01	21%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61%	-	-	17%
PH-02	-	-	-	-	78%	-	2%	-	-	19%	-	-	-	-
PH-06	15%	-	22%	-	6%	-	-	2%	1%	-	2%	-	52%	-
PH-07	13%	-	-	-	-	80%	-	-	-	-	-	8%	-	-
PH-08	14%	-	-	-	21%	-	-	24%	-	15%	4%	-	22%	-
PH-09	4%	1%	-	-	12%	-	-	-	-	53%	-	1%	11%	18%
PH-10	-	-	-	-	2%	-	-	-	97%	-	-	-	-	-
PH-11	15%	43%	-	-	-	-	-	-	-	1%	-	2%	-	39%
PH-12	7%	-	4%	-	56%	-	29%	-	4%	-	-	-	-	-
PH-13	2%	-	1%	-	-	97%	-	-	-	-	-	-	-	-
PH-14	55%	-	-	45%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PH-15	6%	1%	-	-	13%	-	-	11%	-	33%	-	-	16%	21%

Tabela 4.20 – Destino da água injetada: Grupo 3.

Ini/Prodi	PH-01	PH-02	PH-06	PH-07	PH-08	PH-09	PH-10	PH-11	PH-12	PH-13	PH-14	PH-15
IW-05	-	-	-	8%	-	-	-	-	-	92%	-	-
IHW-14	-	-	-	17%	-	-	-	54%	-	29%	-	-
CPH-12	18%	-	41%	-	-	13%	-	-	-	-	-	28%
CPH-14	11%	-	-	-	-	-	-	24%	-	24%	-	41%

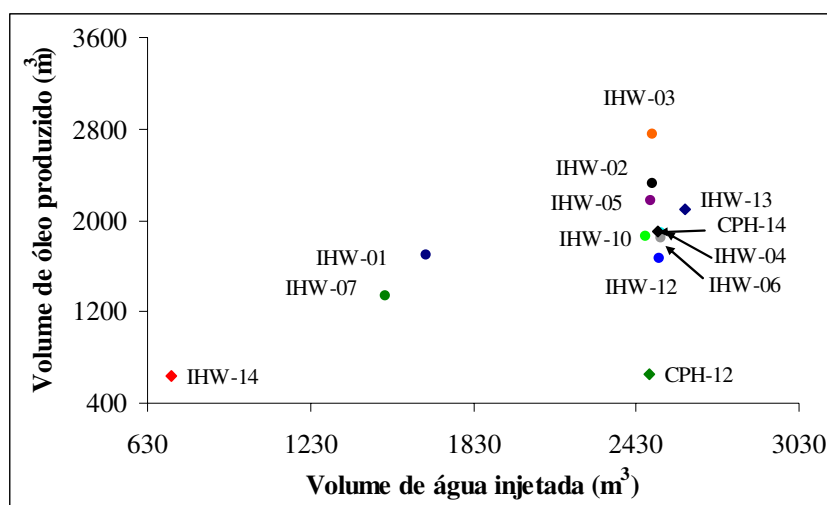


Figura 4.43 – Eficiência de poços injetores: Grupo 3.

Tabela 4.21 – Classificação de eficiência de poços injetores: Grupo 3.

Poços Injetores	Ef	Classificação
CPH-12	0.262	Baixa
CPH-14	0.757	Baixa
IHW-01	1.028	Média
IHW-02	0.930	Média
IHW-03	1.106	Média
IHW-04	0.746	Baixa
IHW-05	0.876	Média
IHW-06	0.728	Baixa
IHW-07	0.890	Média
IHW-10	0.756	Baixa
IHW-12	0.664	Baixa
IHW-13	0.802	Baixa
IHW-14	0.890	Média

Após as alterações testadas no Grupo 3, novo MQF foi construído. Os dados gerados através da simulação tradicional utilizada para análise econômica das alterações foram utilizados para classificação dos poços produtores. Somente o fechamento de um poço produtor apresentou melhorias ao VPL do campo. Os poços problemáticos passaram por modificações e os injetores ineficientes foram fechados. A data que corresponde ao final da vida útil do campo continua sendo 3288 dias, e o novo MQF, apresentado pela Figura 4.44, mostra poucas diferenças em relação ao mapa confeccionado pelo Grupo 3. Estes fatores levam ao final do processo de otimização. Os resultados obtidos durante o processo de otimização são apresentados pela Figura 4.45, onde temos, em porcentagem, a variação das funções VPL, N_p , W_p , W_i e G_p para o campo em relação a estratégia inicial aplicada ao campo. Obteve-se um aumento de VPL da ordem de 80% devido a um aumento de N_p de 33% e uma diminuição de 57% de W_p . W_i é praticamente o mesmo da estratégia inicial. N_p e G_p mostram que a RGO está controlada.

As cinco estratégias que apresentaram os maiores valores de VPL para o campo são apresentadas pela Tabela 4.22⁷, onde se tem:

- Os dados de produção para o campo: N_p , W_p e G_p ;
- Dados de injeção do campo: W_i ;
- A recuperação alcançada;

⁷ Todos os resultados apresentados por esta tabela referem-se ao período de previsão de comportamento.

- O VPL, receitas, custos e investimentos gerados para cada estratégia de drenagem.

A estratégia 36 apresenta o maior VPL para o campo, mas sua recuperação e N_p são os menores. O maior VPL do campo pode ser explicado pelo fato desta estratégia apresentar os menores valores de W_p e W_i , diminuindo os custos de produção de água e de injeção.

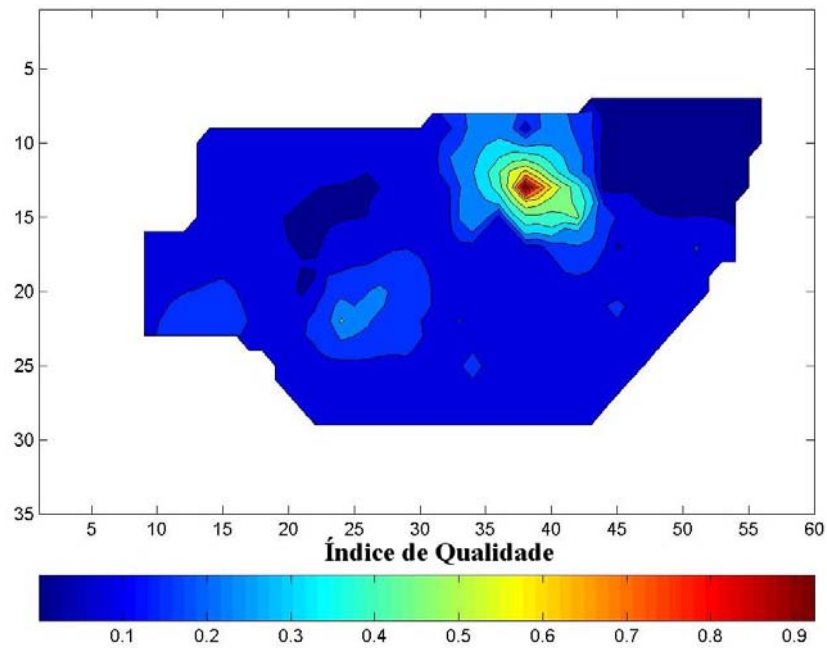


Figura 4.44 – Mapa de qualidade final para 3288: final do processo de otimização.

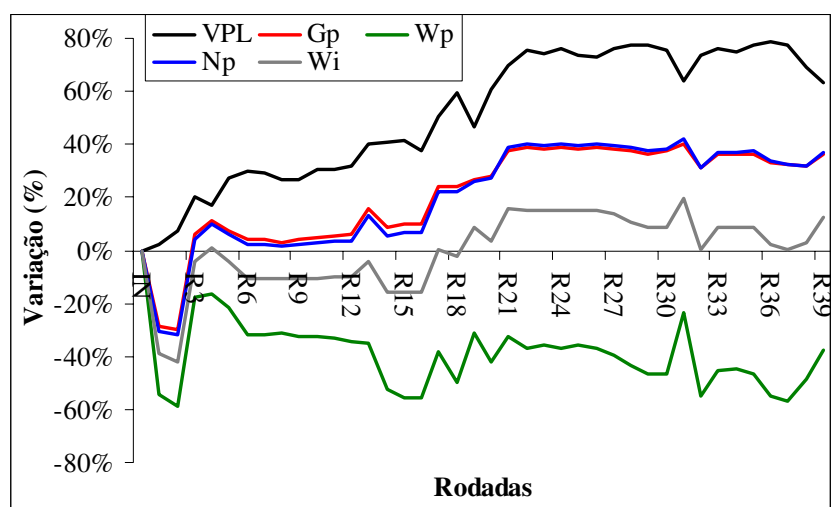


Figura 4.45 – Variação das funções VPL, N_p , W_p , G_p e W_i para o campo (Procedimento A).

Tabela 4.22 – Resultados Obtidos para as cinco melhores estratégias encontradas.

	Estratégias				
	R24	R27	R28	R29	R36
VPL (milhões US\$)	185,7	185,8	187,1	187,1	188,4
Receitas (milhões US\$)	1321,6	1313,2	1310,4	1302,7	1274,3
Custos (milhões US\$)	1121,5	1113,0	1108,9	1101,1	1072,6
Investimentos (milhões US\$)	14,4	14,4	14,4	14,4	13,3
Np (milhões m³)	16,3	16,2	16,1	16,0	15,6
Wp (milhões m³)	4,9	4,8	4,4	4,2	3,5
Gp (bilhões m³)	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7
Wi (milhões m³)	28,3	27,8	27,1	26,6	25,1
Recuperação (%)	37,7	37,6	37,5	37,3	36,9

4.6.2 Procedimento B

São apresentados nesta seção os resultados encontrados com a aplicação do Procedimento B. Neste procedimento, também é feita a divisão das alterações em grupos, iniciando o processo com testes de abertura de novos poços. A análise da estratégia inicial levou a um grupo de modificações, onde as alterações que geraram aumento de VPL do campo (Grupo 1) são:

- Abertura do poço produtor PH-15;
- Abertura dos injetores IHW-13 e IHW-14;
- Fechamento do produtor PH-12 e do injetor IHW-06 (injetor correlacionado ao poço PH-12);
- Fechamento do injetor IHW-10 por estar correlacionado com o produtor PH-10 (W alto);
- Conversão do produtor PH-02 (abertura do injetor CPH-02) e fechamento do injetor IHW-04 (injetor correlacionado ao poço PH-02);
- Recompletação dos produtores PH-01, PH-08 e PH-09;
- Fechamento dos injetores IHW-01, IHW-02, IHW-03 e IW-04 por Ef baixa.

Assim como no Procedimento A, após um grupo de alterações ter sido testado, parte-se para outro. Ao final de cada grupo de testes, realiza-se uma nova classificação dos poços, uma nova simulação por linhas de fluxo e a construção de um novo MQF, assim como a análise do critério de parada, e caso ele não seja satisfeito, segue-se com o processo de otimização.

A Tabela 4.23 mostra a classificação dos poços produtores após o primeiro grupo de testes. A Figura 4.46 apresenta o MQF para 3288 dias. A análise deste mapa, somada ao do MQI, apresentam áreas em comum com presença de índice de qualidade alto, mostrando que novas recompletações e/ou novos poços produtores podem apresentar resultados satisfatórios.

A Tabela 4.24 mostra as relações de fluxo para os poços produtores, já a Tabela 4.25 apresenta as relações para poços injetores. A Figura 4.47 mostra a eficiência dos poços injetores e a Tabela 4.26 a classificação dada para estes poços.

Tabela 4.23 – Classificação para os poços produtores: Grupo 2 (Procedimento B).

Poços	VPL	Np	W	Qo_m	Mp	VPL (milhões US\$)	Região
PH-01	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	115,6	12
PH-02	Baixo	Baixo	Médio	Médio	Baixo	27,4	38
PH-06	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	108,7	12
PH-07	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	108,6	11
PH-08	Alto	Alto	Baixo	Médio	Baixo	66,3	12
PH-09	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	86,1	11
PH-10	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	18,4	38
PH-11	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	63,8	12
PH-12	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	21,3	38
PH-13	Médio	Médio	Baixo	Médio	Baixo	58,9	36
PH-14	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Médio	8,4	47
PH-15	Médio	Médio	Baixo	Médio	Médio	45,1	35

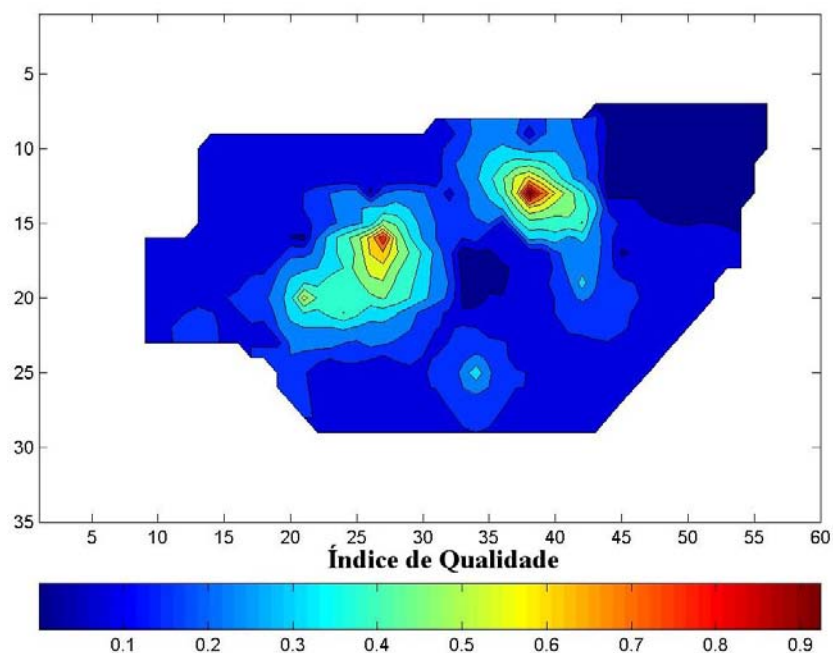


Figura 4.46 – Mapa de qualidade final: Grupo 2 (Procedimento B).

Tabela 4.24 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida:

Grupo 2 (Procedimento B).

Prod/Ini	RES	IHW-01	IHW-02	IHW-03	IHW-04	IHW-05	IHW-06	IHW-07	IHW-10	IHW-12	IHW-13	IHW-14	CPH-02
PH-01	2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97%	-	-
PH-02	1%	-	-	-	68%	-	19%	-	-	13%	-	-	-
PH-06	25%	-	42%	-	8%	11%	1%	-	-	12%	-	-	-
PH-07	7%	-	-	-	-	87%	-	-	-	-	-	6%	-
PH-08	2%	-	-	-	24%	-	-	43%	-	29%	-	-	-
PH-09	3%	1%	-	-	16%	-	-	-	-	26%	-	-	53%
PH-10	9%	-	28%	-	11%	-	-	5%	41%	5%	-	-	-
PH-11	11%	60%	-	-	-	-	-	-	-	4%	-	22%	3%
PH-12	1%	-	-	-	-	-	99%	-	-	-	-	-	-
PH-13	1%	-	1%	-	-	99%	-	-	-	-	-	-	-
PH-14	53%	1%	-	19%	-	-	-	1%	-	-	26%	-	-
PH-15	2%	1%	-	-	20%	-	-	22%	-	46%	-	-	9%

Tabela 4.25 – Destino da água injetada: Grupo 2 (Procedimento B).

Ini/Prod	PH-01	PH-02	PH-06	PH-07	PH-08	PH-09	PH-10	PH-11	PH-12	PH-13	PH-14	PH-15
IHW-05	-	-	17%	13%	-	-	1%	-	-	69%	-	-
IHW-07	-	-	-	-	42%	-	13%	-	-	-	1%	45%
IHW-12	-	5%	5%	-	14%	21%	6%	1%	-	-	-	47%
IHW-13	85%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14%	-
IHW-14	-	-	-	4%	-	4%	-	92%	-	-	-	-
CPH-02	-	-	-	-	-	81%	0%	2%	-	-	-	17%

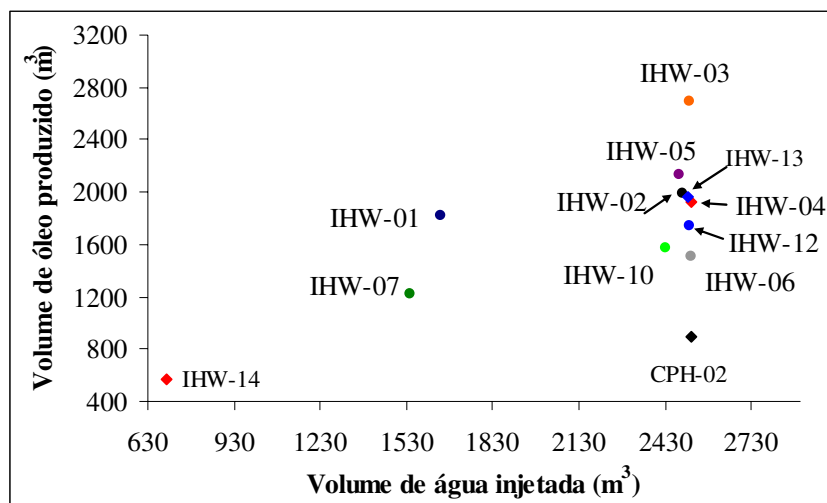


Figura 4.47 – Eficiência de poços injetores: Grupo 2 (Procedimento B).

Tabela 4.26 – Classificação de eficiência de poços injetores: Grupo 2 (Procedimento B).

Poços Injetores	Ef	Classificação
IHW-01	1.103	Médio
IHW-02	0.800	Médio
IHW-03	1.069	Médio
IHW-04	0.762	Baixo
IHW-05	0.859	Médio
IHW-06	0.600	Baixo
IHW-07	0.788	Médio
IHW-10	0.646	Baixo
IHW-12	0.695	Baixo
IHW-13	0.782	Médio
IHW-14	0.817	Médio
CPH-02	0.355	Baixo

Após estas análises, as seguintes modificações apresentaram melhoria de VPL para o campo:

- Fechamento dos produtores PH-10 e PH-14;
- Recompletação do produtor PH-13;
- Os demais testes não apresentaram aumento de VPL do campo.

Com o final do segundo grupo de testes, uma nova simulação por linhas de fluxo e um novo MQF foram gerados. Os poços produtores foram novamente classificados de acordo com as funções-objetivo estudadas, como apresentados pela Tabela 4.27.

Tabela 4.27 – Classificação para os Poços Produtores: Grupo 3 (Procedimento B).

Poços	VPL	Np	W	Qo_m	Mp	VPL (milhões US\$)	Região
PH-01	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	121,9	12
PH-02	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	27,2	38
PH-06	Alto	Alto	Baixo	Alto	Baixo	110,2	12
PH-07	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	109,1	11
PH-08	Alto	Alto	Baixo	Médio	Baixo	68,1	12
PH-09	Alto	Alto	Baixo	Alto	Médio	89,5	11
PH-10	Baixo	Baixo	Alto	Alto	Baixo	21,0	38
PH-11	Alto	Alto	Médio	Médio	Baixo	65,5	13
PH-12	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Baixo	21,8	38
PH-13	Médio	Médio	Baixo	Médio	Baixo	59,8	36
PH-14	Baixo	Baixo	Alto	Baixo	Médio	5,0	47
PH-15	Médio	Médio	Baixo	Médio	Médio	47,2	35

A Tabela 4.28 e a Tabela 4.29 apresentam as relações de fluxo, respectivamente, para os poços injetores e produtores. A Figura 4.48 apresenta o MQF para 3288 dias de simulação. O MQF é muito parecido ao MQF construído para o grupo anterior. A Figura 4.49 mostra a eficiência dos poços injetores e a Tabela 4.30 a classificação dada para estes poços.

O critério de parada não foi satisfeito, sendo necessários novos testes (Grupo 3). Antes do início das análises nos poços existentes, deve ser avaliada a abertura de novos poços produtores, e depois de injetores.

Tabela 4.28 – Destino da água injetada: Grupo 3 (Procedimento B).

Inj/Prod	PH-01	PH-02	PH-06	PH-07	PH-08	PH-09	PH-10	PH-11	PH-12	PH-13	PH-14	PH-15
IHW-05	-	-	3%	10%	-	-	-	-	-	87%	-	-
IHW-07	-	-	15%	-	43%	-	-	-	-	-	1%	42%
IHW-12	-	6%	5%	-	14%	23%	-	2%	-	-	-	50%
IHW-13	88%	-	1%	-	-	1%	-	-	-	-	8%	1%
IHW-14	-	-	-	5%	-	1%	-	94%	-	-	-	-
CPH-02	-	-	-	-	-	85%	-	2%	-	-	-	13%

Tabela 4.29 – Participação dos poços injetores na água que está sendo produzida:

Grupo 3 (Procedimento B).

Prod/Inj	RES	IHW-01	IHW-02	IHW-03	IHW-04	IHW-05	IHW-06	IHW-07	IHW-10	IHW-12	IHW-13	IHW-14	CPH-02
PH-01	2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97%	-	-
PH-02	1%	-	-	-	69%	-	18%	-	-	12%	-	-	-
PH-06	31%	-	42%	-	4%	2%	-	12%	1%	8%	1%	-	-
PH-07	9%	-	-	-	-	84%	-	-	-	-	-	7%	-
PH-08	3%	-	1%	-	28%	-	-	40%	-	28%	-	-	-
PH-09	5%	1%	1%	-	19%	-	-	-	-	26%	1%	-	5%
PH-10	-	-	-	-	10%	-	-	-	90%	-	-	-	-
PH-11	14%	60%	-	-	-	-	-	-	-	6%	-	16%	3%
PH-12	1%	-	-	-	1%	-	98%	-	-	-	-	-	-
PH-13	2%	-	2%	-	-	96%	-	-	-	-	-	-	-
PH-14	54%	1%	-	25%	-	-	-	1%	-	-	19%	-	-
PH-15	4%	1%	1%	-	22%	-	-	19%	-	47%	1%	-	6%

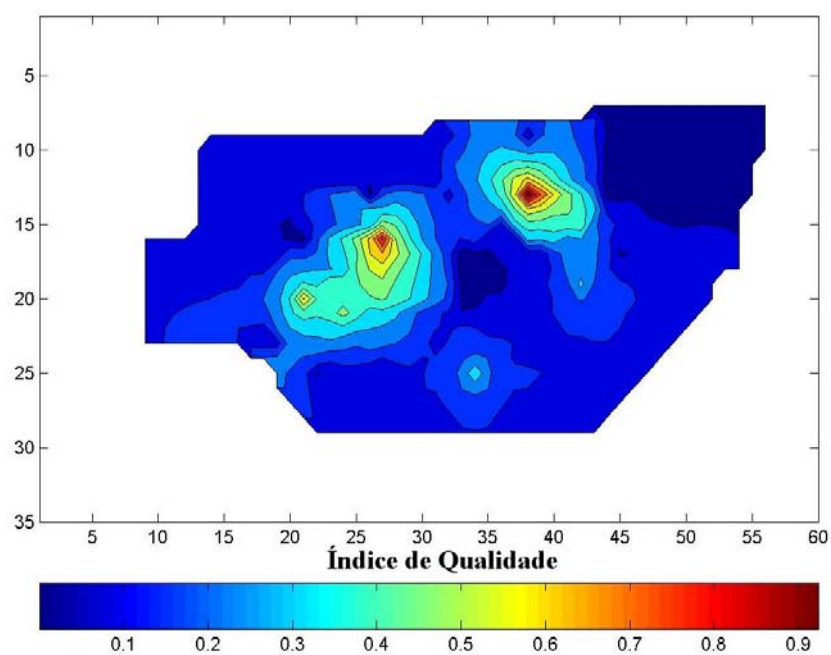


Figura 4.48 – Mapa de Qualidade Final para 3288: Grupo 3 (Procedimento B).

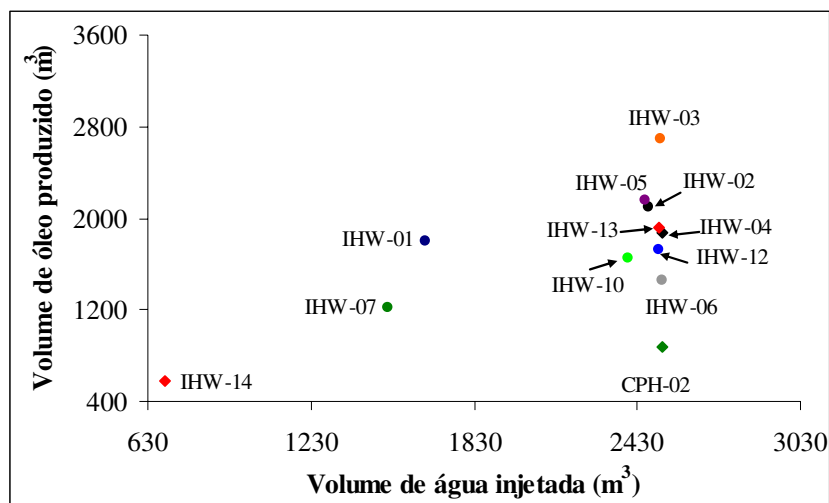


Figura 4.49 – Eficiência de Poços Injetores: Grupo 3 (Procedimento B).

Tabela 4.30 – Classificação de Eficiência de Poços Injetores: Grupo 3 (Procedimento B).

Poços Injetores	Ef	Classificação
IHW-01	1.090	Médio
IHW-02	0.849	Médio
IHW-03	1.069	Médio
IHW-04	0.742	Baixo
IHW-05	0.878	Médio
IHW-06	0.577	Baixo
IHW-07	0.807	Médio
IHW-10	0.690	Baixo
IHW-12	0.685	Baixo
IHW-13	0.767	Baixo
IHW-14	0.824	Médio
CPH-02	0.347	Baixo

Após estas análises, as seguintes modificações apresentaram melhoria de VPL para o campo:

- Fechamento dos produtores PH-08;
- Os demais testes não apresentaram aumento de VPL do campo.

Observa-se que somente uma alteração apresentou melhorias ao VPL do campo, indicando o possível término do processo de otimização. Os poços foram novamente classificados através da simulação tradicional e um novo MQF foi construído. Os poços produtores com problemas

passaram por modificação, e os injetores com Ef baixo foram fechados. O MQF (Figura 4.50) é muito parecido ao MQF do Grupo 3. O processo de otimização chega ao seu final.

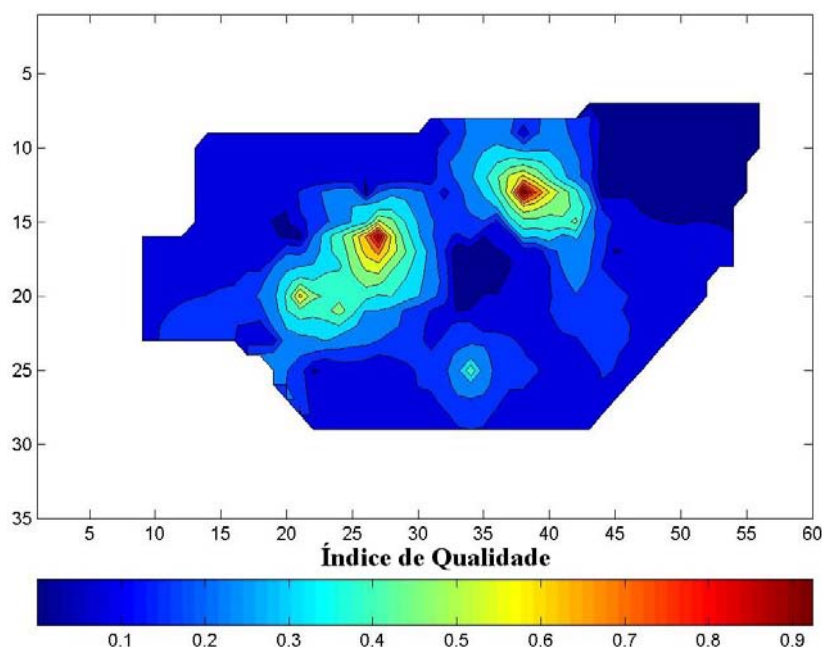


Figura 4.50 – Mapa de Qualidade Final: final do processo de otimização (Procedimento B).

Os resultados obtidos durante o processo de otimização são apresentados pela Figura 4.51, onde temos, em porcentagem, a variação das funções VPL, Np, Wp, Wi e Gp para o campo em relação a estratégia inicial aplicada ao campo. Obteve-se um aumento de VPL de 76% devido a um aumento de Np de 34% e uma diminuição de 49% de Wp. Wi obteve um aumento de 7%. Np e Gp mostram que a RGO está controlada.

A Tabela 4.31 mostra as cinco estratégias com os maiores valores de VPL para o campo, onde se tem as mesmas funções analisadas para as cinco melhores estratégias encontradas durante o Procedimento A. As recuperações alcançadas pelas cinco estratégias encontradas apresentam valores próximos. O Procedimento B apresentou um total de 45 testes, sendo construídos 4 MQF e 4 simulações por linhas de fluxo até se chegar ao final do processo de otimização.

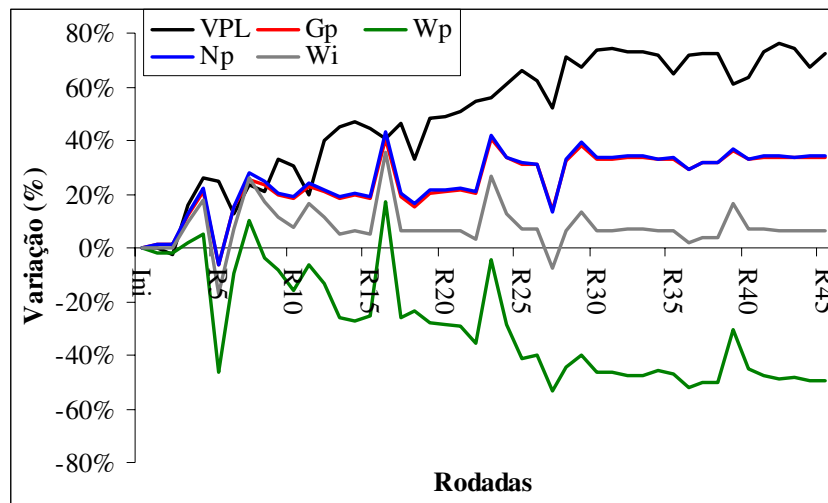


Figura 4.51 – Variação das funções VPL, Np, Wp, Gp e Wi para o campo (Procedimento B).

Tabela 4.31 – Resultados Obtidos para as 5 melhores Estratégias encontradas (Procedimento B).

	Estratégias				
	R25	R28	R30	R31	R42
VPL (milhões US\$)	175,0	180,4	183,4	183,4	185,6
Receitas (milhões US\$)	1242,9	1258,0	1265,2	1265,7	1272,0
Custos (milhões US\$)	1055,1	1064,8	1069,0	1069,4	1073,5
Investimentos (milhões US\$)	12,8	12,8	12,8	12,9	12,9
Np (milhões m³)	15,3	15,5	15,6	15,6	15,6
Wp (milhões m³)	4,6	4,4	4,2	4,2	4,0
Gp (bilhões m³)	1,72	1,74	1,75	1,75	1,75
Wi (milhões m³)	26,2	26,1	26,1	26,1	26,1
Recuperação (%)	36,6	36,8	36,9	36,9	37,0

4.7 Comparação entre o Procedimento A e o Procedimento B: Etapa 5

Os resultados obtidos mostram que o processo de otimização de estratégias para o campo em produção em estudo apresenta melhores resultados quando, primeiramente, são atacados os problemas relacionados aos poços já existentes, e depois se testa a abertura de novos poços. O Procedimento A, neste caso, mostrou-se mais eficiente por:

- Apresentar um menor número de rodadas: 36 contra 45 do Procedimento B;
- A melhor estratégia encontrada para o Procedimento A apresenta maior VPL que a melhor estratégia encontrada no Procedimento B;

- A melhor estratégia encontrada para o Procedimento A apresenta W_p e W_i menores que a melhor estratégia encontrada no Procedimento B;
- A melhor estratégia encontrada para o Procedimento A apresenta receita superior à encontrada no Procedimento B.

O Procedimento B apresenta, para a melhor estratégia encontrada, menor investimento e menor custo que as cinco melhores estratégias encontradas no o Procedimento A, o que pode levar a se optar por esta estratégia, mesmo apresentando VPL inferior ao encontrado pelas cinco melhores estratégias desenvolvidas durante o Procedimento A (Tabela 4.22).

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões

Este capítulo apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros decorrentes da realização deste trabalho.

5.1 Conclusões

As principais conclusões deste trabalho são:

- O processo de otimização relacionado com a escolha da estratégia de drenagem para campos de petróleo é uma tarefa complexa devido ao grande número de variáveis envolvidas.
- Através da metodologia desenvolvida neste trabalho, pode-se contribuir com o processo de automação para a otimização de estratégias de drenagem com o apoio de ferramentas como a simulação por linhas de fluxo e mapa de qualidade, que tornam os estudos mais rápidos e confiáveis, diminuindo o tempo de análise para determinação de alterações que possam ser testadas.
- Através da metodologia pode-se seguir uma linha de classificação de poços produtores e injetores, definindo ordens de prioridade para poços e modificações a serem testadas, organizando o processo de otimização para campos em produção.

- A simulação tradicional deve ser utilizada como ferramenta principal no processo de otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção pela confiabilidade que apresenta.
- O uso de indicadores para classificação dos poços torna a automatização possível. A utilização da função W se mostrou eficiente, conseguindo classificar poços com problemas relacionados a alta produção de água. A função G não foi utilizada devido ao campo usado nos testes.
- A utilização da simulação por linhas de fluxo e do mapa de qualidade em análises torna o processo de otimização de estratégias de drenagem menos subjetivo do que quando comparado à otimização de um campo utilizando exclusivamente a simulação tradicional.
- O uso da simulação por linhas de fluxo apresentou viabilidade devido ao controle eficiente do fluxo de fluidos presentes no campo. Este controle permitiu correlacionar poços produtores e injetores, bem como regiões do reservatório, tornando eficiente a determinação de quais poços injetores estão correlacionados a poços produtores com produção de água alta.
- A função-objetivo que mede a eficiência de poços injetores apresentou grande utilidade, pois permite definir quais poços injetores são passíveis de fechamento sem a necessidade que sejam feitos testes de fechamento de todos os poços injetores presentes, individualmente, para definir quais poços injetores são mais eficientes, diminuindo o número de simulações durante o processo de otimização.
- Os conceitos de mapas de qualidade inicial e final tornaram a definição de delimitação de áreas com presença de óleo residual móvel para os estudos de abertura de novos poços e recompletações mais precisa, substituindo a necessidade de análises de um grande número de mapas em diferentes camadas do campo.

- A utilização do mapa de qualidade final também se mostra eficiente para a identificação de poços produtores com potencial para conversão em poços injetores, delimitando com clareza quais são as regiões do campo com índice de qualidade baixo.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Após a realização dos testes deste trabalho, alguns temas se tornaram interessantes para continuação do processo de otimização de estratégia de drenagem para campos em produção:

- A aplicação da metodologia em campos com características diferentes do utilizado neste trabalho, principalmente os que apresentam problemas em relação à produção de gás, verificando desta forma quais seriam as alterações necessárias para o processo de otimização que foi desenvolvido. Também deve ser estudada a aplicação da função-objetivo G, definindo se a sua utilização é viável.
- O desenvolvimento de estudos que visem melhorar o processo de determinação de mapas de qualidade, tentando aumentar a eficiência do processo.
- Após o processo de otimização, deve-se gerenciar a aplicação da nova estratégia de drenagem. Se este processo for automatizado, torna-se possível o controle do gerenciamento do campo, de forma que as informações que são obtidas durante a aplicação da nova estratégia possam ser utilizadas para dar início a uma nova otimização, identificando possíveis mudanças para melhorar o desempenho do campo.
- O critério de classificação de eficiência de poços injetores pode ser investigado com maiores detalhes, verificando se a classificação utilizada é realmente a mais correta.

Referências Bibliográficas

- AL-SHARIF, S., RAEL, E. *Rate Forecasting of a Mature Waterflood Using Fractional Flow Theory and Hyperbolic Decline Curve Analysis*. In: SPE Western Regional/AAPG, Joint Meeting, Long Beach, California, EUA, SPE 83502, 14-24 Maio, 2003.
- BATYCKY, R.P., THIELE, M.R., BLUNT, M. J. *A Streamline-Based Reservoir Simulation of the House Mountain Waterflood*. Stanford Center for Reservoir Forecasting (SCRF) Annual Report, Stanford U., EUA, 1997.
- CÂMARA, R. J. B., ROCHA, P. S., FERREIRA, L. E. A. *Campos Maduros de Petróleo – Definição para Efeitos Regulatórios*. In: 3º Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos, Gramado, Rio Grande do Sul, Brasil, 25-28 Maio, 2003.
- CRUZ, P. S., HORNE, R. N., DEUTSCH, C. V. *The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, SPE 56578, 3-6 Outubro, 1999.
- ESTREMADOYRO, J. G. *The Use of Simulation Model to Optimize Reservoir Management in a Very Mature 24Z Reservoir, Elk Hills, California*. In: SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, EUA, SPE 68843, 26-30 Março, 2001.
- FABEL, G., NEUNHOFFER, T., RUDSCHINSKI, D., SASSE, J. *Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning*. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California, EUA, SPE 54114, 17-19 Março, 1999.
- GRINESTAFF, G. H. *Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation*. In: SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, SPE 54616, 26-28 Maio, 1999.
- JAHN, F., COOK, M., GRAHAM, M. *Hydrocarbon Exploration and Production*, Elsevier, Amsterdam, Holanda, 1998, 384p.
- MANNARINO, R. *Introdução a Engenharia Econômica*. Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil, 1ª edição, 1985, 168p.

- MASCHIO, C., LIGERO, E. L., SCHIOZER, D. J. *Estudo Comparativo da Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo e pelo Método Tradicional*. In: IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas (ENCIT), CIT02-0051, Caxambu, Minas Gerais, Brasil, 2002.
- MATTAX, C. C., DALTON, R. L. *Reservoir Simulation*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, EUA, 1990, 173p.
- MEZZOMO, C. G. *Escolha de Estratégias de Recuperação para um Campo de Petróleo*, 106p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2001.
- MEZZOMO, C. G., SCHIOZER, D. J. *Methodology for Water Injection Strategies Planning Optimization Using Reservoir Simulation*. In: 2002 Petroleum Society Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, CIPC 2002-121, 11-13 Junho, 2002.
- MURTHY, C. R. K., AL-HADDAD, A. *Integrated Approach A Mature Oil Field*. In: SPE 13th Middle East Oil Show & Conference to be held in Bahrain, SPE 81438, 5-8 Abril, 2003.
- NAGUIB, M., BAYOUMI, A., EL-EMAM, N., EL-BATRAWY, A. *Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field*. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas conference and Exhibition, Brisbane, Australia, SPE 64428, 16-18 Outubro, 2000.
- NAGUIB, M., HAMDY, A., HUSSEIN, A. *Improving Field Recovery, Sweep Efficiency through Optimizing Gas Injection/Gas Production in a Complex Mature Field*. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas conference and Exhibition, Melbourne, Australia, SPE 77921, 8-10 Outubro, 2002.
- NAKAJIMA, L. *Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*, 128p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2003.
- NAKAJIMA, L. e SHIOZER, D. J. *Horizontal Well Placement Optimization Using Quality Map Definition*. In: Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 10-12 Junho, 2003
- NEVES, F. R. *Análise da Influência de Indicadores Econômicos da Escolha da Estratégia de Produção*, 118p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2005.
- PAWAR, R. J., et al. *Comprehensive Reservoir Modeling of a Mature, Geologically Complex Reservoir*. In: SPE/AAPG Western Regional Meeting held in Long Beach, California, EUA, SPE 62533, 19-23 Junho, 2000.

- PEDROSO Jr, C. *Otimização de Locações de Poços Usando Simulação Numérica de Reservatórios*, 125p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 1999.
- PRADO, P., BRARDA, M. *Optimization of a Mature Oil Field by Changing Lifting System*. In: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, SPE 69514, 25-28 Março, 2001.
- RIA, R. R., SINGH, K. *Designing an Injection Program of Produced Water Re-Injection in Mature Fields*. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, SPE 77837, 8-10 Outubro, 2002.
- RUAN, J. *An Overview of Streamlines Tracer Modeling of Miscible/Immiscible Wag Injection IOR*. In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, SPE 75198, 13-17 Abril, 2002.
- SANTOS, J. A. M. *Estudo de Influência da Estratégia de Produção em Análise Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo*, 140p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2002.
- SATTER, A., THAKUR, G. *Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach*, PenwellBooks, Tulsa, Oklahoma, USA, 1994, 335p.
- SCHIOZER, D. J. *et al. Otimização de Estratégia de Produção através de Simulação Numérica de Reservatórios*, Relatórios Internos, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2002.
- SCHIOZER, D. J., PAIVA, R. F. *Texto Auxiliar para Simulação Numérica de Reservatórios*, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2002.
- SCHIOZER, R. F. *Um modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo*, 69p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2002.
- SHECAIRA, F. S. Coord. *Revitalização de Campos Maduros*. Rio de Janeiro. [s. n.]. [s. d.]. Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/tecnologia>>. Acesso em 04 junho 2004.
- STILES, L. H. *Optimizing Waterflood Recovery in a Mature Waterflood, The Fullerton Clearfork*. In: Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, USA, SPE 6198, 3-6 Outubro, 1976.
- THIELE, M. R. *Streamline Simulation*. In: 6th International Forum on Reservoir Simulation, Schloss, Austria, 3-7 Setembro, 2001.

WEBER, K., J., DRONKERT, H. *Screening Criteria to Evaluate the Development Potential of Remaining Oil in Mature Fields*, SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol. 2, No. 5, SPE 57873, Outubro, 1999.

Anexo A

Tabela A.1 – Dados do modelo do campo de Namorado modificado.

Parâmetro	Valor	Unidades
Malha	Cartesiano	–
Dimensão da malha	60i x 35j x 7k	–
Dimensão dos blocos	150 x 150	m
Espessura das camadas	Definida por bloco	m
Porosidade	0,2 ~ 0,6	–
Profundidade de referência	3000	m
Densidade do óleo	28	°API
Pressão de Saturação Inicial	20690	kPa

Tabela A.2 – Condições de operação utilizadas nas simulações.

Condição de Operação	Produtores	Injetores
Vazão máxima de líquidos (m ³ /dia)	2500	–
Vazão mínima de óleo (m ³ /dia)	100	–
Mínimo BHP (kPa)	17,0	–
Vazão máxima de água (m ³ /dia)	–	2500
Vazão mínima de água (m ³ /dia)	–	500
Máximo BHP (kPa)	–	33000

Anexo B

Tabela B.1 – Dados econômicos para cálculo do VPL do campo e para VPL dos poços.

CAPEX (milhões US\$)	10,0
Custos de Produção de Óleo (US\$/m ³)	37,7
Custos de Produção de Água (US\$/m ³)	12,6
Custos de Injeção de Água (US\$/m ³)	1,9
Taxa Média de Atratividade (TMA)	15%
Preço do Óleo (US\$/m ³)	113,2

Tabela B.2 – Valores de custos e investimentos (em milhares de US\$) para poços.

Tipo de Poço	Orientação	Abertura	Abandono	Completação
Produtor	Horizontal	4000	150	4000
Injetor	Horizontal	4000	150	3000

Tabela B.3 – Valores de custos e investimento (em milhares de US\$) para recompletação e conversão de poço produtor em poço injetor.

Tipo de Modificação	Abertura	Abandono	Completação
Conversão em poço injetor	1600	150	1600
Recompletação	200	150	200

Anexo C

Tabela C.1 – Tabela de controle de alterações para a Etapa 2.

Rodada	Comportamento Encontrado	Modificação	Np m³	Wp m³	Gp m³	Wi m³	VPL US\$	Pico (dias)
Original	Pressão de Saturação Média nos Poços em 1800 dias de 17500 kPa. Campo com presença de 20 poços.	sem modificações	1.16E+07	7.83E+06	1.31E+09	2.45E+07	1.1E+08	2922
Rodada 1	Poços PH-06 e PH-08 apresentaram VPL e Np altos, mas suas curvas de produção de óleo apresentaram comportamento bem diferente do esperado para poços produtores. Ambos os poços não atingem o limite de produção esperada no momento de abertura do poço (2500 m³/dia)	Fechamento e reabertura dos poços PH-06 e PH-08 após aumento de pressão no reservatório. (500 dias fechados)	1.16E+07	7.92E+06	1.30E+09	2.44E+07	1.02E+08	2922
Rodada 2	Análise de mapas de saturação de óleo para as camadas 1, 2 e 3 do reservatório, mapas de pressão, NTG e espessura da camada indicaram uma região com potencial para perfuração de um novo poço produtor.	Novo poço produtor (PH-22), aberto após 1800 dias.	1.18E+07	7.71E+06	1.35E+09	2.45E+07	1.07E+08	2922
Rodada 3	Análise de mapas de saturação de óleo para as camadas 1, 2 e 3 do reservatório, mapas de pressão, NTG e espessura da camada indicaram uma região com potencial para perfuração de um novo poço produtor.	Novo poço produtor (PH-23), aberto após 1890 dias.	1.19E+07	7.60E+06	1.37E+09	2.45E+07	1.05E+08	2922
Rodada 4	PH-01 apresenta VPL e Np altos, mas o óleo é produzido em maior quantidade durante o final do vida útil do campo, o que não é interessante economicamente, então foi locado o poço injetor IHW-13 em região próxima procurando acelerar esta produção.	Novo poço injetor (IHW-13), aberto aos 1890 dias	1.29E+07	8.17E+06	1.47E+09	2.67E+07	1.15E+08	2922
Rodada 5	PH-07 apresenta VPL e Np altos, mas o óleo é produzido em maior quantidade durante o final do vida útil do campo, o que não é interessante economicamente, então foi locado o poço injetor IHW-14 em região próxima procurando acelerar esta produção.	Novo poço injetor (IHW-14), aberto após 1980 dias	1.42E+07	8.49E+06	1.61E+09	2.90E+07	1.24E+08	2922
Rodada 6	O poço PH-01 apresenta Np alto, Wp e WCUT baixos e está locado em uma região onde exite alta saturação de óleo, alta espessura da camada e altos valores de NTG, mostrando potencial para recompletação.	Recompletação do poço produtor PH-01 após 1800 dias.	1.43E+07	8.41E+06	1.62E+09	2.91E+07	1.27E+08	2922
Rodada 7	O poço PH-07 apresenta Np alto, Wp e WCUT baixos e está locado em uma região onde exite alta saturação de óleo, alta espessura da camada e altos valores de NTG, mostrando potencial para recompletação.	Recompletação do poço produtor PH-07 após 1980 dias	1.43E+07	8.43E+06	1.62E+09	2.91E+07	1.29E+08	2922
Rodada 8	O poço PH-13 apresenta médio Np, Wp e WCUT baixos e está locado em uma região onde exite alta saturação de óleo, alta espessura da camada e altos valores de NTG, mostrando potencial para recompletação.	Recompletação do poço produtor PH-13 após 1890 dias	1.43E+07	8.42E+06	1.62E+09	2.91E+07	1.28E+08	2922
Rodada 9	O poço PH-06 apresenta WCUT alto. A curva de produção de óleo mostra características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado seu fechamento junto com o poço injetor correlacionado.	Fechamento do produtor PH-06 e do injetor IHW-04	1.41E+07	7.76E+06	1.60E+09	2.83E+07	1.28E+08	2922
Rodada 10	O poço PH-06 apresenta WCUT alto. A curva de produção de óleo mostra características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado seu fechamento junto com o poço injetor correlacionado.	Fechamento do produtor PH-06 e do injetor IHW-06	1.42E+07	7.78E+06	1.60E+09	2.83E+07	1.32E+08	2922

Rodada 11	O poço PH-06 apresenta WCUT alto. A curva de produção de óleo mostra características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado seu fechamento junto com o poço injetor correlacionado.	Fechamento do produtor PH-06 e dos injetores IHW-04 e IHW-06	1.40E+07	7.44E+06	1.59E+09	2.76E+07	1.33E+08	2922
Rodada 12	O poço PH-08 apresenta alto Np e VPL altos, mas sua curva de produção de óleo mostra características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado seu fechamento junto com o poço injetor correlacionado.	Fechamento do produtor PH-08 e do injetor IHW-12	1.40E+07	7.39E+06	1.59E+09	2.75E+07	1.25E+08	2922
Rodada 13	O poço PH-22, embora gere aumento de VPL do campo, mostra Np e VPL baixos e Wp alto. A curva de produção de óleo mostra queda rápida de produção de óleo com a chegada da água, que ocorre pouco tempo após a abertura do poço. O poço PH-06 apresenta Np alto e WCUT alto.	Fechamento do produtor PH-22 e do injetor IHW-03 após 2935 dias Conversão do produtor PH-06 após 2680 dias	1.40E+07	7.44E+06	1.59E+09	2.76E+07	1.33E+08	2922
Rodada 14	A curva de produção de óleo mostra características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testada sua conversão em poço injetor.	Conversão do produtor PH-08 em injetor após 2950 dias	1.40E+07	7.39E+06	1.59E+09	2.75E+07	1.25E+08	2922
Rodada 15	A curva de produção para de óleo para PH-08 mostra características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado seu fechamento junto com o poço injetor correlacionado.	Conversão do produtor PH-22 em injetor após 2680 dias	1.40E+07	7.44E+06	1.59E+09	2.76E+07	1.33E+08	2922
Rodada 16	O poço PH-22 apresenta Np baixo e Wp alto. A curva de produção de óleo mostra queda muito rápida da produção de óleo após a chegada da água.	Conversão em poço injetor após 2800 dias	1.40E+07	7.22E+06	1.59E+09	2.75E+07	1.33E+08	2922
Rodada 17	Poço PH-14 apresenta baixo VPL baixo, e Np baixo.	Conversão em poço injetor após 2630 dias	1.42E+07	7.20E+06	1.61E+09	2.81E+07	1.27E+08	2922
Rodada 18	Poço PH-10 apresenta baixo VPL baixo, e Np baixo.	Conversão em poço injetor após 2570 dias	1.43E+07	6.97E+06	1.61E+09	2.83E+07	1.30E+08	2922
Rodada 19	Poço PH-12 apresenta baixo VPL baixo, e Np baixo.	Fechamento do injetor IHW-10 após 2205 dias	1.37E+07	6.06E+06	1.56E+09	2.58E+07	1.39E+08	2922
Rodada 20	O poço PH-10 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento de injetor correlacionado. O injetor IHW-10 é o injetor correlacionado.	Fechamento do injetor IHW-01 após 2265 dias	1.32E+07	5.43E+06	1.51E+09	2.42E+07	1.42E+08	2922
Rodada 21	O poço PH-14 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento de injetor correlacionado. O injetor IHW-01 é um dos injetores correlacionados.							

Rodada 22	O poço PH-14 apresenta Wp e WCUT altos. passando a ter VPL negativo após 2300 dias. Será testado O injetor IHW-03 é um dos injetores correlacionados.	Fechamento do injetor IHW-03 após 2265 dias	1.31E+07	5.56E+06	1.50E+09	2.42E+07	1.39E+08	2922
Rodada 23	Mesmo caso mostrado nas rodadas 21 e 22, mas agora testando o fechamento dos dois poços injetores correlacionados ao poço produtor PH-14	Fechamento dos injetores IHW-04 e IHW-06 após 2265	1.26E+07	4.86E+06	1.45E+09	2.26E+07	1.38E+08	2922
Rodada 24	O poço PH-12 apresenta VPL, Np e Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento de injetor correlacionado. O injetor IHW-04 é um destes injetores.	Fechamento do injetor IHW-04 após 2390 dias	1.30E+07	5.07E+06	1.49E+09	2.36E+07	1.42E+08	2922
Rodada 25	O poço PH-12 apresenta VPL, Np e Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento de injetor correlacionado. O injetor IHW-06 é um destes injetores.	Fechamento do injetor IHW-06 após 2390 dias	1.30E+07	5.04E+06	1.50E+09	2.36E+07	1.49E+08	2922
Rodada 26	Mesmo caso mostrado nas rodadas 25 e 26, mas agora testando o fechamento dos dois poços injetores correlacionados ao poço produtor PH-12	Fechamento dos injetores IHW-04 e IHW-06 após 2390 dias	1.28E+07	4.69E+06	1.48E+09	2.30E+07	1.47E+08	2922
Rodada 27	Como a pressão do campo, após uma queda no início da vida útil do campo, passa a ter aumento após 1700 dias, passou a se testar a fechamento de injetores. O primeiro teste foi o fechamento de poço feito como injetor IHW-01.	Fechamento do injetor IHW-01 após 2121 dias	1.29E+07	4.82E+06	1.48E+09	2.32E+07	1.44E+08	2922
Rodada 28	Como a pressão do campo, após uma queda no início da vida útil do campo, passa a ter aumento após 1700 dias, passou a se testar a fechamento de injetores. O segundo teste foi o fechamento de poço feito como injetor IHW-02.	Fechamento do injetor IHW-02 após 2040 dias	1.24E+07	4.17E+06	1.43E+09	2.17E+07	1.46E+08	2922
Rodada 29	Como a pressão do campo, após uma queda no início da vida útil do campo, passa a ter aumento após 1700 dias, passou a se testar a fechamento de injetores. O terceiro teste foi o fechamento de poço feito como injetor IHW-04.	Fechamento do injetor IHW-04 após 2175 dias	1.27E+07	4.39E+06	1.46E+09	2.25E+07	1.48E+08	2922
Rodada 30	Teste feito com o fechamento dos injetores testados nas Rodadas 28 e 29, agora fechados ao mesmo tempo.	Fechamento dos injetores IHW-02 e IHW-04 após 2175 dias	1.40E+07	5.60E+06	1.61E+09	2.58E+07	1.49E+08	3288
Rodada 31	Após as mudanças feitas nas rodadas anteriores, ainda temos o crescimento da pressão com o tempo, o que permite a continuidade dos testes de fechamento de injetores. Será testado nesta rodada o fechamento do injetor IHW-01.	Fechamento do injetor IHW-01 após 1800 dias	1.48E+07	7.23E+06	1.70E+09	2.85E+07	1.44E+08	3288
Rodada 32	Ainda ocorre a elevação da pressão com o tempo, permitindo continuidade dos testes de fechamento de injetores. Será testado nesta rodada o fechamento do injetor IHW-02.	Fechamento do injetor IHW-02 após 2040 dias	1.35E+07	5.38E+06	1.56E+09	2.46E+07	1.42E+08	3288

Rodada 33	Ainda ocorre a elevação da pressão com o tempo, permitindo continuidade dos testes de fechamento de injetores. Será testado nesta rodada o fechamento do injetor IHW-04.	Fechamento do injetor IHW-04 após 2040 dias	1.40E+07	6.18E+06	1.62E+09	2.63E+07	1.42E+08	3288
Rodada 34	Teste feito com o fechamento dos injetores testados nas Rodadas 33 e 34, agora fechados ao mesmo tempo.	Fechamento dos injetores IHW-02 e IHW-04 após 2040 dias	1.29E+07	4.62E+06	1.50E+09	2.32E+07	1.42E+08	3288
Rodada 35	Ainda ocorre a elevação da pressão com o tempo, permitindo continuidade dos testes de fechamento de injetores. Será testado nesta rodada o fechamento do injetor IHW-07.	Fechamento do injetor IHW-07 após 2800 dias	1.30E+07	4.79E+06	1.49E+09	2.34E+07	1.45E+08	2922
Rodada 36	O poço PH-14 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento deste produtor com injetor correlacionado. Será testado o fechamento do injetor IHW-01.	Fechamento dos poços PH-14 e IHW-01 após 2040 dias	1.31E+07	4.33E+06	1.51E+09	2.30E+07	1.59E+08	2922
Rodada 37	O poço PH-14 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento deste produtor com injetor correlacionado. Será testado o fechamento do injetor IHW-03.	Fechamento dos poços PH-14 e IHW-03 após 2040 dias	1.23E+07	4.06E+06	1.42E+09	2.14E+07	1.48E+08	2922
Rodada 38	O poço PH-10 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento deste produtor com injetor correlacionado. Será testado o fechamento do injetor IHW-10.	Fechamento dos poços PH-10 e IHW-10 após 2205 dias	1.57E+07	6.45E+06	1.79E+09	2.91E+07	1.62E+08	3288
Rodada 39	O poço PH-10 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento deste produtor com injetor correlacionado. Será testado o fechamento do injetor IHW-04.	Fechamento dos poços PH-10 e IHW-04 após 2205 dias	1.54E+07	5.76E+06	1.76E+09	2.80E+07	1.66E+08	3288
Rodada 40	O poço PH-12 apresenta VPL e Np baixos e Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento deste produtor com injetor correlacionado. Será testado o fechamento do injetor IHW-06.	Fechamento dos poços PH-12 e IHW-06 após 2265 dias	1.54E+07	5.11E+06	1.75E+09	2.77E+07	1.70E+08	3288
Rodada 41	O poço PH-02 apresenta VPL e Np baixos e Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento deste produtor com injetor correlacionado. Será testado o fechamento do injetor IHW-12.	Fechamento dos poços PH-02 e IHW-12 após 2740 dias	1.51E+07	4.29E+06	1.72E+09	2.64E+07	1.75E+08	3288

Rodada 42	O poço PH-08 apresenta alto Np e VPL altos, mas sua curva de produção de óleo continua a mostrar características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado o seu fechamento junto ao injetor correlacionado, neste caso, o injetor IHW-07.	Fechamento dos poços PH-08 e IHW-07 após 3050 dias	1.51E+07	4.02E+06	1.72E+09	2.60E+07	1.77E+08	3288
Rodada 43	O poço PH-08 apresenta alto Np e VPL altos, mas sua curva de produção de óleo continua a mostrar características diferentes da esperada para um poço produtor. Será testado o seu fechamento junto ao injetor correlacionado, neste caso, o injetor IHW-13.	Fechamento dos poços PH-08 e IHW-13 após 3050 dias	1.50E+07	4.02E+06	1.71E+09	2.59E+07	1.76E+08	3288
Rodada 44	Mesmo caso mostrado nas rodadas 42 e 43, mas agora testando o fechamento dos dois poços injetores juntos ao poço produtor PH-14	Fechamento dos poços PH-08, IHW-13 e IHW-07 após 3050 dias	1.48E+07	4.00E+06	1.69E+09	2.54E+07	1.73E+08	3288
Rodada 45	O poço PH-07 apresenta Np baixo. Será testado o seu fechamento junto com o injetor correlacionado IHW-14	Fechamento dos poços PH-07 e IHW-14 após 3300 dias	1.65E+07	5.44E+06	1.87E+09	2.97E+07	1.80E+08	3653
Rodada 46	O poço PH-07 apresenta Np baixo. Será testado o seu fechamento junto com o injetor correlacionado IHW-05	Fechamento dos poços PH-07 e IHW-05 após 3300 dias	1.65E+07	5.30E+06	1.87E+09	2.97E+07	1.81E+08	3653
Rodada 47	Mesmo caso mostrado nas rodadas 46 e 47, mas agora testando o fechamento dos dois poços injetores juntos ao poço produtor PH-07	Fechamento dos poços PH-07, IHW-14 e IHW-05 após 3300 dias	1.64E+07	4.90E+06	1.86E+09	2.88E+07	1.82E+08	3653
Rodada 48	O poço PH-10 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento do injetor correlacionado	Fechamento do injetor IHW-02 após 2040 dias	1.33E+07	3.36E+06	1.54E+09	2.23E+07	1.65E+08	3288
Rodada 49	O poço PH-10 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento do injetor correlacionado	Fechamento do injetor IHW-02 após 2390 dias	1.39E+07	3.54E+06	1.59E+09	2.32E+07	1.71E+08	3288
Rodada 50	O poço PH-10 apresenta Wp e WCUT altos. Será testado o fechamento do injetor correlacionado	Fechamento do injetor IHW-02 após 3050 dias	1.59E+07	4.76E+06	1.81E+09	2.71E+07	1.79E+08	3653

Anexo D

Tabela D.1 – Tabela de controle de alterações para Etapa 3.

Rodada	Comportamento Encontrado	Modificação	Np m³	Wp m³	Gp m³	Wi m³	VPL US\$	Pico (dias)
Inicial	Pressão de Saturação Média nos Poços em 1800 dias de 17500 kPa. Campo com presença de 20 poços.	sem modificações	1.16E+07	7.83E+06	1.31E+09	2.45E+07	1.05E+08	2922
Rodada 1	Poço produtor PH-12 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-06 após 1800 dias	1.11E+07	5.94E+06	1.26E+09	2.17E+07	1.19E+08	2922
Rodada 2	Poço produtor PH-12 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-06 após 2000 dias	1.11E+07	6.17E+06	1.26E+09	2.20E+07	1.16E+08	2922
Rodada 3	Poço produtor PH-12 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-06 após 2200 dias	1.11E+07	6.35E+06	1.26E+09	2.22E+07	1.14E+08	2922
Rodada 4	Poço produtor PH-10 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-10 após 1800 dias	1.04E+07	4.04E+06	1.19E+09	1.88E+07	1.29E+08	2922
Rodada 5	Poço produtor PH-10 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-10 após 2165 dias	1.07E+07	4.68E+06	1.22E+09	1.99E+07	1.16E+08	2922
Rodada 6	Poço produtor PH-10 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-10 após 2400 dias	1.08E+07	5.00E+06	1.23E+09	2.04E+07	1.27E+08	2922
Rodada 7	Poço produtor PH-10 apresenta Wp e WCUT altos, com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-10 após 2700 dias	1.10E+07	5.58E+06	1.25E+09	2.12E+07	1.21E+08	2922
Rodada 8	Poço produtor PH-11 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-01 após 2000 dias	9.62E+06	2.91E+06	1.12E+09	1.65E+07	1.30E+08	2922
Rodada 9	Poço produtor PH-11 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-01 após 2300 dias	9.90E+06	3.28E+06	1.15E+09	1.73E+07	1.30E+08	2922
Rodada 10	Poço produtor PH-11 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m baixos.	Fechamento do injetor IHW-01 após 2895 dias	1.04E+07	4.03E+06	1.19E+09	1.88E+07	1.28E+08	2922
Rodada 11	Poço produtor PH-06 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do injetor IHW-02 após 2400 dias	9.38E+06	2.87E+06	1.10E+09	1.61E+07	1.27E+08	2922
Rodada 12	Poço produtor PH-06 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do injetor IHW-02 após 2530 dias	9.58E+06	2.96E+06	1.12E+09	1.64E+07	1.17E+08	2922
Rodada 13	Poço produtor PH-06 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do injetor IHW-02 após 2895 dias	9.89E+06	3.27E+06	1.15E+09	1.72E+07	1.29E+08	2922
Rodada 14	Poço produtor PH-06 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do injetor IHW-02 após 3040 dias	9.90E+06	3.28E+06	1.15E+09	1.73E+07	1.30E+08	2922
Rodada 15	Poço produtor PH-14 apresenta VPL, Np e Qo_m baixo com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 1800 dias.	1.14E+07	3.50E+06	1.30E+09	1.99E+07	1.51E+08	2922
Rodada 16	Poço produtor PH-14 apresenta VPL, Np e Qo_m baixo com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 2165 dias	1.11E+07	3.14E+06	1.26E+09	1.90E+07	1.48E+08	2922
Rodada 17	Poço produtor PH-14 apresenta VPL, Np e Qo_m baixo com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 1900 dias	1.13E+07	3.37E+06	1.29E+09	1.97E+07	1.50E+08	2922
Rodada 18	Poço produtor PH-02 apresenta VPL, Np e Qo_m baixos com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 1860 dias	1.26E+07	3.94E+06	1.41E+09	2.22E+07	1.61E+08	2922
Rodada 19	Poço produtor PH-02 apresenta VPL, Np e Qo_m baixos com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 2165 dias	1.24E+07	3.71E+06	1.40E+09	2.17E+07	1.62E+08	2922

Rodada 20	Poço produtor PH-02 apresenta VPI, Np e Qo_m baixos com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 2530 dias	1.19E+07	3.48E+06	1.34E+09	2.07E+07	1.57E+08	2922
Rodada 21	Poço produtor PH-02 apresenta VPI, Np e Qo_m baixos com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 2800 dias	1.15E+07	3.42E+06	1.30E+09	2.00E+07	1.52E+08	2922
Rodada 22	Poço produtor PH-02 apresenta VPI, Np e Qo_m baixos com Wp e WCUT alto	Conversão para poço injetor após 2300 dias	1.22E+07	3.60E+06	1.38E+09	2.13E+07	1.61E+08	2922
Rodada 23	Poço PH-11 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do injetor IHW-03 após 2165 dias	1.19E+07	2.85E+06	1.35E+09	1.98E+07	1.64E+08	2922
Rodada 24	Poço PH-11 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do injetor IHW-03 após 2300 dias	1.20E+07	3.02E+06	1.36E+09	2.01E+07	1.64E+08	2922
Rodada 25	Poço PH-12 apresenta Wp e WCUT altos com VPL, Np e Qo_m altos	Fechamento do poço PH-12 e do injetor IHW-04 após 2380 dias.	1.16E+07	2.09E+06	1.31E+09	1.84E+07	1.67E+08	2922
Rodada 26	Poço produtor PH-13 apresenta Np baixo e VPL alto	Conversão para poço injetor após 2700 dias	1.38E+07	3.97E+06	1.55E+09	2.42E+07	1.66E+08	3288
Rodada 27	Poço produtor PH-13 apresenta Np baixo e VPL alto	Conversão para poço injetor após 3040 dias	1.37E+07	3.71E+06	1.54E+09	2.35E+07	1.71E+08	3288
Rodada 28	Poço PH-11 apresenta as curvas de receita e custos marginais cruzando-se em data próxima a 3200 dias.	Fechamento deste produtor após 3200 dias.	1.37E+07	3.61E+06	1.54E+09	2.35E+07	1.71E+08	3280
Rodada 29	Poço PH-09 apresenta as curvas de receita e custos marginais cruzando-se em data próxima a 3600 dias.	Fechamento deste produtor acompanhando do injetor CPH-14 após 3625 dias.	1.37E+07	3.61E+06	1.54E+09	2.35E+07	1.71E+08	3280
Rodada 30	Poço PH-09 apresenta as curvas de receita e custos marginais cruzando-se em data próxima a 3600 dias.	Fechamento deste produtor após 3625 dias.	1.37E+07	3.61E+06	1.54E+09	2.35E+07	1.71E+08	3280
Rodada 31	Poço PH-09 foi fechado em 3600 dias. Será testado fechamento de injetor correlacionado.	Fechamento do poço injetor CPH-14 após 3200 dias	1.37E+07	3.56E+06	1.54E+09	2.33E+07	1.71E+08	3280
Rodada 32	Poço PH-09 foi fechado em 3600 dias. Será testado fechamento de injetor correlacionado.	Fechamento do poço injetor CPH-02 após 3200 dias	1.37E+07	3.53E+06	1.54E+09	2.31E+07	1.71E+08	3280
Rodada 33	Poço PH-08 apresenta WCUT alto. Fechamento de injetor correlacionado.	Fechamento do injetor IHW-07 após 3260 dias	1.37E+07	3.53E+06	1.54E+09	2.31E+07	1.71E+08	3280
Rodada 34	Poço PH-08 apresenta WCUT alto. Fechamento de injetor correlacionado.	Fechamento do injetor IHW-07 após 3620	1.39E+07	3.76E+06	1.57E+09	2.40E+07	1.71E+08	3280
Rodada 35	Região com potencial para abertura de novo poço de novo injetor. IHW-13	Injetor IHW-13 em 1800 dias	1.27E+07	2.63E+06	1.42E+09	2.07E+07	1.74E+08	2922
Rodada 36	Região com potencial para abertura de novo poço de novo injetor. IHW-14	Injetor IHW-14 em 1860 dias	1.42E+07	3.21E+06	1.58E+09	2.37E+07	1.74E+08	2922
Rodada 37	Região com potencial para abertura de novo poço de novo produtor. PH-15	Produtor PH-15 em 1800 dias	1.43E+07	3.04E+06	1.61E+09	2.35E+07	1.87E+08	2922
Rodada 38	Região com potencial para abertura de novo poço de novo produtor. PH-16	Produtor PH-16 em 1960 dias	1.43E+07	2.99E+06	1.62E+09	2.34E+07	1.87E+08	2922
Rodada 39	Região com potencial para abertura de novo poço de novo produtor. PH-17	Produtor PH-17 em 1960 dias	1.44E+07	2.82E+06	1.64E+09	2.35E+07	1.86E+08	2922

Anexo E

Tabela E.1 – Tabela de controle de alterações para a Etapa 5: Procedimento 5A.

Rodada	Comportamento Encontrado	Modificação	Np m³	Wp m³	Gp m³	Wi m³	VPL US\$	Pico (dias)
Inicial	Pressão de Saturação Média nos Poços em 1800 dias de 17500 kPa. Campo com presença de 20 poços.	sem modificações	1.16E+07	7.83E+06	1.31E+09	2.45E+07	1.05E+08	2922
R1	Modificações para o poço PH-14, presente na região 48 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-03) em 1900 dias	8.09E+06	3.57E+06	9.33E+08	1.49E+07	1.08E+08	2557
R2	Modificações para o poço PH-10, presente na região 38 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-10) em 2300 dias	7.92E+06	3.22E+06	9.16E+08	1.42E+07	1.13E+08	2557
R3	Modificações para o poço PH-12, presente na região 38 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-06) em 2000 dias	1.22E+07	6.46E+06	1.39E+09	2.34E+07	1.26E+08	3288
R4	Modificações para o poço PH-02, presente na região 36 do mapa.	Conversão em poço injetor após 2700 dias	1.28E+07	6.57E+06	1.46E+09	2.47E+07	1.24E+08	3288
R5	Modificações para o poço PH-02, presente na região 36 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2700 dias	1.24E+07	6.13E+06	1.41E+09	2.34E+07	1.34E+08	3288
R6	Poço PH-02 foi fechado, deve então ser testado o fechamento de poços injetores correlacionados	Fechamento do injetor IHW-04 em 2700 dias	1.19E+07	5.33E+06	1.37E+09	2.20E+07	1.37E+08	3288
R7	Modificações para o poço PH-07, presente na região 35 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.19E+07	5.33E+06	1.37E+09	2.20E+07	1.37E+08	3288
R8	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.19E+07	5.41E+06	1.35E+09	2.20E+07	1.34E+08	3288
R9	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2900 dias	1.19E+07	5.27E+06	1.37E+09	2.20E+07	1.33E+08	3288
R10	Modificações para o poço PH-01, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.20E+07	5.29E+06	1.38E+09	2.20E+07	1.38E+08	3288
R11	Modificações para o poço PH-08, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1860 dias	1.20E+07	5.22E+06	1.39E+09	2.20E+07	1.38E+08	3288
R12	Modificações para o poço PH-09, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1920 dias	1.21E+07	5.15E+06	1.39E+09	2.20E+07	1.39E+08	3288

R13	Fechamento do injetor IHV-02, por apresentar baixo rendimento	Fechamento deste injetor em 2500 dias	1.32E+07	5.10E+06	1.52E+09	2.35E+07	1.48E+08	3653
R14	Fechamento do injetor IHV-01, por apresentar baixo rendimento	Fechamento deste injetor em 2500 dias	1.23E+07	3.72E+06	1.42E+09	2.07E+07	1.48E+08	3653
R15	Locação de poço produtor PH-15 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 1800 dias	1.25E+07	3.46E+06	1.44E+09	2.07E+07	1.49E+08	3653
R16	Locação de poço produtor PH-16 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 1900 dias	1.25E+07	3.46E+06	1.44E+09	2.07E+07	1.45E+08	3653
R17	Locação do poço injetor IHV-13, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 1900 dias	1.42E+07	4.83E+06	1.62E+09	2.46E+07	1.59E+08	3653
R18	Locação do poço injetor IHV-14, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2000 dias	1.42E+07	3.92E+06	1.63E+09	2.39E+07	1.68E+08	3288
R19	Locação do poço injetor IHV-15, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2040 dias	1.47E+07	5.40E+06	1.67E+09	2.66E+07	1.55E+08	3288
R20	Modificações para o poço PH-12, presente na região 48 do mapa.	Conversão em poço injetor após 2600 dias	1.48E+07	4.51E+06	1.68E+09	2.54E+07	1.69E+08	3288
R21	Modificações para o poço PH-14, presente na região 47 do mapa.	Conversão em poço injetor após 2000 dias	1.61E+07	5.29E+06	1.81E+09	2.83E+07	1.79E+08	3288
R22	Modificações para o poço PH-10, presente na região 38 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2200 dias	1.63E+07	4.95E+06	1.82E+09	2.83E+07	1.85E+08	3288
R23	Modificações para o poço PH-15, presente na região 35 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.63E+07	5.03E+06	1.81E+09	2.83E+07	1.84E+08	3288
R24	Modificações para o poço PH-13, presente na região 32 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1980 dias	1.63E+07	4.92E+06	1.82E+09	2.83E+07	1.86E+08	3288
R25	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2090 dias	1.62E+07	5.05E+06	1.81E+09	2.83E+07	1.83E+08	3288

R26	Modificações para o poço PH-07, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2090 dias	1.63E+07	4.92E+06	1.82E+09	2.82E+07	1.82E+08	3288
R27	Fechamento do injetor IHW-12, por apresentar baixo rendimento	Fechamento deste injetor em 3100 dias	1.62E+07	4.75E+06	1.81E+09	2.78E+07	1.86E+08	3288
R28	Fechamento do injetor IHW-13, por apresentar baixo rendimento	Fechamento deste injetor em 3000 dias	1.61E+07	4.44E+06	1.80E+09	2.71E+07	1.87E+08	3288
R29	Fechamento do injetor IHW-07, por apresentar baixo rendimento	Fechamento deste injetor em 3000 dias	1.60E+07	4.20E+06	1.79E+09	2.66E+07	1.87E+08	3288
R30	Locação de poço produtor PH-16 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 2200 dias	1.61E+07	4.20E+06	1.80E+09	2.66E+07	1.85E+08	3288
R31	Locação do poço injetor IHW-15, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2200 dias	1.65E+07	5.99E+06	1.84E+09	2.92E+07	1.73E+08	3288
R32	Modificações para o poço PH-11, presente na região 38 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (CPH-14) em 2400 dias	1.53E+07	3.52E+06	1.72E+09	2.47E+07	1.83E+08	3288
R33	Modificações para o poço PH-15, presente na região 15 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.60E+07	4.26E+06	1.79E+09	2.66E+07	1.86E+08	3288
R34	Modificações para o poço PH-06, presente na região 32 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.59E+07	4.33E+06	1.79E+09	2.66E+07	1.84E+08	3288
R35	Modificações para o poço PH-07, presente na região 31 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.60E+07	4.20E+06	1.79E+09	2.66E+07	1.87E+08	3288
R36	A conversão do poço PH-12 deve ser desfeita, já que o injetor formado apresentam baixa eficiência. Ele deveria ser fechado logo após ter sido aberto.	Fechamento em 2600 dias	1.56E+07	3.52E+06	1.75E+09	2.51E+07	1.88E+08	3288
R37	Fechamento do injetor CPH-14, por apresentar baixo rendimento	Fechamento deste injetor em 3100 dias	1.54E+07	3.38E+06	1.74E+09	2.47E+07	1.87E+08	3288
R38	Locação de poço produtor PH-16 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 2200 dias	1.53E+07	4.02E+06	1.73E+09	2.52E+07	1.78E+08	3288
R39	Locação do poço injetor IHW-15, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2200 dias	1.60E+07	4.90E+06	1.78E+09	2.75E+07	1.72E+08	3288

Anexo F

Tabela F.1 – Tabela de controle de alterações para a Etapa 5: Procedimento 5B.

Rodada	Comportamento Encontrado	Modificação	Np m³	Wp m³	Gp m³	Wi m³	VPL US\$	Pico (dias)
Inicial	Pressão de Saturação Média nos Poços em 1800 dias de 17500 kPa. Campo com presença de 20 poços.	sem modificações	1.16E+07	7.83E+06	1.31E+09	2.45E+07	1.05E+08	2922
R1	Locação de poço produtor PH-15 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 1800 dias	1.18E+07	7.67E+06	1.33E+09	2.45E+07	1.05E+08	2922
R2	Locação de poço produtor PH-16 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 1900 dias	1.18E+07	7.67E+06	1.33E+09	2.45E+07	1.03E+08	2922
R3	Locação do poço injetor IHW-13, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 1900 dias	1.31E+07	7.98E+06	1.47E+09	2.68E+07	1.22E+08	2922
R4	Locação do poço injetor IHW-14, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2000 dias	1.42E+07	8.25E+06	1.59E+09	2.88E+07	1.33E+08	2922
R5	Locação do poço injetor IHW-15, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2040 dias	1.09E+07	4.20E+06	1.23E+09	2.04E+07	1.31E+08	2557
R6	Modificações para o poço PH-14, presente na região 48 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-03) em 1890 dias	1.34E+07	7.10E+06	1.51E+09	2.62E+07	1.19E+08	2922
R7	Modificações para o poço PH-14, presente na região 48 do mapa.	Conversão em poço injetor após 1890 dias	1.49E+07	8.63E+06	1.65E+09	3.09E+07	1.30E+08	2922
R8	Modificações para o poço PH-14, presente na região 48 do mapa.	Fechamento deste produtor em 1890 dias	1.45E+07	7.53E+06	1.62E+09	2.88E+07	1.28E+08	2922
R9	Modificações para o poço PH-10, presente na região 38 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-10) em 2300 dias	1.40E+07	7.18E+06	1.57E+09	2.73E+07	1.40E+08	2922
R10	Modificações para o poço PH-12, presente na região 38 do mapa.	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-06) em 2600 dias	1.39E+07	6.61E+06	1.56E+09	2.65E+07	1.38E+08	2922
R11	Modificações para o poço PH-12, presente na região 38 do mapa.	Conversão em poço injetor após 2300 dias	1.44E+07	7.33E+06	1.61E+09	2.86E+07	1.26E+08	2922
R12	Modificações para o poço PH-12, presente na região 38 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2300 dias	1.42E+07	6.77E+06	1.58E+09	2.73E+07	1.48E+08	2922

R13	Fechamento de poço injetor correlacionado ao poço produtor PH-12 (fechado)	Fechamento do injetor IHW-06 2300 dias	1.39E+07	5.81E+06	1.55E+09	2.57E+07	1.53E+08	2922
R14	Modificações para o poço PH-02, presente na região 36 do mapa.	Conversão deste produtor em 2700 dias	1.40E+07	5.68E+06	1.57E+09	2.60E+07	1.55E+08	2922
R15	Modificações para o poço PH-07, presente na região 35 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1980	1.39E+07	5.83E+06	1.55E+09	2.58E+07	1.52E+08	2922
R16	Fechamento de poço injetor correlacionado ao poço produtor PH-02 (fechado)	Fechamento de poço injetor correlacionado (IHW-04) em 2700 dias	1.66E+07	9.20E+06	1.84E+09	3.32E+07	1.48E+08	3288
R17	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1980 dias	1.40E+07	5.78E+06	1.57E+09	2.60E+07	1.54E+08	2922
R18	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2900 dias	1.35E+07	6.00E+06	1.51E+09	2.60E+07	1.40E+08	2922
R19	Modificações para o poço PH-01, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1980 dias	1.41E+07	5.62E+06	1.58E+09	2.60E+07	1.57E+08	2922
R20	Modificações para o poço PH-08, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2040 dias	1.42E+07	5.58E+06	1.59E+09	2.60E+07	1.57E+08	2922
R21	Modificações para o poço PH-09, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2100 dias	1.42E+07	5.52E+06	1.59E+09	2.60E+07	1.59E+08	2922
R22	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (IHW-02)	Fechamento deste poço injetor em 2600 dias	1.41E+07	5.06E+06	1.58E+09	2.52E+07	1.63E+08	2922
R23	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (IHW-01)	Fechamento deste poço injetor em 2500 dias	1.65E+07	7.46E+06	1.84E+09	3.11E+07	1.64E+08	3288
R24	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (IHW-03)	Fechamento deste poço injetor em 1890 dias	1.56E+07	5.58E+06	1.75E+09	2.76E+07	1.70E+08	3288
R25	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (IHW-04)	Fechamento deste poço injetor em 2700 dias	1.53E+07	4.59E+06	1.72E+09	2.62E+07	1.75E+08	3288

R26	Locação de poço produtor PH-16 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 2250 dias	1.53E+07	4.71E+06	1.72E+09	2.62E+07	1.71E+08	3288
R27	Locação do poço injetor IHW-15, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura 2250 dias	1.32E+07	3.64E+06	1.50E+09	2.26E+07	1.61E+08	2922
R28	Modificações para o poço PH-10, presente na região 38 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2200 dias	1.55E+07	4.36E+06	1.74E+09	2.61E+07	1.80E+08	3288
R29	Modificações para o poço PH-14, presente na região 47 do mapa.	Conversão em poço injetor após 2500 dias	1.62E+07	4.68E+06	1.81E+09	2.78E+07	1.76E+08	3288
R30	Modificações para o poço PH-14, presente na região 47 do mapa.	Fechamento deste produtor em 2500 dias	1.56E+07	4.19E+06	1.75E+09	2.61E+07	1.83E+08	3288
R31	Modificações para o poço PH-13, presente na região 36 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2160 dias	1.56E+07	4.18E+06	1.75E+09	2.61E+07	1.83E+08	3288
R32	Modificações para o poço PH-15, presente na região 35 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.55E+07	4.28E+06	1.74E+09	2.61E+07	1.72E+08	3288
R33	Modificações para o poço PH-11, presente na região 12 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2220 dias	1.56E+07	4.12E+06	1.76E+09	2.61E+07	1.82E+08	3288
R34	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2220 dias	1.55E+07	4.26E+06	1.74E+09	2.61E+07	1.81E+08	3288
R35	A conversão do poço PH-02 deve ser desfeita, já que o injetor formado apresentam baixa eficiência. Ele deveria ser fechado logo após ter sido aberto.	Fechamento em 2700 dias	1.56E+07	4.18E+06	1.75E+09	2.61E+07	1.74E+08	3288
R36	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (CPH-02)	Fechamento deste poço injetor 3000 dias	1.51E+07	3.77E+06	1.70E+09	2.49E+07	1.81E+08	3288
R37	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (IHW-12)	Fechamento deste poço injetor 3000 dias	1.54E+07	3.92E+06	1.73E+09	2.55E+07	1.82E+08	3288
R38	Locação de poço produtor PH-16 em área com alto índice de qualidade	Abertura em 2250 dias	1.56E+07	4.25E+06	1.75E+09	2.62E+07	1.80E+08	3288
R39	Locação do poço injetor IHW-15, locado vizinha a áreas com alto índice de qualidade	Abertura em 2250 dias	1.59E+07	5.44E+06	1.78E+09	2.85E+07	1.70E+08	3288

R40	Modificações para o poço PH-15, presente na região 35 do mapa.	Recompletação deste produtor em 1800 dias	1.55E+07	4.28E+06	1.74E+09	2.61E+07	1.72E+08	3288
R41	Modificações para o poço PH-11, presente na região 13 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2220 dias	1.56E+07	4.12E+06	1.76E+09	2.61E+07	1.82E+08	3288
R42	Modificações para o poço PH-08, presente na região 12 do mapa.	Fechamento deste produtor em 3000 dias	1.56E+07	3.99E+06	1.75E+09	2.61E+07	1.86E+08	3288
R43	Modificações para o poço PH-06, presente na região 12 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2220 dias	1.56E+07	4.07E+06	1.75E+09	2.61E+07	1.83E+08	3288
R44	Modificações para o poço PH-07, presente na região 11 do mapa.	Recompletação deste produtor em 2220 dias	1.56E+07	3.97E+06	1.75E+09	2.61E+07	1.76E+08	3288
R45	Fechamento de poço injetor por apresentar baixo rendimento (CPH-02)	Fechamento deste poço injetor 3300 dias	1.56E+07	3.97E+06	1.76E+09	2.61E+07	1.81E+08	3288