

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

**Otimização de Desempenho de Poços
Horizontais no Desenvolvimento de Campos
de Petróleo**

Autor: **Lincoln Nakajima**
Orientador: **Denis J. Schiozer**

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

Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo

Autor: **Lincoln Nakajima**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

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 do Petróleo.

Campinas, 2003
SP - Brasil

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Otimização de Desempenho de Poços
Horizontais no Desenvolvimento de Campos
de Petróleo**

Autor: **Lincoln Nakajima**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

**Prof. Dr. Denis J. Schiozer, Presidente
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP**

**Dr. Paulo Sérgio da Cruz
Petrobrás/UN-Rio**

**Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP**

Campinas, 25 de Agosto de 2003

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais.

Agradecimentos

A realização deste trabalho envolveu a ajuda de diversas pessoas e organizações, às quais gostaria muito de agradecer:

Ao Professor Denis José Schiozer, pelo estímulo, paciência, orientação e atenção.

Aos meus pais, Mario e Yukimi, pelo incentivo e apoio, principalmente nos momentos mais difíceis.

À CNPq pelo suporte financeiro.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Centro de Estudos de Petróleo que contribuíram, direta ou indiretamente, na realização desta dissertação.

Aos meus amigos do grupo UNISIM, pela amizade e auxílio.

Resumo

NAKAJIMA, Lincoln. *Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 128 p. Dissertação (Mestrado).

A definição da estratégia de produção é uma das tarefas mais importantes na engenharia de reservatórios e consiste em um processo bastante complexo devido à grande quantidade de variáveis envolvidas e à diversidade de objetivos. As variáveis estão relacionadas com características geológicas, fatores econômicos, e decisões como alocação de poços, número de poços produtores e injetores, condições operacionais e cronograma de abertura dos poços. Os objetivos dependem do tipo de análise e normalmente estão relacionados com a maximização de lucros, de produção, ou minimização de custos e riscos. Nos últimos anos, a utilização de poços horizontais nas estratégias de produção tem crescido, especialmente em campos marítimos, devido ao desenvolvimento tecnológico e às vantagens em relação aos tradicionais poços verticais. Poços horizontais, porém, possuem uma interação mais complicada com o reservatório, envolvendo uma maior quantidade de parâmetros, e tornando o estudo mais complexo. Este trabalho propõe uma metodologia para auxiliar o processo de otimização do desempenho de poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo, utilizando simulação numérica de reservatórios. Reservatórios com diferentes características são avaliados para tornar a metodologia mais abrangente.

Palavras Chave: Otimização de Estratégia, Desempenho de Poços Horizontais, Simulação Numérica de Reservatórios.

Abstract

NAKAJIMA, Lincoln. *Horizontal Wells Performance Optimization on Petroleum Fields Development*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 128 p. Dissertação (Mestrado).

The definition of a production strategy is one of the most important tasks in reservoir engineering. It is a complex process because it involves a high number of parameters and objectives. These parameters are basically related to geological characteristics, economic scenario, number of production and injection wells, well placement, operational conditions and well scheduling. The objectives depend on the type of analysis and they are usually related to profits and production maximization, costs minimization or both. In the last years, the use of horizontal wells on production strategies has increased significantly, especially in offshore production, due to technological improvement and advantages when compared to vertical wells. However, horizontal wells have a more complicated interaction with the reservoir, involving a greater number of variables, thus making decision process harder. This work presents a methodology to optimize performance of reservoirs developed with horizontal wells, by using numerical reservoir simulation to provide production forecast. Different reservoir models are simulated in order to draw general conclusions.

Key words: Strategy Optimization, Horizontal Well Performance, Reservoir Simulation

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract.....	vii
Índice	viii
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xvi
Nomenclatura	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação	3
1.2 Objetivo	5
Capítulo 2	6
Revisão Bibliográfica	6
2.1 Histórico de Poços Horizontais	6
2.2 Aplicações de Poços Horizontais	7
2.3 Desempenho e Produtividade de Poços Horizontais	11
2.4 Otimização de Desempenho de Poços	19

2.5 Gerenciamento de Reservatórios	20
2.5.1 Definição da Estratégia	21
2.5.2 Planejamento	22
2.5.3 Implementação	23
2.5.4 Inspeção e Monitoramento	23
2.5.5 Avaliação	24
2.5.6 Revisão dos Planos e Estratégias	24
2.6 Otimização Econômica de Estratégias de Produção	24
2.7 Ferramenta de Análise e Otimização de Desempenho de Poços	26
Capítulo 3	32
Metodologia	32
3.1 Mapa de Qualidade	33
3.2 Vizinhaça x Dependência	34
3.3 Análise de Grupo de Poços	35
3.4 Premissas	35
3.5 Procedimento de Otimização	36
3.5.1 Escolha do Cenário Econômico	38
3.5.2 Construção do Mapa de Qualidade	38
3.5.3 Análise da Estratégia	39
3.5.4 Classificação dos Poços e Ordem de Prioridade	39
3.5.5 Restrição de Poços Dependentes	40
3.5.6 Lista de Prioridades	41
3.5.7 Alterações	42
3.5.8 Análise do Campo, Poços Modificados e Grupo de Poços	43

Capítulo 4.....	45
Mapa de Qualidade.....	45
4.1 Método por Simulação Numérica	45
4.1.1 Abertura de um único poço vertical.....	46
4.1.2 Abertura de grupos de poços verticais simultaneamente	46
4.1.3 Abertura de grupo de poços horizontais.....	49
4.2 Método Analítico.....	50
4.3 Método por Sistema <i>Fuzzy</i>	54
Capítulo 5.....	58
Aplicações e Resultados – Mapa de Qualidade	58
5.1 Descrição dos Modelos	58
5.2 Comparação dos Métodos	60
5.2.1 Método por Simulação Numérica	60
5.2.2 Método Analítico.....	66
5.2.3 Método por Sistema <i>Fuzzy</i>	68
5.2.4 Comparação dos Mapas e Validação	68
5.3 Escolha da Estratégia Inicial	73
5.4 Mapa de Qualidade no Processo de Otimização	76
5.5 Considerações Finais – Mapa de Qualidade	85
Capítulo 6.....	87
Aplicações e Resultados	87
6.1 Caso A - Campo com canais de alta permeabilidade	89
6.2 Caso B – Campo com Barreiras de Permeabilidade	98
6.3 Vizinhaça x Dependência	105

6.4 Considerações Finais - Metodologia	109
Capítulo 7	111
Conclusões e Sugestões	111
7.1 Contribuições	111
7.2 Conclusões	112
7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	114
Referências Bibliográficas	115
Apêndice A.....	119
Dados Comuns aos Modelos Utilizados.....	119
Anexo I	121
Anexo II	124

Lista de Figuras

Figura 2-1 Formação de cone em poço vertical (a) e de crista em poço horizontal (b)- (Sherrard,1993).....	9
Figura 2-2 - Diferenças no fluxo de óleo entre poços horizontais e verticais (formação de cone) (Aguilera et all, 1991).....	9
Figura 2-3 - Sistema de fraturas: influência na produtividade dos poços (Aguilera et all, 1991) .	10
Figura 2-4 - Modelo físico do poço horizontal (Babu e Odeh, 1989)	14
Figura 2-5 - Esquema do fluxo no poço (Penmatcha et all, 1997)	18
Figura 2-6 – Etapas do processo de gerenciamento de reservatórios	21
Figura 2-7 – Fluxograma – Definição da estratégia inicial (Mezzomo e Schiozer, 2003)	25
Figura 2-8 – Fluxograma do WAPT (Schiozer et al, 2002)	26
Figura 2-9-Mapa de classificação(Schiozer et al, 2002)	29
Figura 2-10 – Ordem de prioridade de alteração(Schiozer et al, 2002).....	30
Figura 3-1- Fluxograma do processo de otimização.....	37
Figura 3-2- Procedimento para determinar lista de prioridade	41
Figura 3-3 - Procedimento de análise dos resultados das alterações	43
Figura 4-1 – Variação da posição do poço	46
Figura 4-2 – Exemplo de distribuição dos poços verticais na construção do mapa de qualidade .	47
Figura 4-3 – Distribuição dos poços em dois grupos	48
Figura 4-4 – Distribuição dos poços em quatro grupos	48
Figura 4-5- Exemplo de distribuição dos poços horizontais para a construção do mapa de qualidade	49

Figura 4-6 - Obtenção do mapa de qualidade final- cálculo da média das produções acumulada de óleo, em cada camada	50
Figura 4-7- Exemplo de uma área de drenagem escolhida arbitrariamente	52
Figura 4-8 - Cálculo da espessura do volume de drenagem.....	53
Figura 4-9 - Cálculo das propriedades do volume de drenagem	53
Figura 4-10 - Mapa de qualidade por sistema fuzzy.....	56
Figura 5-1 – Modelo do Campo de Namorado – Canais de alta permeabilidade e barreiras	59
Figura 5-2 – Modelo do Campo de Namorado – Canais de alta permeabilidade	59
Figura 5-3 – Variação da posição do poço – Mapa de saturação de óleo	61
Figura 5-4 – Mapa de Qualidade – 1 poço vertical	61
Figura 5-5 – Disposição dos poços verticais no reservatório – Mapa de saturação de óleo	62
Figura 5-6 – Mapa de Qualidade – 1 grupo de poços verticais	63
Figura 5-7 – 2 Grupos de poços utilizados – Mapas de saturação de óleo	63
Figura 5-8 – Mapa de Qualidade – 2 grupos de poços verticais.....	64
Figura 5-9 – 4 Grupos de poços utilizados – Mapa de saturação de óleo	64
Figura 5-10 – Mapa de Qualidade – 4 grupos de poços verticais.....	65
Figura 5-11 – Distribuição dos poços horizontais –Mapa de saturação de óleo	66
Figura 5-12 – Mapa de Qualidade – Método por Simulação Numérica	66
Figura 5-13 – Área de drenagem escolhida	67
Figura 5-14 – Mapa de Qualidade – Método Analítico	67
Figura 5-15 – Mapa de Qualidade – Método por Sistema Fuzzy	68
Figura 5-16 – Estratégia inicial. Poços produtores em branco e injetores em preto (mapa de saturação de óleo)	70
Figura 5-17 – Estratégia otimizada. Poços produtores em branco e injetores em preto (mapa de saturação de óleo)	70
Figura 5-18 – VPL x Índice de qualidade para os sete procedimentos	72
Figura 5-19 - Mapa de Qualidade – Estratégia inicial (produtores em preto e injetores em branco)	74
Figura 5-20 – Comparação entre as estratégias	75

Figura 5-21 – Mapa de classificação e ordem de prioridade sem o parâmetro mapa de qualidade	77
Figura 5-22 – Estratégia otimizada –Processo 1 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).	78
Figura 5-23 – Estratégia otimizada – Processo 2 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).	78
Figura 5-24 – Estratégia otimizada – Processo 3 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).	79
Figura 5-25 –Evolução do VPL para o processo 1 (33 simulações).....	80
Figura 5-26 - Evolução do VPL para o processo 2 (25 simulações)	81
Figura 5-27- Evolução do VPL para o processo 3 (18 simulações)	81
Figura 5-28 - Evolução do Np para o processo 1	82
Figura 5-29 - Evolução do Np para o processo 2	82
Figura 5-30 - Evolução do Np para o processo 3	83
Figura 5-31 - VPL x Np por rodada para cada processo	84
Figura 5-32 – Exemplo da influência do mapa de qualidade nas alterações	86
Figura 6-1 – Ordens de Prioridade.....	88
Figura 6-2 – Estratégia base (Mapa de Qualidade - produtores em preto e injetores em branco). ..	90
Figura 6-3 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 1 (produtores em preto e injetores em branco)	91
Figura 6-4 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 2 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).	92
Figura 6-5 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 3 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).	92
Figura 6-6 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 1(18 simulações)	94
Figura 6-7 - Evolução do VPL para ordem de prioridade 2 (21 simulações)	94
Figura 6-8 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 3(17 simulações)	95
Figura 6-9 – Evolução do Np para ordem de prioridade 1	95
Figura 6-10 – Evolução do Np para ordem de prioridade 2	96
Figura 6-11 – Evolução do Np para ordem de prioridade 3	96

Figura 6-12 - VPL x Np por rodada para cada ordem de prioridade	97
Figura 6-13 - Modelo do Campo de Namorado – Barreiras de Permeabilidade	98
Figura 6-14 – Estratégia Base (Mapa de Qualidade – produtores em preto e injetores em branco)	98
Figura 6-15 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 1 (produtores em preto e injetores em branco)	99
Figura 6-16 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 2 (produtores em preto e injetores em branco)	99
Figura 6-17 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 3 (produtores em preto e injetores em branco)	100
Figura 6-18 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 1 (25 simulações)	101
Figura 6-19 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 2 (30 simulações)	101
Figura 6-20 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 3 (19 simulações)	102
Figura 6-21 – Evolução do Np para ordem de prioridade 1	102
Figura 6-22 – Evolução do Np para ordem de prioridade 2	103
Figura 6-23 – Evolução do Np para ordem de prioridade 3	103
Figura 6-24 – VPL x Np por rodada para cada ordem de prioridade	104
Figura 6-25 – Relação entre Desvio Normalizado e a Distância de cada Poço.....	106
Figura 6-26 – Comparação entre processo – Alteração simples e alterações múltiplas – Evolução do VPL.....	107
Figura 6-27 - Comparação entre processo – Alteração simples e alterações múltiplas – Evolução do Np	108
Figura 6-28 - Comparação entre processo – Alteração simples e alterações múltiplas – VPL x Np por rodada	108

Lista de Tabelas

Tabela 2-1 - Critério de classificação (Schiozer, et al, 2002).....	28
Tabela 4-1 - Parâmetros de entrada - Proposições nebulosas	55
Tabela 5-1 – Comparação entre as estratégias inicial e final.....	71
Tabela 5-2 – Comparação entre os processos	84
Tabela 6-1 – Listas de Poços a serem modificados	89
Tabela 6-2 – Comparação entre as ordens de prioridade – Caso A.....	97
Tabela 6-3 – Comparação entre as ordens de prioridade – Caso B	104
Tabela 6-4 – Comparação entre distância e dependência para o poço PH-01 (campo com canais de alta permeabilidade)	105
Tabela 6-5 – Ações sugeridas	110
Tabela A-1 – Dados do Modelo de Simulação	119
Tabela A-2 – Cenário Econômico	120
Tabela A-3 – Condições Operacionais dos Poços	120

Nomenclatura

Letras Latinas

A	área de drenagem	m ²
a	comprimento do volume de drenagem na direção x	m
b	largura do volume de drenagem na direção y	m
C _H	fator geométrico	-
C _{tH}	custo de perfuração horizontal	US\$
G _p	volume acumulado de gás produzido em condições padrão	m ³
h	espessura do volume de drenagem	m
J	índice de produtividade	m ³ /(dia-psi)
k	permeabilidade absoluta	mD
k _h	permeabilidade horizontal	mD
k _v	permeabilidade vertical	mD
k _r	permeabilidade relativa	-
L	comprimento do poço	m
N _p	volume acumulado de óleo produzido em condições padrão	m ³
p	pressão	kgf/cm ²
p _r	pressão média do reservatório	kgf/cm ²
P _ç	preço do óleo	US\$
p _{wf}	pressão de fundo de poço	kgf/cm ²
q	vazão de produção de óleo	m ³ /dia
q _h	vazão de produção de óleo em poços horizontais	m ³ /dia

q_c	vazão crítica	m^3/dia
Q_c	vazão crítica por unidade de comprimento	$m^3/hr/m$
r_w	raio do poço	m
R_w	resistência ao fluxo no poço	-
S_o	saturação de óleo	-
S_R	pseudo fator de película	-
S_w	saturação de água	-
W_i	Volume acumulado de água injetado em condições padrão	m^3
W_p	Volume acumulado de água produzido em condições padrão	m^3
x_0	posição do poço	
y_0	posição do poço	
z_0	posição do poço	

Letras Gregas

ϕ	porosidade	
γ	peso específico	kgf/m^3
μ	viscosidade	cP
ρ	densidade	kg/m^3

Subscritos

h	horizontal
i	inicial
o	óleo
r	reservatório
sat	saturação
v	vertical

w	água
wf	poço

Siglas

5-spot	esquema de padrão cinco pontos
ANP	Agência Nacional de Petróleo
CR	coeficiente de retorno sobre o investimento
E&P	Exploração e Produção na indústria do petróleo
IP	índice de produtividade
PVT	análise de óleo, pressão-volume-temperatura
RGO	razão gás-óleo
TIR	taxa interna de retorno
VOIS	volume de óleo <i>in situ</i> em condições padrão
VPL	valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

A principal tarefa da engenharia de reservatórios é o gerenciamento do reservatório, cujo objetivo é definir a melhor estratégia de produção e recuperação de hidrocarbonetos em campos produtores de petróleo, visando, em geral, alcançar a máxima produção aliada a um maior retorno financeiro, considerando restrições físicas, operacionais e econômicas.

Definir a estratégia é um processo que requer muito tempo e esforço, pois é um problema que, devido à complexidade, não apresenta uma única solução, mas sim um conjunto de opções. A complexidade da análise de eficiência deve-se, basicamente, ao grande número de variáveis como: características do reservatório, número, tipo, posicionamento e condição de operação de poços, cronograma de abertura de poços, sistema de recuperação suplementar, e também às incertezas geológicas e econômicas envolvidas no processo de previsão de produção de campos de petróleo, entre outros. O processo de otimização envolve a minimização ou maximização de uma função-objetivo como, por exemplo, o valor presente líquido, os volumes de óleo, água ou gás produzidos, os custos ou uma combinação destes.

Na indústria de petróleo, o preço de venda de óleo e gás tem um importante papel na determinação dos lucros das empresas. Porém, o preço é uma variável que segue um processo

estocástico exógeno, ou seja, o seu valor varia de forma aleatória e é definido pelo mercado, e não pelas companhias, que possuem pouco controle sobre essa importante variável. Assim, para aumentar os lucros, as empresas devem buscar meios de minimizar os custos, maximizar produtividade e elevar a vida útil das reservas para manterem-se competitivas. Tal objetivo tem sido facilitado com o desenvolvimento tecnológico apresentado nos últimos anos.

Um dos aperfeiçoamentos resultantes desse avanço tecnológico é o da técnica de perfuração e completação de poços horizontais, que até então era pouco utilizada devido ao custo elevado e à falta de conhecimento técnico. A utilização de poços horizontais nas estratégias de produção tem sido um importante tema de estudo na indústria de petróleo por apresentar vantagens em relação aos tradicionais poços verticais. Dessas vantagens, podemos destacar sua maior produtividade e a capacidade de aumentar as reservas. Tais características podem ser atribuídas pela maior extensão do poço em contato com a camada produtora, uma vez que este contato não é limitado pela espessura da formação. Porém, pelo mesmo motivo, os poços horizontais também possuem uma interação mais complicada com o reservatório que os poços verticais.

Os parâmetros que afetam o desempenho do poço também envolvem um nível de incerteza mais alto comparado com os poços verticais. Poços horizontais são afetados pelas diferenças geológicas na direção horizontal, além de envolver uma maior variação devido às operações de perfuração e completação mais complexas. A aplicação de poços horizontais pode aumentar o potencial tanto de sucesso, quanto de fracasso.

O sucesso de projetos que envolvem poços horizontais necessita que os objetivos do gerenciamento estejam bem definidos, podendo incluir: aumento na taxa de produção, antecipação da produção das reservas, aumento da recuperação e drenagem da área por poço, redução do custo de produção das reservas. Esses objetivos podem ser alcançados através de:

1. Redução da produção de fluidos indesejados (conseqüentemente reduzindo os custos de facilidades);

2. Produção adicional aumentado as reservas do campo;
3. Redução do número de poços injetores e produtores necessários para o desenvolvimento de um novo campo ou reestruturação de estratégia de um campo já em fase de produção.

Alcançar esses objetivos de forma ótima requer o estudo aprofundado dos vários parâmetros que regem o comportamento deste tipo de poço, a fim de obter uma melhor compreensão da total interação do reservatório com o poço e o comportamento de fluxo.

O planejamento de recuperação de um reservatório depende do estágio de produção em que o reservatório se encontra. Quando um novo campo é considerado, o planejamento pode ser dividido, basicamente, em duas fases. Na primeira fase, a “escolha da estratégia”, realiza-se um estudo baseado em uma análise de dados do campo, que será utilizado na definição de parâmetros importantes associados à estratégia de recuperação, como tipo de poço (produtor ou injetor) e geometria do poço (vertical, horizontal ou inclinado). Este estudo também avaliará a necessidade de um método de recuperação secundária (injeção de água ou gás) ou de recuperação suplementar (térmico, químico, etc.). Diversos esquemas de produção/injeção definidos de acordo com o método de recuperação e o tipo de geometria dos poços também são avaliados. Esta tarefa pode ser realizada manualmente ou através de uma metodologia automática como a proposta por Mezzomo e Schiozer (2003). Este processo irá proporcionar uma estratégia base aceitável. Na segunda fase, a “definição da estratégia”, um processo de otimização é realizado sobre a primeira fase. O trabalho apresentado aqui lida com esta segunda fase, cujo objetivo é desenvolver uma metodologia para auxiliar o processo de otimização de estratégias pré-definidas, focando nos detalhes de cada poço.

1.1 Motivação

A busca pela administração ótima de um campo de petróleo é a principal preocupação na indústria de petróleo. Obter bons resultados exige que os objetivos a serem alcançados sejam bem definidos, o que pode ser realizado tanto a curto, quanto a longo prazo. Ganhos obtidos a curto

prazo podem ser elevados por meio do aumento da taxa de produção associado a uma redução do custo. Os de longo prazo são elevados através de uma alta taxa sustentada de produção e o aumento das reservas finais, que juntos aumentam o valor atual do recurso, ou através da produção das reservas em um período de tempo menor.

Os poços horizontais são ferramentas eficientes para aumentar a taxa de produção e elevar as reservas. Por esse motivo, são amplamente utilizados em campos marítimos, onde o custo de produção é muito mais alto e a necessidade de um melhor aproveitamento do campo é maior, a fim de viabilizar um projeto.

Da reserva brasileira provada, cerca de 1350 milhões m³ (dado ANP-31/12/2001), ou aproximadamente 90%, encontram-se em campos marítimos. A utilização de poços horizontais tem se tornado mais freqüente nos últimos anos devido ao aperfeiçoamento da técnica de perfuração e às suas vantagens. Além disso, a diferença entre o custo de um poço horizontal e um vertical tende a diminuir com o aumento da lâmina d'água, pois a perfuração do poço passa a ter um menor impacto no custo total, em relação aos demais custos. Desse modo, é de grande importância a realização de um estudo aprofundado dos parâmetros que governam o desempenho dos poços horizontais, de forma a identificar problemas e propor soluções, ainda na fase de previsão de produção realizados em simuladores, com o intuito de obter o máximo de desempenho desse tipo de poço e, conseqüentemente, promover um melhor aproveitamento das reservas.

O processo de otimização de uma estratégia de produção, no entanto, é um problema bastante complicado, principalmente, quando modelos complexos são considerados e um grande número de poços está envolvido. Diversos parâmetros relacionados aos perfis de produção, como as produções acumuladas de óleo, devem ser analisados, bem como as inúmeras alternativas para melhoria do desempenho dos poços, fazendo com que decisões sejam difíceis de serem realizadas.

Quando o processo de otimização é feito manualmente, é comum a análise de apenas um pequeno número de parâmetros, dificultando o processo de tomada de decisão e aumentando a possibilidade de que a solução encontrada não seja a ótima. Uma metodologia automática permite que um grande número de parâmetros seja avaliado ao mesmo tempo, auxiliando o processo de decisão, reduzindo o tempo necessário para otimização e aumentando a confiabilidade do processo.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo contribuir para o desenvolvimento uma metodologia automática para auxiliar o processo de otimização de estratégias de produção pré-definidas, e que utilizam poços horizontais. A metodologia é desenvolvida através da avaliação de desempenho de poços, grupo de poços e do campo, com base nas funções-objetivo selecionadas: valor presente líquido, produções acumuladas de óleo, água e gás, vazão média de óleo e mapa de qualidade. Neste trabalho são realizadas análises de desempenho de poços horizontais, permitindo que ações sejam sugeridas, de acordo com as funções-objetivo avaliadas, a fim de melhorar a produtividade dos poços. O conceito “mapa de qualidade” é estudado e implementado na metodologia, visando aprimorar e facilitar o processo de tomada de decisão. A dependência entre poços é introduzida como uma nova restrição para que poços sejam modificados simultaneamente. Reservatórios de diferentes características são avaliados para tornar a metodologia o mais abrangente possível.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Histórico de Poços Horizontais

No início dos anos 80, a tecnologia de poços horizontais ainda estava no estágio de desenvolvimento e sua utilização era limitada. Nos anos 90, a tecnologia amadureceu e sua aceitação na indústria de petróleo aumentou significativamente. Agora, a questão não é mais se poços horizontais devem ser perfurados, mas sim onde e quando devem ser perfurados. Do fim dos anos 80 até os dias de hoje, o uso de poços horizontais tem crescido e tornou-se uma importante ferramenta para o gerenciamento de reservatórios. A maioria dos poços horizontais encontra-se na América do Norte, mas sua utilização cresce em muitos campos ao redor do mundo, que apesar das diferentes necessidades tecnológicas devido às variadas condições geológicas, as metas a serem alcançadas são as mesmas: aumentar reservas, produtividade e reduzir custos e riscos.

Lacy *et al* (1992) apresentaram uma breve revisão do histórico de produção e aplicações de poços horizontais em diferentes reservatórios no mundo. A utilização de poços horizontais tem resultado em um aumento na produtividade de no mínimo 2 vezes em relação aos poços verticais e pode chegar a 25 vezes em determinados casos, como observado na formação de Devonian Shale, EUA, que apresenta baixa permeabilidade (0,03 mD) e baixa porosidade (2 a 3%).

A formação de Bakken Shale, EUA, que possui espessura que varia de 3 m a 11 m, é um típico caso de aplicação de poços horizontais em zonas delgadas. A produtividade do poço horizontal mostrou-se de 2 a 5 vezes maior que a produtividade de um poço vertical, também utilizado no campo. Da mesma forma, foi observado um aumento na produtividade em reservatórios naturalmente fraturados como nas formações de Austin Chalk, Texas, e de Devonian Shale, West Virginia, ambos nos Estados Unidos. No primeiro, a produtividade do poço horizontal foi de 2,5 a 7 vezes maior, enquanto no segundo, o aumento na produtividade foi de 4 a 25 vezes. Na formação de Orinoco Belt, Venezuela, poços horizontais foram utilizados para recuperação de óleo pesado, resultando em uma elevação da produtividade em 13 vezes.

Coffin (1993) realizou uma análise de 82 poços horizontais perfurados entre 1980 e 1992 cobrindo mais de 20 reservatórios em 13 países diferentes. As reservas desenvolvidas com poços horizontais apresentaram-se 2,5 vezes maior em relação àquelas desenvolvidas com poços verticais. Cerca de 84% dos poços foram classificados como bem sucedidos. As principais aplicações, em ordem de importância, foram: problemas de formação de cone, reservatórios fraturados e reservatórios com presença de capa de gás.

Na seção seguinte, serão apresentados os principais objetivos da utilização de poços horizontais e suas aplicações.

2.2 Aplicações de Poços Horizontais

O sucesso de projetos que envolvem poços horizontais necessita que os objetivos do gerenciamento estejam bem definidos. Poços horizontais têm sido largamente utilizados para alcançar os seguintes objetivos:

- I. Aumentar a produção de óleo ou gás, a partir de um mesmo custo de facilidades.

Sem um investimento adicional nas facilidades, a produção pode ser elevada. Esse fato é importante, principalmente em campos marítimos e em áreas remotas. Em reservatórios com

problemas de produção de água, os poços horizontais podem reduzir o influxo de água, aumentando a produção de óleo para uma mesma produção total de líquido.

II. Reduzir o número de poços injetores e produtores.

Devido à maior capacidade de produção e injeção, o número de poços utilizados pode ser menor, resultando na diminuição do tamanho e número de plataformas e, conseqüentemente, reduzindo o investimento inicial e os custos de operação.

III. Acessar reservas antes não alcançadas.

Em recuperação primária, poços horizontais podem, por exemplo, acessar reservas que se encontram sob cidades com um mínimo de perturbação na superfície. Em reservatórios com problema de influxo de água, os poços horizontais podem drenar áreas antes não drenadas.

Os poços horizontais são utilizados em qualquer fase da recuperação para atingir os objetivos mencionados acima e mostraram-se eficientes, sobretudo quando aplicados em reservatórios que apresentam problemas provenientes das características de escoamento dos fluidos e das características do reservatório, como:

1) Problema de formação de cone de água e/ou gás

Uma das principais vantagens da utilização de poços horizontais é a redução do problema de formação de cone de água ou gás. Devido a um menor fluxo por unidade comprimento do poço para uma dada taxa de produção, conseqüência de uma maior área de contato, o gradiente de pressão na vizinhança do poço é menor. Dessa forma, os poços horizontais tendem a atrair o contato óleo/água ou óleo/gás de modo mais uniforme, formando não um cone como poços verticais, mas sim uma crista, Figuras 2-1 e 2-2. Tem-se, então, uma maior produção de óleo para uma mesma produção total de líquido.

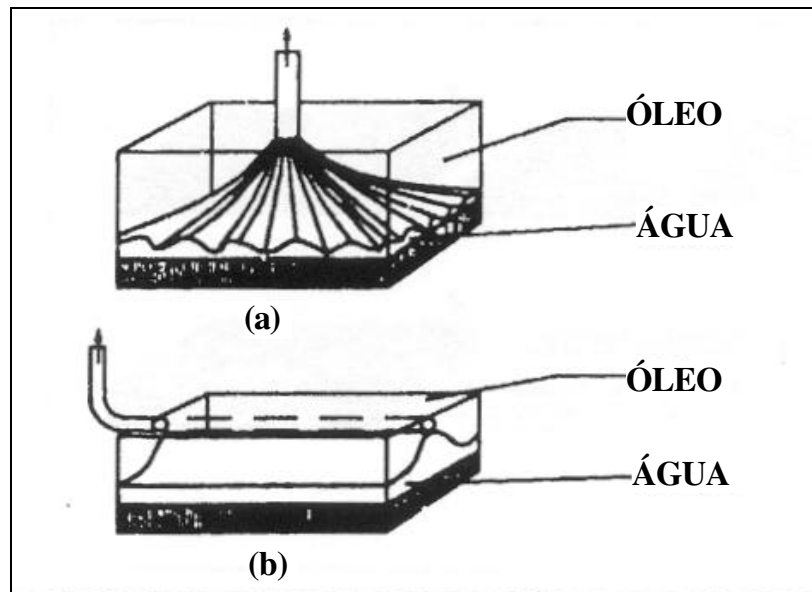


Figura 2-1 Formação de cone em poço vertical (a) e de crista em poço horizontal (b)-
(Sherrard, 1993)

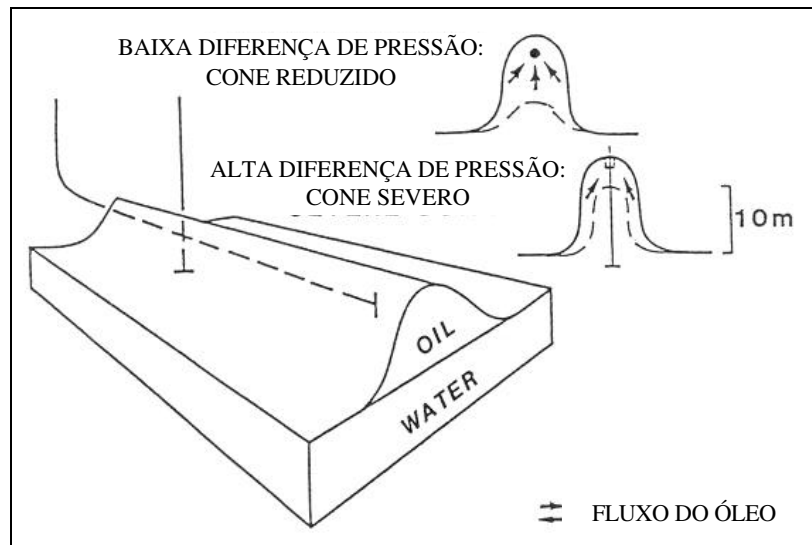


Figura 2-2 - Diferenças no fluxo de óleo entre poços horizontais e verticais (formação de cone)
(Aguilera et all, 1991)

2) Reservatório de baixa permeabilidade

Poços verticais não são capazes de produzir em reservatórios de baixa permeabilidade com uma vazão suficientemente alta. Neste caso, os poços horizontais podem ser usados para estimular o reservatório, criando um caminho para o fluxo através da formação.

3) Reservatórios delgados

Poços horizontais têm uma maior capacidade de produzir a taxas economicamente viáveis em zonas de pequena espessura em comparação aos poços verticais. Isso ocorre devido a uma maior extensão do poço em contato com a camada produtora.

4) Reservatórios naturalmente fraturados

Fraturas naturais presentes no reservatório tendem a elevar significativamente a produção de óleo e gás, fornecendo um caminho natural para o fluxo dos fluidos. Essa tendência aumenta com a utilização de poços horizontais, pois a probabilidade que essas fraturas sejam interceptadas é maior, Figura 2-3.

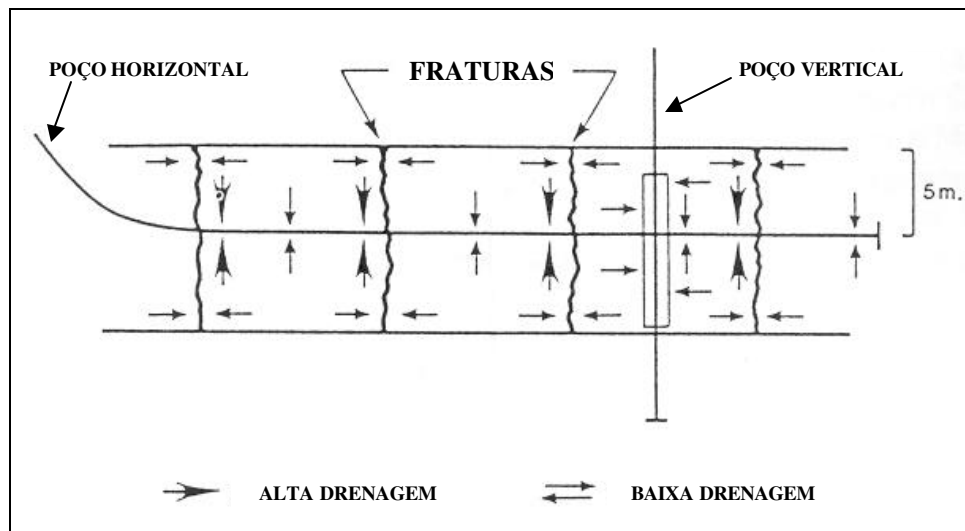


Figura 2-3 - Sistema de fraturas: influência na produtividade dos poços (Aguilera et al, 1991)

2.3 Desempenho e Produtividade de Poços Horizontais

O melhor desempenho de um poço horizontal, porém, tem um custo que pode alcançar até três vezes mais que o custo de um poço vertical convencional. Dessa forma, a aplicação ótima de poços horizontais tem grande importância econômica e o estudo de seu desempenho tem sido tema de diversos trabalhos.

Atualmente, a grande maioria dos poços que estão produzindo no mundo é vertical. A comparação entre a performance de poços horizontais e verticais é, portanto, inevitável e necessária, pois possibilita avaliar o ganho que pode ser obtido ao incluir um poço horizontal em uma estratégia de recuperação de um campo.

Giger (1987) propôs o conceito de relação de substituição, que indica o número de poços verticais necessários para produzir à mesma taxa que um único poço horizontal. Esse conceito é útil, pois permite calcular o efeito da produção de um poço horizontal e proporciona uma idéia de como desenvolver um campo de forma mais eficiente, utilizando esse tipo de poço.

Muitos autores têm desenvolvido equações para determinar a produtividade de poços horizontais sob o aspecto da engenharia de reservatório. Um modo simples de estudar um poço horizontal é considerá-lo como um poço vertical convencional com uma rotação de 90° , sem o efeito da gravidade. Nos modelos utilizados nas formulações, geralmente, são considerados um fluxo monofásico de fluido pouco compressível, reservatório homogêneo com espessura uniforme, e efeitos de gravidade e capilaridade desprezíveis. Porosidade e permeabilidade absoluta são constantes. O fluxo é uniforme ao longo do poço e como condição inicial, a pressão no reservatório é uniforme, e a princípio, os efeitos de estocagem e de película são desprezados.

Joshi (1987) formulou uma equação para prever o desempenho de poços horizontais considerando um fluxo monofásico em regime permanente, Equação 2.1. Esta equação possibilita comparar a produtividade entre poços horizontais e verticais, e avaliar a influência de parâmetros

como comprimento do poço, anisotropia, espessura da formação sobre a performance de poços horizontais.

$$q_h = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} k_h h \cdot p / (\mu B)}{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \left[\frac{(\beta h/2)^2 - \beta^2 \sigma^2}{\beta h r_w / 2} \right]} \quad \text{Equação 2.1}$$

para $L > \beta h$, $\delta < h/2$, e $L < 1.8r_{eh}$

onde :

$\beta = \sqrt{k_h / k_v}$	h = espessura do reservatório, ft
B = fator volume de formação, RB/STB	L = comprimento do poço horizontal, ft
d = excentricidade, ft	r_w = raio do poço, ft
$a = 0,5L[0,5 + \sqrt{0,25 + (2r_{eh}/L)^4}]^{0,5}$, ft	p = pressão, psi

Um estudo demonstrou que longos poços horizontais são equivalentes a poços verticais estimulados com longas fraturas. Para um reservatório com 50 ft de espessura, por exemplo, o desempenho do poço horizontal se aproxima do poço vertical estimulado quando a razão entre a permeabilidade vertical e horizontal é igual a uma unidade, isto é, quando o meio é isotrópico. Esta particularidade pode ocorrer em reservatórios naturalmente fraturados. Entretanto, se a razão entre as permeabilidades for igual a 0,1 (meio anisotrópico), o desempenho dos poços verticais é significativamente melhor que poços horizontais. Porém, obter as condições necessárias para que os poços verticais sejam satisfatoriamente produtivos, como criar longas fraturas, é difícil e custoso.

O trabalho também incluiu uma análise dos efeitos de parâmetros como: espessura do reservatório, anisotropia e excentricidade do poço. Esse estudo foi realizado em termos de índice de produtividade, obtido através da equação desenvolvida para cálculo da produção de poços horizontais. Dessa análise, observou-se que a produtividade em reservatórios delgados é maior em relação aos espessos, assim como a presença de baixa anisotropia (valor da razão entre a permeabilidade vertical e horizontal próximo de uma unidade), também proporciona um melhor desempenho dos poços horizontais. Porém, a excentricidade (distância vertical entre o centro do

poço e o centro do reservatório no plano vertical) foi um parâmetro que apresentou pouca influência sobre a performance do poço, ou seja, um desvio no posicionamento do poço durante a perfuração não afeta a produtividade do poço de modo significativo.

A equação para o cálculo da produtividade em regime permanente foi modificada por Renard e Dupuy (1990) para incluir o efeito de película. Este trabalho concluiu que o efeito de película não é tão pronunciado em poços horizontais quanto em poços verticais por causa do baixo índice de produtividade por comprimento do poço.

Babu e Odeh (1989) formularam uma equação (Equação 2.2) no qual consideram um regime pseudo-permanente utilizando fator de forma para permitir que o poço possa ser alocado arbitrariamente dentro de uma área de drenagem (Figura 2-4).

$$q_h = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} b \sqrt{k_x k_y} (\bar{p}_r - p_{wf})}{B\mu \left[\ln \left(\frac{A^{1/2}}{r_w} \right) + \ln(C_H) - 0,75 + S_R \right]} \quad \text{Equação 2.2}$$

onde $\bar{p}_r$ = pressão média do reservatório, psi
 p_{wf} = pressão no fundo do poço, psi
 B = fator volume de formação, bbl/STB
 μ = viscosidade, cp
 C_H = fator geométrico
 r_w = raio do poço, ft
 S_R = pseudo fator de película
 h = espessura da formação, ft
 a = comprimento do reservatório (direção x), ft
 b = largura do reservatório (direção y), ft
 L = comprimento do poço, ft
 x_0, y_0, z_0 = posição do poço
 q_h = vazão de produção, STB/dia

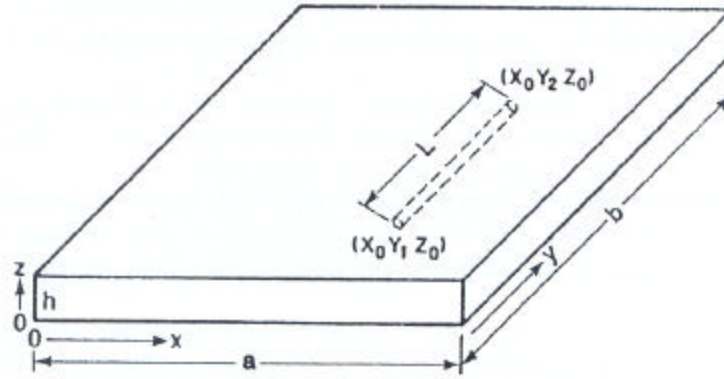


Figura 2-4 - Modelo físico do poço horizontal (Babu e Odeh, 1989)

O poço horizontal é perfurado em um volume em forma de caixa, paralelo à direção y, onde a área de drenagem é ah , enquanto para o poço vertical, a área de drenagem é ab . O fator geométrico (em unidades de campo) apresentado por Babu e Odeh é apresentado a seguir:

$$\ln(C_H) = 6,28 \frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[\frac{1}{3} - \frac{x_0}{a} + \left(\frac{x_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \sin \left[\frac{180^\circ z_0}{h} \right] - 0,5 \ln \left[\frac{a}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right] - 1,088 \quad \text{Equação 2.3}$$

O índice de produtividade, IP, é dado por:

$$IP = \frac{7,08 \cdot 10^{-3} b \sqrt{k_x k_y}}{B\mu \left[\ln \left(\frac{C_H A^{1/2}}{r_w} \right) - 0,75 + S_R \right]} \quad \text{Equação 2.4}$$

Caso 1

$$\frac{a}{\sqrt{k_x}} \geq \frac{0,75b}{\sqrt{k_y}} > \frac{0,75h}{\sqrt{k_z}} \quad \text{Equação 2.5}$$

$$PXYZ = \left[\frac{b}{L} - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{h}{r_w} \right) + 0.25 \cdot \ln \left(\frac{k_x}{k_z} \right) - 1.05 \right] \quad \text{Equação 2.6}$$

$$PXY' = \frac{2b^2}{Lh} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left[F \left(\frac{L}{2b} \right) + 0.5 \left[F \left(\frac{4y_0 + L}{2b} \right) - F \left(\frac{4y_0 - L}{2b} \right) \right] \right] \quad \text{Equação 2.7}$$

$$\text{se } \frac{4y_0 - L}{2b} \leq 1$$

$$F \left(\frac{4y_0 - L}{2b} \right) = - \left(\frac{4y_0 - L}{2b} \right) \left[0.145 + \ln \left(\frac{4y_0 - L}{2b} \right) - 0.135 \left(\frac{4y_0 - L}{2b} \right)^2 \right] \quad \text{Equação 2.8}$$

$$F \left(\frac{4y_0 + L}{2b} \right) = \left(2 - \frac{4y_0 + L}{2b} \right) \left[0.145 + \ln \left(2 - \frac{4y_0 + L}{2b} \right) - 0.135 \left(2 - \frac{4y_0 + L}{2b} \right)^2 \right] \quad \text{Equação 2.9}$$

$$\text{Para } \frac{4y_0 - L}{2b} > 1,$$

$$F \left(\frac{4y_0 - L}{2b} \right) = \left(2 - \frac{4y_0 - L}{2b} \right) \left[0.145 + \ln \left(2 - \frac{4y_0 - L}{2b} \right) - 0.135 \left(2 - \frac{4y_0 - L}{2b} \right)^2 \right] \quad \text{Equação 2.10}$$

$$S_R = PXYZ + PXY' \quad \text{Equação 2.11}$$

Caso 2

$$\frac{b}{\sqrt{k_y}} \geq \frac{1.33a}{\sqrt{k_x}} > \frac{h}{\sqrt{k_z}} \quad \text{Equação 2.12}$$

$$PY = \frac{6.28b^2}{ah} \frac{\sqrt{k_x k_y}}{k_y} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{y_0}{b} + \frac{y_0^2}{b^2} \right) + \frac{L}{24b} \left(\frac{L}{b} - 3 \right) \right] \quad \text{Equação 2.13}$$

$$S_R = PXYZ + PY + PXY \quad \text{Equação 2.14}$$

As equações para o modelo de fluxo monofásico em regime permanente são úteis para uma avaliação inicial e comparação da produtividade de poços horizontais e verticais. Entretanto, há certas ocasiões em que é desejável determinar a produção de um reservatório sujeito a uma condição de contorno como capa de gás, aquífero, área de drenagem finita, entre outros. Autores como Babu e Odeh (1989), Goode e Wilkinson (1989), Godbole *et al* (1988) utilizaram fluxo multi-fásico e regime pseudo-permanente para o cálculo da produtividade ao considerar as condições de contorno mencionadas. O efeito da capa de gás ou a presença de mecanismo de influxo de aquífero foi estudado por Kuchuk *et al* (1990) para um reservatório infinito e por Ozkan e Raghavan (1990) para um reservatório selado. Dependendo da distância entre o poço e a fronteira de pressão constante, um comportamento de pressão estacionário pode desenvolver-se bastante rápido. Por este motivo é importante determinar o tipo de fronteira ao redor do poço, uma vez que a intensidade do fenômeno de formação de cone depende do diferencial de pressão na vizinhança do poço.

Chaperon (1986) apresentou uma equação para calcular a vazão crítica de poços horizontais em situações com problema de formação de cone, Equação 2.15. Esta formulação é importante para estabelecer as condições de operação do poço. A vazão crítica representa a vazão máxima que o poço pode produzir sem que haja formação de cone. Esta vazão é maior nos poços horizontais que, por este motivo, têm sido utilizados com sucesso para recuperação de óleo onde a formação de cone de água ou gás limita a produtividade de poços verticais.

$$Q_c = 3,486 \cdot 10^{-5} \Delta p h_{ol} \frac{k_h}{\mu} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2} q_c \left(\frac{X_A}{h_{ol}} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2} \right) \quad \text{Equação 2.15}$$

O estudo indicou que quanto mais longo o poço horizontal, maior é a vazão crítica. Esta formulação é simples e pode ser usada para selecionar poços horizontais em potencial. Porém, é necessário utilizar a simulação numérica de reservatórios para obter uma estimativa mais precisa da vazão crítica e do tempo que a água e/ou gás levam para atingir o poço. Conhecer esses parâmetros, sobretudo o tempo de erupção, é muito importante para um gerenciamento mais

eficiente do poço, aumentando sua vida útil e, conseqüentemente, levando a uma maior recuperação acumulada de óleo.

Em reservatórios com influxo de aquífero, Karoher *et al* (1986) apresentaram a seguinte equação para a vazão crítica:

$$q_c = \frac{3 k_h \Delta \rho g D}{2 \mu B} \left[\sqrt{1 + \frac{16 h_s}{3 D^2}} - 1 \right] \quad \text{Equação 2.16}$$

A formação de cone de água e gás também foi tema de estudo de Wagenhofer e Hatzignatiou (1996) cujo objetivo foi determinar a melhor localização do poço horizontal, considerando os contatos óleo e água, e óleo e gás. O trabalho foi acompanhado por uma análise de sensibilidade para avaliar a influência de várias propriedades de rocha e de fluidos como viscosidade, densidade, permeabilidade, anisotropia, distância entre o poço e os contatos, sobre o tempo de erupção. Do resultado deste trabalho, conclui-se que a maior produtividade será alcançada quando o poço horizontal for posicionado em um local em que o tempo de erupção da água e do gás seja o mesmo, isto é, a água e o gás devem atingir o poço ao mesmo tempo. Em relação à influência das propriedades analisadas, observou-se que a permeabilidade horizontal tem grande influência no tempo de erupção, porém pouca na localização do poço. A vazão, viscosidade, fator volume de formação do óleo, diferença de densidade entre o óleo e a água, intervalo de completação do poço, taxa de mobilidade óleo-água e a altura da coluna de água são os maiores fatores que afetam a localização do poço e o tempo de erupção.

Muitos dos trabalhos desenvolvidos assumem que o poço horizontal é infinitamente condutivo ou que o fluxo é uniforme ao longo do poço. Neste caso, o aumento do comprimento do poço horizontal eleva a vazão crítica e, conseqüentemente, a produtividade, levando a um resultado superestimado. Porém, o fluxo no poço está sujeito a uma ação de resistência devido ao atrito, o que compromete a produtividade do poço. Considerando o atrito, Penmatcha, Arbabi e Aziz (1997) estudaram a queda de pressão ao longo de poços horizontais e desenvolveram uma

metodologia para calcular o comprimento ótimo. Este é um parâmetro importante na análise de desempenho de poços horizontais, uma vez que afeta tanto a produtividade quanto os custos.

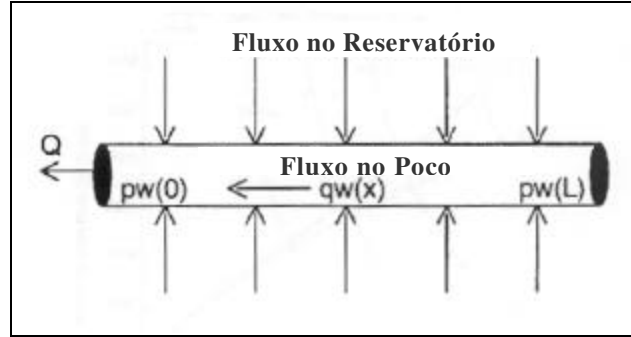


Figura 2-5 - Esquema do fluxo no poço (Penmatcha et all, 1997)

O comprimento ótimo é definido como o comprimento do poço horizontal, em um dado reservatório, que proporciona o máximo de rendimento, considerando a perda de carga. Por causa dos efeitos do atrito, o acréscimo na recuperação de óleo cai com o aumento do comprimento. Porém, os custos de perfuração e completação aumentam de forma quase linear com o aumento do comprimento do poço. Por este motivo, há um comprimento que maximiza os rendimentos.

$$L_{otimo} = \frac{1}{\sqrt{J_s R_w}} \cosh^{-1} \left(\sqrt{\frac{P_{\xi_{oleo}} J_s \Delta p_0 F(t, I)}{C t_H}} \right) \quad \text{Equação 2.17}$$

onde $F(t, I) = \sum_{i=1}^t \frac{1}{(1 + I)^i}$

I = taxa interna de retorno

t = tempo de produção

Δp_0 = diferença de pressão entre o início e o fim da seção horizontal do poço

2.4 Otimização de Desempenho de Poços

Diversos estudos têm sido realizados para prever e otimizar desempenho de poços. O foco principal é a determinação do melhor posicionamento.

Aanonsen *et al.* (1995) propôs um método de alocação de poços sob incertezas geológicas baseado em superfícies de respostas e planejamento de experimento. Múltipla regressão e krigagem foram utilizadas para reduzir o número de simulações.

O posicionamento ótimo de poços horizontais em relação aos contatos óleo-água e óleo-gás foi proposto por Wagenhofer and Hatzigmatiou (1996). O trabalho consistia na avaliação do tempo de erupção simultânea de água e gás para definir a melhor posição do poço horizontal, proporcionando uma maior produção de óleo, pré-erupção. Vazão, viscosidade e fator volume de formação do óleo, diferença entre densidade do óleo e da água, comprimento do poço, razão mobilidade óleo-água e altura da coluna de água foram os principais fatores que afetaram a localização do poço horizontal.

Bittencourt e Horne (1997) desenvolveram um algoritmo híbrido baseado em métodos diretos como algoritmo genético, busca *Polytope* e busca Tabu. O algoritmo foi utilizado para determinar uma re-alocação ótima de poços, através da avaliação de uma função-objetivo, envolvendo análises de fluxo de caixa. Na mesma linha de pesquisa, Güyagüler e Horne (2001) e Montes *et al.* (2001) também utilizaram algoritmo genético para otimizar a localização de poços.

Cruz *et al.* (1999) introduziram o conceito de mapa de qualidade. Este mapa indica o potencial de produção de um reservatório e pode ser utilizado para comparar reservatórios, classificar realizações estocásticas e incluir incertezas do reservatório no processo de decisão para o planejamento de uma estratégia de recuperação. O mapa é gerado através de simulações de fluxo, variando o posicionamento de um único poço de forma a cobrir todo o reservatório. A cada simulação, a qualidade da célula em que o poço está alocado é avaliada. Esta metodologia será discutida com mais detalhes posteriormente.

Uma metodologia para otimizar o número e localização de poços em novos campos foi desenvolvida por Pedroso e Schiozer (2000). A metodologia é aplicada em reservatórios em estágio de recuperação primária desenvolvidos com poços verticais. O trabalho utiliza computação paralela com objetivo de acelerar o processo de otimização. Mezzomo e Schiozer (2002) propuseram um procedimento de otimização que utiliza previsões de produção e injeção, geradas através de simulação de reservatório, para avaliação da função-objetivo VPL. A metodologia tem como objetivo auxiliar o processo de decisão, determinando um número adequado de poços produtores e injetores, e um cronograma de abertura, utilizando um número reduzido de simulações.

Moreno e Schiozer (2002) desenvolveram uma metodologia para otimizar uma estratégia de produção pré-definida. O desempenho de poços é classificado sob os seguintes parâmetros: valor presente líquido, produção acumulada de óleo, água e gás, tempo de produção, injeção acumulada de água, a fim de determinar as alterações a serem realizadas nos poços. O conceito de vizinhança de poços foi também introduzido para permitir mudanças simultâneas, reduzindo assim o número de simulações.

2.5 Gerenciamento de Reservatórios

O principal objetivo do gerenciamento de reservatórios é obter o máximo retorno financeiro de um campo de petróleo, baseado em informações e conhecimentos das condições físicas do reservatório, do ambiente, da tecnologia e do cenário econômico. O processo de gerenciamento envolve várias etapas dependentes entre si, o que exige uma perfeita integração para que o sucesso seja alcançado, além de apresentar uma característica dinâmica e contínua. Conforme dados adicionais são obtidos, o plano de gerenciamento é refinado e implementado com as alterações apropriadas.

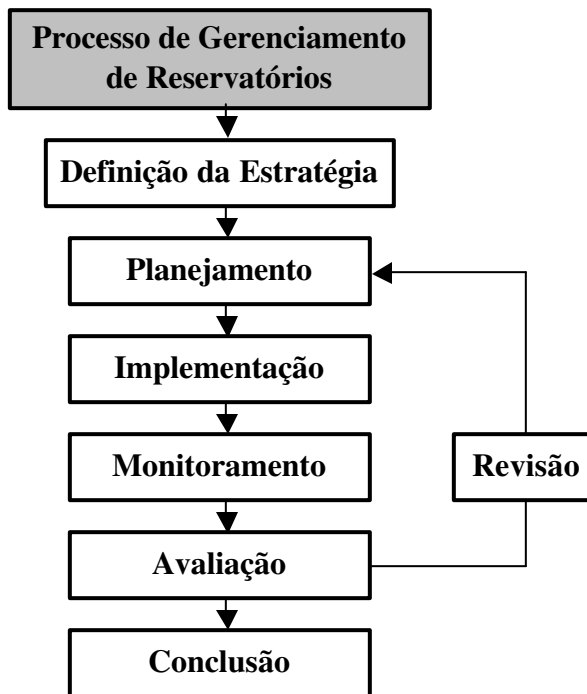


Figura 2-6 – Etapas do processo de gerenciamento de reservatórios

2.5.1 Definição da Estratégia

A primeira etapa do gerenciamento de reservatórios é reconhecer as necessidades e determinar os objetivos. Os elementos-chave para definição dos objetivos são:

- Características do reservatório - a natureza do reservatório a ser gerenciado é de grande importância para definição da estratégia, o que necessita conhecimento da geologia, propriedades de rocha e fluido, mecanismos de fluxo e recuperação, perfuração e completação, e históricos de produção.
- Ambiente - o ambiente a ser avaliado pode ser dividido em três níveis: empresa, financeira e social.

- Tecnologia disponível – o gerenciamento depende da confiabilidade e utilização adequada da tecnologia a ser aplicada na exploração, perfuração, completação, e nos processos de recuperação e produção.

O conhecimento de cada um desses elementos é pré-requisito para estabelecer estratégias para o gerenciamento de reservatórios.

2.5.2 Planejamento

A formulação de um plano de gerenciamento compreensível é essencial para o sucesso de um projeto e deve ser realizado de forma cuidadosa, envolvendo muitos passos.

1. Estratégia de desenvolvimento de produção: o aspecto mais importante do gerenciamento de reservatórios trata de estratégias de recuperação, o que dependerá do estágio em que o reservatório se encontra.
2. Considerações ambientais: o desenvolvimento e a operação do campo devem incluir considerações ambientais e ecológicas, e restrições governamentais.
3. Aquisição de dados e análises: o processo de gerenciamento requer um conhecimento do reservatório que deve ser obtido através de uma aquisição de dados integrada, necessária antes e durante a produção, e um programa de análises.
4. Estudos de modelos geológicos e numéricos: o modelo geológico é obtido através da extrapolação de dados, medidos localmente, para todo campo, utilizando diversos recursos. Este modelo é, então, usado para gerar modelos para simulação de reservatórios necessários para realizar previsões de produção e reservas.
5. Previsões de produção e reservas: a viabilidade econômica de um projeto de recuperação de petróleo é fortemente influenciada pelo desempenho de produção sob

condições de operação atuais e futuras. Portanto, a avaliação do desempenho do reservatório e a previsão do comportamento no futuro são aspectos essenciais para o processo de gerenciamento. Diversos métodos são utilizados para analisar o desempenho de um reservatório e estimar reservas. Os simuladores de reservatórios possuem um importante papel nos planos iniciais de desenvolvimento, ajuste de histórico e otimização de produção, e planejamento de projetos de recuperação suplementar.

6. Facilidades: as facilidades são os elos físicos com o reservatório. Tudo o que é realizado no reservatório é feito através das facilidades, que incluem perfuração, completação, bombeamento, injeção, processamento, e armazenagem. O projeto apropriado e manutenção das facilidades têm uma grande influência na lucratividade. As facilidades devem ser capazes de suprir o plano de gerenciamento, mas não devem ser dispendiosas.

2.5.3 Implementação

Uma vez que os objetivos foram definidos e um plano de gerenciamento foi desenvolvido, o próximo passo é a implementação do plano, cuja primeira etapa envolve um plano de ação, que deve ser flexível, permitindo adaptações e ajustes. Há necessidade de uma total integração entre os planejadores e os executores do plano para que o sucesso seja alcançado.

2.5.4 Inspeção e Monitoramento

O gerenciamento exige um constante monitoramento e inspeção do desempenho do reservatório para determinar se a performance está conforme o plano. O monitoramento e inspeção envolvem a aquisição de dados o que inclui: produção de óleo, água e gás; injeção de água/gás; pressões de fundo de poço; testes de produção e injeção.

2.5.5 Avaliação

O plano deve ser avaliado periodicamente para assegurar que está sendo seguido, que está funcionando corretamente, e que ainda é o melhor plano. A avaliação consiste na comparação entre o desempenho real do reservatório e o comportamento previsto. Porém, é preciso estabelecer critérios técnicos e econômicos para determinar o sucesso do projeto. O projeto poderá ter sucesso tecnicamente, mas ser um fracasso economicamente.

2.5.6 Revisão dos Planos e Estratégias

A revisão dos planos e estratégias é necessária quando o desempenho do reservatório não obedece ao plano de gerenciamento ou quando há mudanças nas condições externas.

2.6 Otimização Econômica de Estratégias de Produção

O sucesso de um projeto depende de um plano adequado de recuperação de um reservatório. O plano exige análise cuidadosa, esforço, tempo e deve ser desenvolvido passo a passo. O primeiro aspecto está relacionado à estratégia de produção, que depende do estágio em que o reservatório se encontra. Quando o planejamento é baseado em um novo campo, o processo pode ser dividido, basicamente, em duas fases. Na primeira, deve-se escolher a estratégia, onde o número, espaçamento, configuração e cronograma de abertura de poços são determinados, já proporcionando uma estratégia aceitável. A segunda fase é a definição da estratégia, onde a estratégia escolhida anteriormente é otimizada. Mudanças na posição, completção, comprimento e cronograma de abertura de poços são considerados.

Mezzomo e Schiozer (2003) desenvolveram uma metodologia automática para definir a estratégia inicial (Fase 1). A metodologia é dividida em seis passos, apresentados na Figura 2-7.

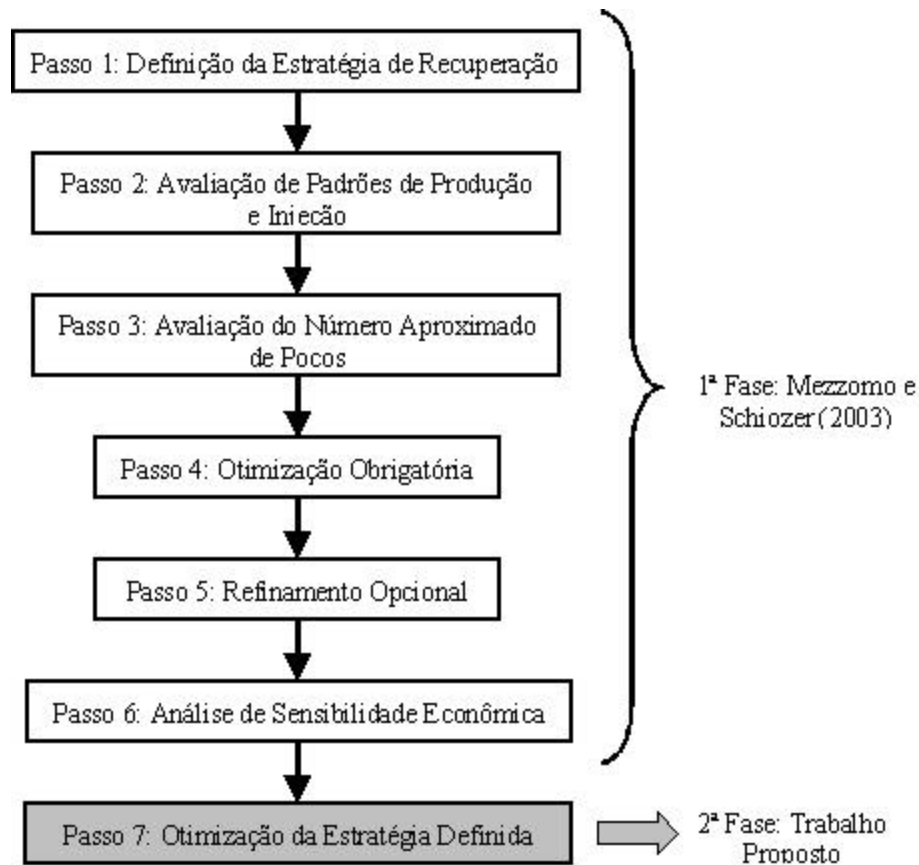


Figura 2-7 – Fluxograma – Definição da estratégia inicial (Mezzomo e Schiozer, 2003)

A metodologia desenvolvida neste trabalho refere-se a um sétimo passo (2ª Fase), onde a estratégia previamente definida é otimizada. Esta otimização é realizada através de análises econômicas e envolve os seguintes passos:

1. Determinação da função-objetivo: tempo de retorno do investimento (pay-out), valor presente líquido, valor presente de receita, valor presente de investimento, taxa interna de retorno;
2. Formulação do cenário econômico;
3. Aquisição de dados: produção, custos, investimentos, operação, preços gás/óleo;
4. Realização da análise econômica;
5. Otimização

Geralmente, a função-objetivo escolhida para o processo de otimização é o valor presente líquido (VPL) para o campo, uma vez que seu cálculo considera investimentos, receitas, custos, preços de óleo e gás, taxa interna de retorno e taxas governamentais. A maximização do VPL, entretanto, depende do cenário econômico que influenciará o planejamento da estratégia. Se o preço do óleo está alto, um VPL ótimo pode ser alcançado através do aumento da recuperação do óleo, mesmo que demande maiores investimentos e custos. Por outro lado, um preço baixo pode privilegiar diminuição de custos através da redução de produção e injeção de água ou número de poços, mesmo que cause uma diminuição da produção de óleo.

2.7 Ferramenta de Análise e Otimização de Desempenho de Poços

A otimização de estratégias de produção é tema de um projeto em desenvolvimento no Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP, onde foi desenvolvido um programa denominado WAPT (Schiozer *et al*, 2002). Este projeto tem como objetivo desenvolver uma ferramenta automática (Figura 2-8) para auxiliar a análise e otimização de estratégias de produção. Devido à complexidade do problema, a proposta do projeto é tentar melhorar estratégias previamente escolhidas, já consideradas aceitáveis (refinamento da Figura 2.7).

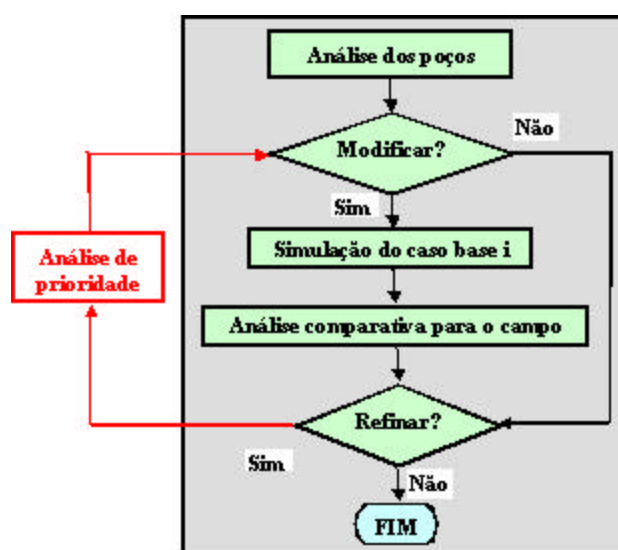


Figura 2-8 – Fluxograma do WAPT (Schiozer *et al*, 2002)

A metodologia baseia-se na análise de desempenho de poços produtores verticais, utilizando seis indicadores:

1. VPL – Valor Presente Líquido. O Valor Presente Líquido de cada poço produtor é calculado e avaliado em relação aos demais poços produtores para determinar quais são os de pior desempenho.
2. Np – Produção Acumulada de Óleo. Cada poço é também avaliado conforme a quantidade total de óleo produzida durante o tempo simulado.
3. Qo médio – Vazão Média de Óleo. A vazão média de óleo dos poços também é analisada buscando identificar aqueles de maior e menor produtividade.
4. Wp – Produção Acumulada de Água. A produção de água dos poços também é levada em conta visto que existem custos associados à produção de água em um poço o que prejudica seu desempenho econômico.
5. Gp – Produção Acumulada de Gás. A produção total de gás em um poço é levada em conta, dado que custos operacionais assim como custos ambientais (caso a produção não seja vendida) estão envolvidos na produção desta fase.
6. Mp – Dados do mapa de qualidade. O mapa de qualidade é uma representação bi-dimensional, que informa o potencial de produção de áreas em um reservatório, proporcionando uma idéia das melhores regiões para se alocar um poço. Cada bloco do reservatório possui um certo volume de óleo *in situ*, uma permeabilidade relativa ao óleo e um volume poroso próprios. Este tipo de informação é importante e influi no potencial de produção de um poço dada a localização de suas completações. Este indicador, embora sugerido na metodologia do WAPT, ainda não foi devidamente testado. Este conceito será apresentado com mais detalhes na metodologia proposta neste trabalho.

Cada um desses indicadores é dividido em categorias: alto, médio e baixo, segundo critério apresentado na Tabela 2-1.

Tabela 2-1 - Critério de classificação (Schiozer, et al, 2002)

Propriedade	Critério de Classificação
VPL	$\overline{VPL} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} VPL_p}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} VPL_i \geq \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{VPL} < VPL_i < \overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ médio} \\ VPL_i \leq \frac{1}{2}\overline{VPL} \Rightarrow C_{VPL} \text{ baixo} \end{cases}$
Np	$\overline{Np} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Np_p}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Np_i \geq \overline{Np} \Rightarrow C_{Np} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{Np} < Np_i < \overline{Np} \Rightarrow C_{Np} \text{ médio} \\ Np_i \leq \frac{1}{2}\overline{Np} \Rightarrow C_{Np} \text{ baixo} \end{cases}$
Wp	$\overline{Wp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Wp_p}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Wp_i \geq \frac{3}{2}\overline{Wp} \Rightarrow C_{Wp} \text{ alto} \\ \overline{Wp} < Wp_i < \frac{3}{2}\overline{Wp} \Rightarrow C_{Wp} \text{ médio} \\ Wp_i \leq \overline{Wp} \Rightarrow C_{Wp} \text{ baixo} \end{cases}$
Gp	$\overline{Gp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Gp_p}{n_p} \text{ tal que } \begin{cases} Gp_i \geq \frac{3}{2}\overline{Gp} \Rightarrow C_{Gp} \text{ alto} \\ \overline{Gp} < Gp_i < \frac{3}{2}\overline{Gp} \Rightarrow C_{Gp} \text{ médio} \\ Gp_i \leq \overline{Gp} \Rightarrow C_{Gp} \text{ baixo} \end{cases}$
QoM	$\overline{Qo_med} = \frac{\sum_{i=1}^{n_p} Qo_med_p}{n_p} \text{ tal que}$ $\begin{cases} Qo_med_i \geq \overline{Qo_med} \Rightarrow C_{Qo_med} \text{ alto} \\ \frac{1}{2}\overline{Qo_med} < Qo_med_i < \overline{Qo_med} \Rightarrow C_{Qo_med} \text{ médio} \\ Qo_med_i \leq \frac{1}{2}\overline{Qo_med} \Rightarrow C_{Qo_med} \text{ baixo} \end{cases}$
Mp	Então $\begin{cases} Q_p \geq 2/3 \Rightarrow CMp \text{ alto} \\ 1/3 < Q_p < 2/3 \Rightarrow CMp \text{ médio} \\ 0 \leq Q_p \leq 1/3 \Rightarrow CMp \text{ baixo} \end{cases}$ onde Q_p é o índice de qualidade normalizado.

A fim de facilitar a classificação dos poços, permitindo uma análise mais completa do desempenho da estratégia de produção e uma integração à metodologia, foi proposto um mapa de classificação mostrado na (Figura 2-9). Este mapa é dividido em regiões (quadrantes coloridos) e

sub-regiões numeradas, representadas pelos seis indicadores e pelos critérios de classificação. Embora estes critérios tenham sido divididos em três categorias, algumas delas foram agrupadas no mapa de classificação, reduzindo o número de regiões de classificação. Porém, é importante destacar que este agrupamento só é realizado para a definição das prioridades. As três categorias são utilizadas para o diagnóstico dos poços. De acordo com o desempenho, os poços são classificados em uma das regiões, que proporcionará uma lista de possíveis ações que podem ser adotadas para melhorar a produtividade do poço. Como as opções de alterações são inúmeras, somente as mais indicadas são listadas:

- Exclusão do poço
- Alteração da completação
- Aumento do limite de vazão de óleo
- Alteração do cronograma de abertura do poço
- Alteração do posicionamento do poço
- Alteração para poço horizontal
- Conversão para poço injetor
- Abandono do poço

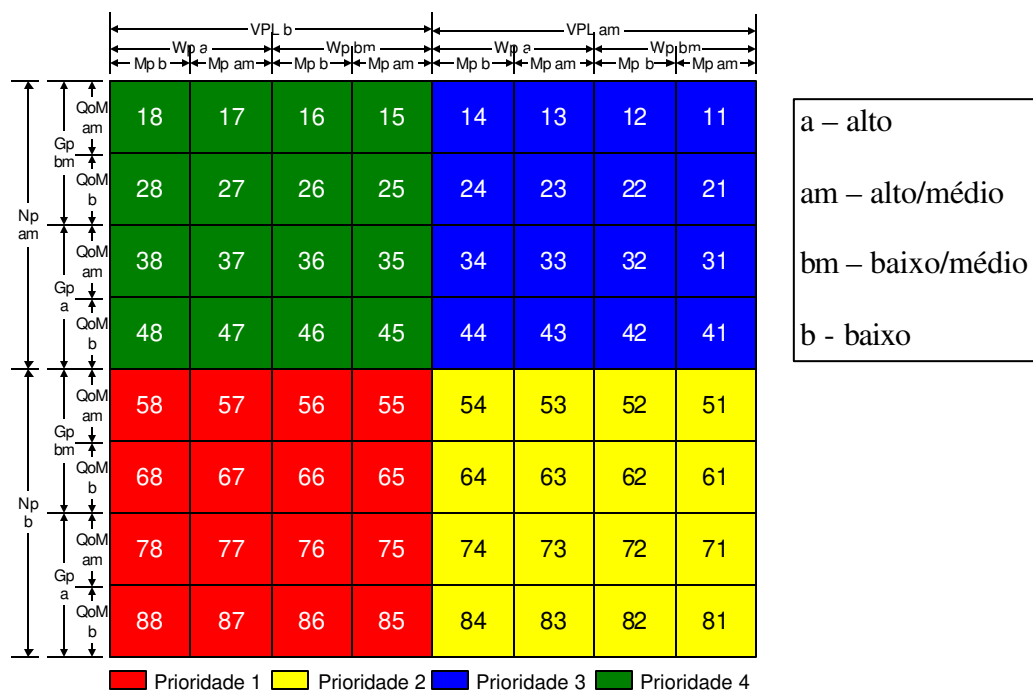
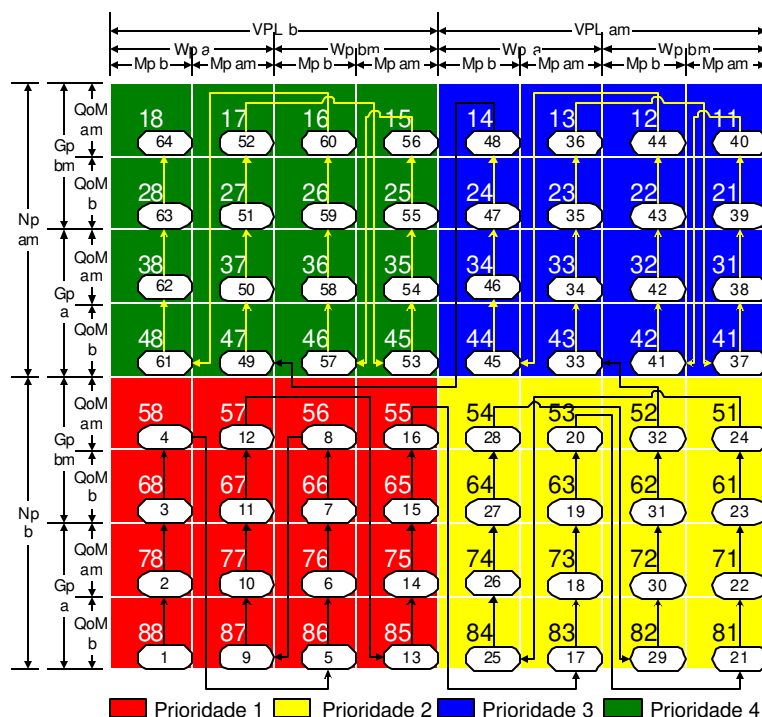


Figura 2-9-Mapa de classificação(Schiozer et al, 2002)

Além dos indicadores acima, é necessário que outros dois sejam também analisados: a razão gás-óleo e o corte de água. A avaliação destes parâmetros é importante para que os problemas no desempenho dos poços não sejam diagnosticados de forma equivocada. Na versão utilizada do programa WAPT, isto não estava ainda inserido, mas essas variáveis foram utilizadas nos resultados apresentados neste trabalho.

O mapa de classificação permite também a definição de uma ordem de prioridade, isto é, a sequência em que os poços serão alterados, o que dependerá da análise do campo, comportamento dos poços e dos objetivos do projeto. Portanto, é importante ressaltar que a ordem ideal depende de muitos fatores e que, provavelmente, variará para cada caso rodado. A ordem de prioridade proposta pelo WAPT é apresentada na Figura 2-10. Esta ordem foi definida após a realização de inúmeros testes, nos quais constatou-se a necessidade de uma alteração prioritária em poços com baixo VPL.



Com o intuito de reduzir o número de simulações, a metodologia utiliza o conceito de vizinhança para permitir alterações de vários poços simultaneamente. Esta consideração é importante, pois mudanças de certos poços podem influenciar o comportamento de outros que estão localizados nas proximidades, prejudicando o processo de otimização caso esses poços também sejam alterados. A escolha do grupo de poços que deverão ser alterados é, portanto, realizado com base na classificação, prioridade e vizinhança.

Definir se poços podem ser considerados vizinhos é uma tarefa complexa, uma vez que a influência entre poços depende de muitos fatores, principalmente relacionados às heterogeneidades do reservatório. Como simplificação, a ferramenta utiliza a distância euclidiana entre as completações como medida básica. Se dois poços encontram-se próximos, há grande probabilidade que a alteração de um deles influencie o desempenho do outro. Esta simplificação, porém, é válida para campos homogêneos, onde há pouca interferência das características do reservatório na influência entre os poços.

No trabalho apresentado aqui, a metodologia, baseada na ferramenta WAPT, é desenvolvida para poços horizontais. O mapa de qualidade, antes apenas sugerido, é implementado, e a questão da ordem de prioridade ideal é discutida. O conceito de vizinhança é reavaliado, mostrando que essa restrição é insuficiente para definir quais poços poderão ser alterados simultaneamente. Uma nova restrição, a dependência entre poços, é introduzida.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo é realizada a descrição da metodologia desenvolvida, que tem como objetivo orientar o processo de otimização de estratégias de produção que utilizam poços horizontais, através da análise de desempenho e fatores econômicos. O processo de otimização é bastante complexo devido ao grande número de parâmetros a serem considerados, proporcionando diversas soluções de acordo com as avaliações e decisões realizadas. Deste modo, esta metodologia não fornece apenas uma solução, mas auxilia na obtenção de algumas soluções satisfatórias.

A metodologia desenvolvida segue a mesma linha utilizada na ferramenta WAPT, descrita na Seção 2.7, porém adaptada para poços horizontais e com inclusão de novas considerações. Devido às diferenças no tipo de interação que poços horizontais possuem com os reservatórios, como já foi discutido em seções anteriores, novas variáveis tiveram que ser estudadas para avaliar o comportamento em estratégias e definir os possíveis procedimentos adicionais a serem adotados para melhorar o desempenho do poço em questão ou do campo. Dessas variáveis podem ser destacadas:

- Distância de aquífero e/ou capa de gás

Diferentemente dos poços verticais, os poços horizontais são completados em apenas uma camada. A escolha errada da camada a ser perfurada pode levar ao fechamento prematuro do poço, devido à erupção de água ou gás. Neste caso, alterações como “distanciar o poço do aquífero ou capa de gás” podem ser sugeridos.

- Comprimento do poço

Aumentar o comprimento do poço pode resultar em um acréscimo na produtividade. Entretanto, é necessário determinar o comprimento ótimo, em casos onde a perda de carga é considerada. Em outros casos, tal recurso deve ser adotado com restrições e depois de esgotadas todas outras alternativas.

- Direção de perfuração

Redirecionar o poço horizontal é uma alteração que pode ser testada como alternativa ao reposicionamento.

Além das considerações adicionais sobre poços horizontais, o mapa de qualidade foi implementado e dois novos conceitos foram incluídos com a finalidade de aprimorar a metodologia: a dependência entre poços e análise de grupo de poços.

3.1 Mapa de Qualidade

Escolher a melhor localização de um poço é a etapa mais importante na definição de uma estratégia e tem sido tema de inúmeros estudos. Simuladores comerciais possuem recursos que informam o volume de óleo para uma determinada área, e que podem ser utilizados como referência. Porém, determinar se um poço apresentará uma boa produtividade em um certo local exige análise de outros parâmetros, que ditam o comportamento do fluxo dos fluidos no reservatório. Essa análise torna-se mais complexa quando poços horizontais são considerados, devido ao maior número de parâmetros a serem estudados.

O mapa de qualidade é utilizado na metodologia como uma variável adicional na classificação de poços para definição da lista de prioridades, indicando quão bom é o local em que o poço está localizado. Definir quais poços devem sofrer modificações deve levar em conta o potencial que os poços têm de serem melhorados. Esta característica é determinada pela localização no mapa de qualidade. Este mapa também pode ser utilizado como uma ferramenta para auxiliar no re-posicionamento e/ou no acréscimo de poços. Três métodos de construção de mapa de qualidade são propostos e apresentados no Capítulo 4.

3.2 Vizinhança x Dependência

Na metodologia do WAPT foi descrito o conceito de vizinhança como uma restrição à definição da lista de prioridade. Poços próximos (vizinhos) não são colocados em uma mesma lista. Este conceito foi introduzido como forma de se evitar que poços, cujos comportamentos sofrem influência um do outro, sejam alterados simultaneamente, prejudicando análise e o processo de otimização. A proximidade aumenta a probabilidade de influência. Entretanto, quando reservatórios heterogêneos são considerados, a questão da distância não oferece uma análise segura e o conceito de “vizinhos” torna-se obsoleto. Na metodologia apresentada nesse trabalho é utilizado o conceito de “dependência” entre poços, tornando a restrição mais ampla e confiável.

A dependência entre o comportamento de poços, no entanto, pode ser melhor analisada através da simulação numérica, com o qual é possível observar a reação de um poço ao se executar alguma mudança em outro. O estudo da dependência é realizado durante o processo de otimização, que, devido à falta de dados, é iniciado com a restrição de vizinhança e com a alteração de poucos poços. A cada simulação realizada, informações sobre o desempenho, tanto dos poços, quanto do campo são obtidas e usadas para especificar os poços dependentes entre si. O vínculo entre os poços possibilita, também, identificar grupos, permitindo que novos tipos de análise de desempenho sejam acrescentados.

3.3 Análise de Grupo de Poços

Os estudos de desempenho realizados pelo WAPT podem ser divididos em dois níveis. O primeiro refere-se ao poço, individualmente, que proporciona informações para determinar causas de um mau desempenho e possíveis soluções. O segundo nível, o campo, indica se as modificações propostas resultaram em sucesso ou não. Contudo, há situações em que apenas estes dois tipos de análise tornam-se insuficientes.

Em muitas circunstâncias, alterações podem resultar em melhoria para o poço, porém mostram-se prejudicial para o campo, ou mesmo são danosos para o poço, mas globalmente apresenta bons resultados. Isto ocorre, justamente devido à questão de dependência entre os poços discutida na seção anterior.

Avaliar questões como: “que tipo de alteração deve ser feita?”, ou “por que a modificação foi prejudicial?”, torna-se difícil somente com o estudo de um poço e do campo. Neste caso, um nível de análise intermediário é proposto: grupo de poços. A análise do grupo de poços permitirá observar o tipo de influência que determinados poços sofrem entre si, possibilitando uma atuação global mais eficiente. Este nível reforçará decisões baseadas no nível “poço” e poderá justificar resultados obtidos no nível “campo”, facilitando todo o processo de otimização.

3.4 Premissas

A metodologia foi desenvolvida para ser aplicada em campos na fase inicial de desenvolvimento, mas com uma estratégia base já escolhida, onde o número de poços, cronograma de abertura e condições operacionais de poços foram previamente definidos. Essas condições, no entanto, poderão ser modificadas durante o processo de otimização. Apenas o intervalo de tempo entre a abertura dos poços é mantido constante.

Embora a metodologia avalie apenas o desempenho dos poços produtores, sistemas de recuperação suplementar, como injeção de água, também são otimizados. Porém, as alterações

nos poços injetores são realizadas com base no comportamento dos poços produtores e do campo. Ações de exclusão e inclusão, mudança de camada, re-alocação e alteração no cronograma de abertura são consideradas.

O cenário econômico (preço de venda do óleo, taxa interna de retorno, taxas governamentais e custos), uma vez escolhido, é mantido constante durante todo o processo de otimização.

A metodologia baseia-se na otimização econômica, isto é, procura-se buscar a maximização do VPL do campo. Todavia, são utilizadas 6 funções-objetivo no total:

- Valor Presente Líquido – VPL
- Produção Acumulada de Óleo – N_p
- Produção Acumulada de Gás – G_p
- Produção Acumulada de Água – W_p
- Vazão Média de Óleo – Q_{oM}
- Mapa de Qualidade – M_p

Além dos seis indicadores acima, a razão gás-óleo e o corte de água também são avaliados, a fim de se obter um diagnóstico mais preciso, quando os poços apresentam altas produções de água e/ou gás. Neste caso, o N_p e o G_p só são considerados altos se os valores da razão gás-óleo e do corte de água estão acima da média entre os poços.

3.5 Procedimento de Otimização

O processo de otimização exige análises cuidadosas, tempo, esforço e deve ser realizado passo a passo. Por este motivo, a metodologia será dividida em etapas, que serão descritas nas seções seguintes. O fluxograma de todo processo é apresentado na Figura 3-1. Esta divisão faz-se necessária, visto que o procedimento é realizado em ciclos, onde a cada iteração, as etapas são repetidas até que se alcance uma solução satisfatória.

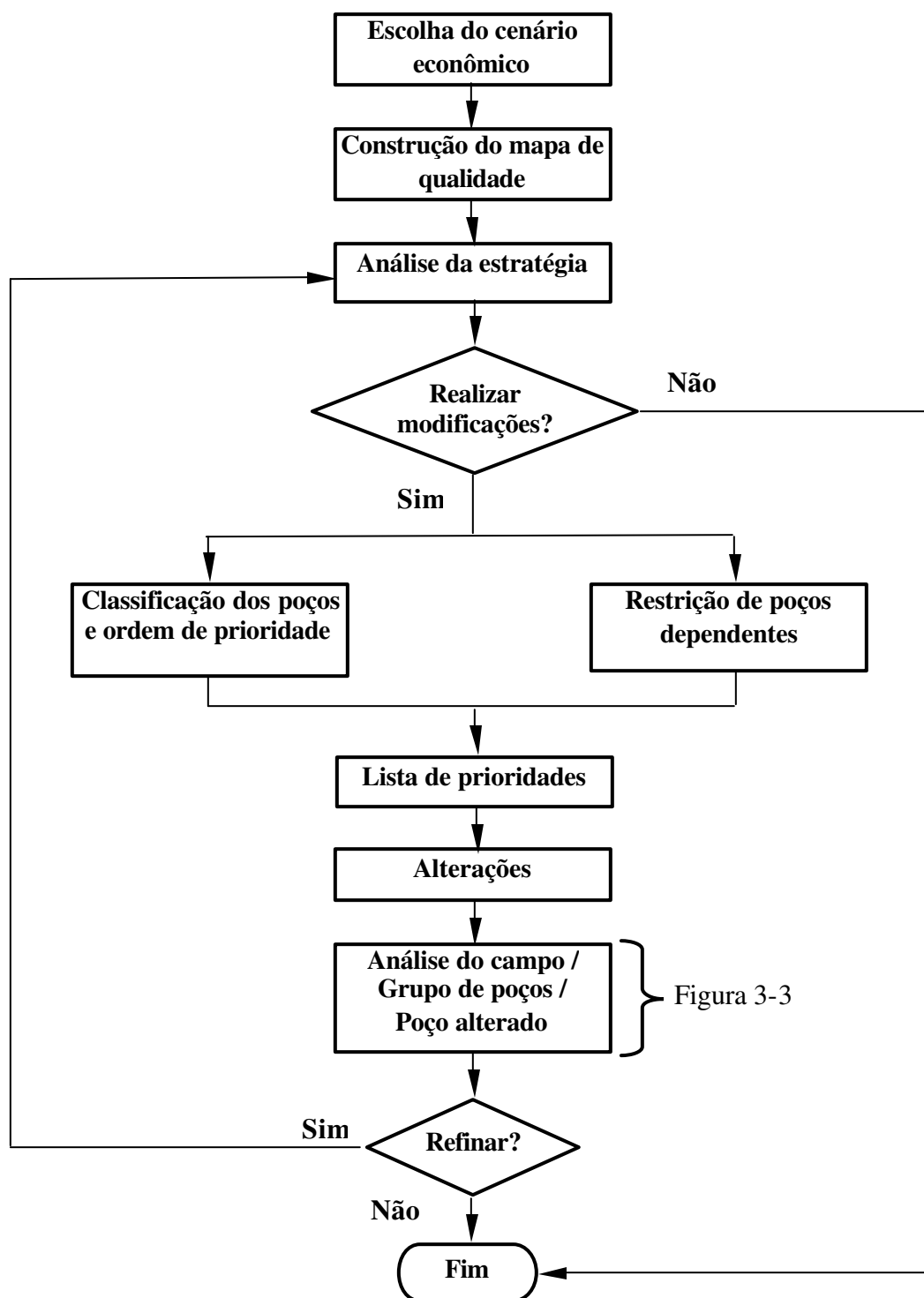


Figura 3-1- Fluxograma do processo de otimização

3.5.1 Escolha do Cenário Econômico

O plano de investimento de uma companhia de petróleo é, normalmente, realizado através de uma análise de alternativas de investimento (“portfolio”). A seleção das possíveis opções é baseada na comparação de desempenhos e as decisões são influenciadas pelo cenário econômico.

O primeiro passo da metodologia proposta consiste na escolha do cenário econômico. Parâmetros como preço de venda do óleo e gás, taxa interna de retorno, investimentos, custos operacionais e taxas governamentais devem ser definidos. Esta é uma importante etapa, pois pode afetar significativamente o plano de otimização. Dependendo do cenário e das características do reservatório, o processo privilegiará mais investimentos ou redução de custos.

3.5.2 Construção do Mapa de Qualidade

O segundo passo é a construção do mapa de qualidade, que pode ser realizado através de um dos métodos apresentados no Capítulo 4. O mapa independe da estratégia a ser otimizada ou das etapas seguintes. Apenas as características do reservatório são necessárias. Porém, dependendo do método utilizado para a construção do mapa, será possível avaliar também regiões não drenadas após um período de produção, permitindo ações como acréscimo de novos poços, quando for o caso.

O mapa tem a função de informar o potencial de produção de regiões no reservatório, através de um critério de qualidade definido por valores normalizados entre 0 e 1, onde é atribuído o valor 1 para a maior qualidade obtida e o valor 0 para a menor. O poço, então, receberá um valor, conforme a região em que se encontra, que será utilizado na classificação posterior. Este tipo de informação auxiliará na escolha do tipo de alteração a ser realizado e na definição de um melhor posicionamento para os poços.

3.5.3 Análise da Estratégia

Nesta etapa, a estratégia a ser otimizada deve ser analisada, utilizando um simulador de reservatórios. O estudo irá avaliar o desempenho do campo e dos poços de acordo com a estratégia otimizada. As funções-objetivo VPL, Np, Wp, Gp e QoM de cada poço devem ser observadas. Estas funções serão utilizadas para a classificação dos poços, bem como para decidir o tipo de alteração a ser realizada. Neste ponto, a estratégia deverá apresentar o potencial para ser otimizado, isto é, se o processo de otimização deve prosseguir ou não. Esta decisão poderá ser tomada logo no início de todo processo, caso a estratégia previamente definida apresente desempenho muito ruim, exigindo que esta seja reformulada, ou depois que uma série de otimização já tenha sido executada e nenhuma alteração adicional se apresente positiva.

3.5.4 Classificação dos Poços e Ordem de Prioridade

De acordo com as informações obtidas na etapa anterior, as variáveis referentes à produtividade e ao mapa de qualidade são divididas em categorias alto, médio e baixo, segundo o critério apresentado na Tabela 2-1. Com este critério de classificação definido, é possível distribuir os poços produtores no mapa de classificação apresentado na Figura 2-9. A localização de um poço em uma certa região deste mapa fornece indicações sobre os procedimentos que podem ser adotados para melhorar o poço em questão ou do campo.

A ordem de prioridade, isto é, a sequência em que os poços serão alterados dependerá de critérios definidos pelo próprio engenheiro, baseados nas análises anteriores e no conhecimento que se tem do campo. Neste trabalho são propostas três ordens de prioridade. A primeira, baseada na maximização do VPL dos poços, onde as prioridades são os poços com baixo VPL, a segunda, sugerida pelo WAPT e a terceira, que visa melhorar poços que já apresentam bom desempenho. As três propostas serão analisadas no Capítulo 5.

3.5.5 Restrição de Poços Dependentes

A identificação de poços dependentes é um processo baseado no conhecimento que se possui do comportamento dos poços. Porém, quando o procedimento de otimização está no início, pouco se sabe da interação entre os poços. Há, entretanto, a necessidade de se determinar quais poços podem ser alterados simultaneamente sem que haja interferências entre si, o que pode prejudicar a otimização. Neste caso, o procedimento inicia-se com o conceito de vizinhança. Os poços a serem modificados devem estar distantes entre si e um número reduzido deve ser selecionado. Conforme poços são alterados é possível observar as reações de outros, através das variações no VPL e no Np, usados como indicadores.

O procedimento para determinar a dependência entre poços consiste, basicamente, em alterar as condições de um poço em uma dada estratégia. Esta alteração causará uma perturbação no reservatório que será sentida pelos outros poços. A dependência é determinada através do cálculo dos desvios do VPL e do Np entre uma rodada e outra, após a modificação. Poços cujos desvios apresentam acima da média são considerados dependentes. Esta dependência variará de acordo com as características do reservatório, principalmente, em relação às heterogeneidades. Este procedimento é realizado durante o processo de otimização e a análise deve ser realizada para ambos os indicadores.

O VPL é, basicamente, calculado através da diferença entre a receita e os custos, isto é, a diferença entre o volume de óleo produzido e o volume de água produzido. A variação de qualquer um desses parâmetros influenciará o VPL positivamente ou negativamente, em maior ou menor grau, indicando como o poço foi afetado. Porém, quando as variáveis aumentam ou diminuem na mesma proporção, o VPL torna-se insensível, levando a uma falsa conclusão. Em situações como essa, a análise do Np poderá informar se o poço foi realmente influenciado ou não, pelas modificações realizadas.

3.5.6 Lista de Prioridades

A lista de prioridade define quais poços serão alterados em uma certa rodada. Esta lista é gerada, baseada na classificação dos poços, na ordem de prioridade escolhida e na restrição de poços dependentes. O procedimento para listar os poços é apresentado no fluxograma da Figura 3-2.

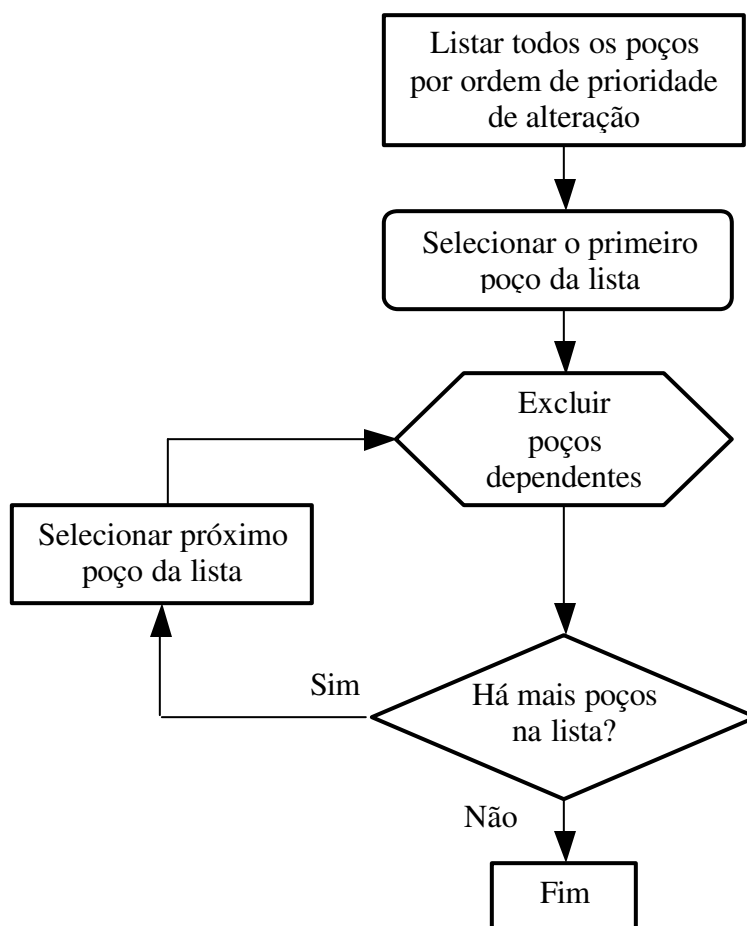


Figura 3-2- Procedimento para determinar lista de prioridade

3.5.7 Alterações

As alterações a serem realizadas nos poços da lista de prioridades são especificadas segundo os indicadores VPL, Np, Gp, Wp, QoM e Mp. Para cada região do mapa, pode-se definir um grupo de mudanças mais adequado para ser executado. Os tipos de alteração utilizados são listados a seguir.

- Exclusão/inclusão de poço
- Distanciamento do aquífero/capa de gás
- Aumento/redução de injeção próximo
- Alteração da completação
- Alteração do cronograma de abertura do poço
- Alteração do posicionamento do poço
- Alteração do direcionamento do poço
- Conversão para poço injetor

Algumas dessas mudanças sugeridas devem ser aplicadas com ressalva. Aumentar o limite de vazão de óleo deve levar em conta as facilidades disponíveis, como capacidade de processamento da plataforma, por exemplo. No caso em que se sugere o aumento no comprimento do poço, deve-se considerar a perda de carga no poço e o custo por comprimento perfurado. Quando esses fatores não são considerados, a realização dessas alterações pode levar a falsos resultados ou mesmo alterações inviáveis.

Devido às inúmeras opções de mudanças, sugere-se que apenas uma seja selecionada inicialmente em cada rodada para um determinado poço. Dessa forma é possível determinar quando e qual tipo de alteração foi benéfico ou prejudicial, facilitando um possível refinamento posterior.

3.5.8 Análise do Campo, Poços Modificados e Grupo de Poços

Os resultados obtidos após a etapa anterior devem ser analisados para garantir o sucesso das alterações. Uma vez que o processo de otimização baseia-se na maximização do VPL do campo, este parâmetro é o que indicará se o procedimento pode avançar ou se as alterações devem ser refeitas. Neste último caso, as modificações que prejudicaram o andamento da otimização precisam ser analisadas, identificadas e corrigidas.

A primeira análise a ser feita é em relação aos poços que sofreram modificações. É preciso observar se as alterações proporcionaram uma melhora no desempenho de cada poço em questão. Caso o resultado seja negativo, deve-se realizar as devidas correções e o processo de otimização é reiniciado. Se os poços apresentam um melhor desempenho, é necessário avaliar o efeito sobre cada grupo de poços, ou seja, determinar qual foi a reação dos poços dependentes em relação às modificações executadas. A queda do desempenho do grupo pode anular o efeito positivo que o poço modificado apresentou. A avaliação é feita sobre os mesmo indicadores utilizados no estudo de poços e do campo. A alteração que prejudicou a otimização deve ser analisada e corrigida. Nesta etapa, o fluxograma apresentado na Figura 3-1 pode ser refinado como apresentado na Figura 3-3.

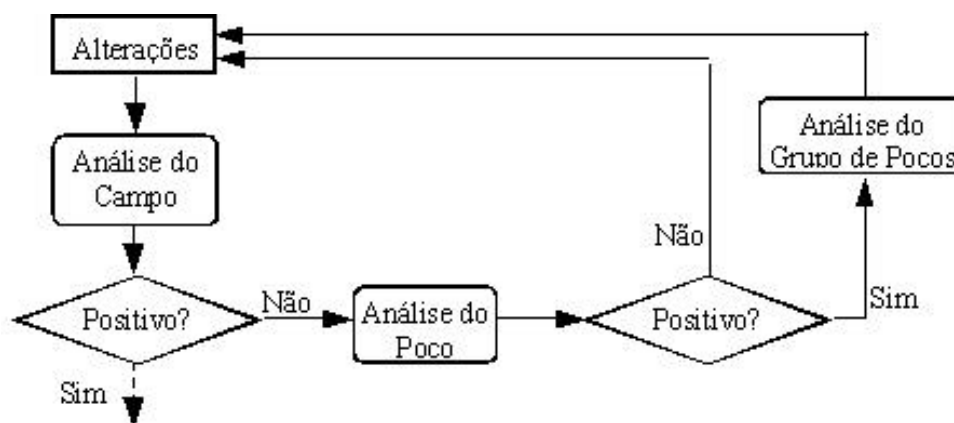


Figura 3-3 - Procedimento de análise dos resultados das alterações

Todo processo de otimização apresentado é realizado em ciclos. Ao término de um, verifica-se se é necessário ou mesmo possível refinar ainda mais a estratégia em otimização. Caso decida-se continuar, todo procedimento é repetido até se obtenha uma solução satisfatória.

No Capítulo 5, serão realizadas aplicações de cada conceito proposto neste capítulo, apresentando suas validações no processo de otimização.

Capítulo 4

Mapa de Qualidade

O mapa de qualidade é uma ferramenta que foi idealizada com o propósito de auxiliar o gerenciamento de reservatórios, fornecendo informações sobre o campo que possibilitam determinar o melhor local para se posicionar um poço e avaliar se um poço apresentará uma boa performance ou não. Como já foi discutido anteriormente, o mapa de qualidade indica as regiões com maior potencial de produção em um reservatório. Tal informação é utilizada no procedimento de otimização proposto neste trabalho.

Neste capítulo, serão apresentados três métodos de construção do mapa de qualidade: método por simulação numérica, método analítico, e método por sistema *fuzzy*. Os três métodos foram desenvolvidos de forma a fornecer uma análise rápida do problema, a fim de reduzir o tempo e esforço computacional.

4.1 Método por Simulação Numérica

Uma vez que a produtividade de um poço depende de uma série de variáveis, a simulação numérica é uma ferramenta adequada para avaliar o desempenho de poços. Diferentes procedimentos são propostos para construir o mapa de qualidade através da simulação numérica, utilizando poços verticais e horizontais.

4.1.1 Abertura de um único poço vertical

Este método é baseado no procedimento proposto por Cruz *et al* (1999). O método consiste na realização de múltiplas simulações, variando-se a posição de um único poço vertical em cada execução, de forma a cobrir toda malha do modelo do reservatório. Em cada simulação realizada, a qualidade das células em que o poço está localizado é avaliada. A “qualidade” descrita é o volume acumulado de óleo produzido (N_p) nas células. Os valores de N_p obtidos são normalizados pelo maior valor, proporcionando uma faixa entre 0 e 1. O poço vertical é completado em todas as camadas, com controle de fechamento das completações por corte de água (*water cut*) e sem limite de vazão.

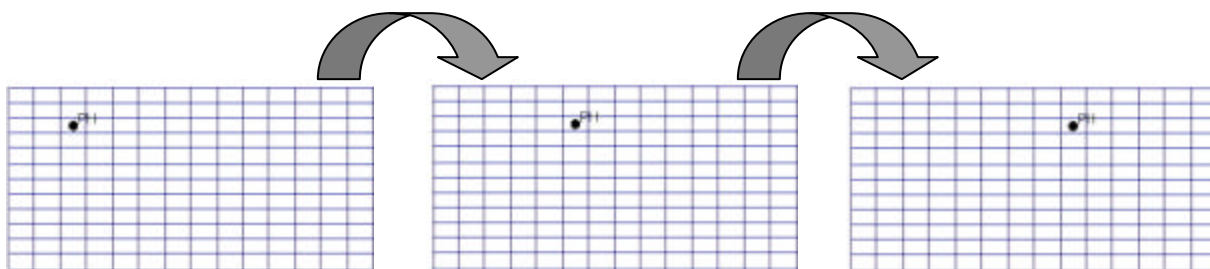


Figura 4-1 – Variação da posição do poço

Este método, embora apresente uma solução confiável, necessita de um grande número de simulações, principalmente quando grandes reservatórios são analisados, desviando-se do objetivo deste trabalho. Outros procedimentos, mais rápidos, são propostos nas seções seguintes.

4.1.2 Abertura de grupos de poços verticais simultaneamente

Com o objetivo de acelerar o processo de obtenção de mapa de qualidade, utilizando a simulação numérica, propõe-se abrir não apenas um poço, mas sim um grupo de poços dispostos de forma a cobrir todo o reservatório. Três alternativas são testadas neste trabalho: (1) utilização de um grupo de poços, (2) utilização de dois grupos de poços, e (3) utilização de quatro grupos de poços.

1. Utilização de um grupo de poços

Neste método, vários poços são alocados em todo o reservatório e separados por uma distância constante. O número de poços a ser utilizado depende da distância especificada entre os poços, mas deve ser suficiente para proporcionar uma análise satisfatória de todo reservatório. A Figura 4-2 mostra um exemplo de distribuição dos poços em um reservatório.

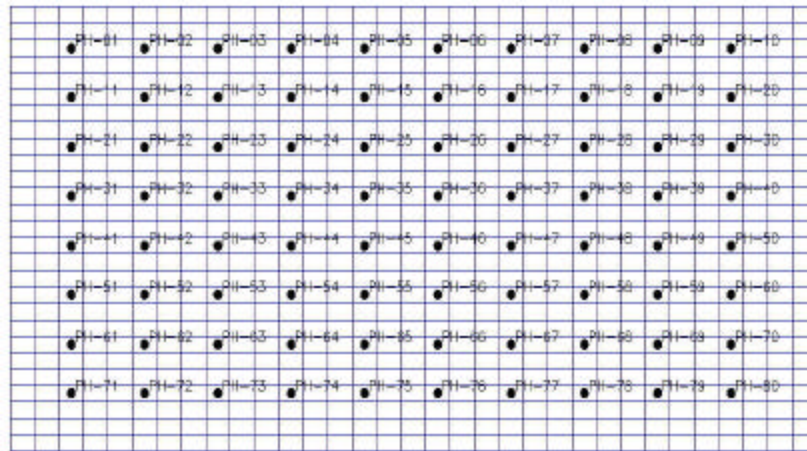


Figura 4-2 – Exemplo de distribuição dos poços verticais na construção do mapa de qualidade

Os poços são abertos ao mesmo tempo e mantidos em produção por um certo período, que deve ser longo o suficiente para permitir a drenagem de todo óleo possível, de acordo com as condições operacionais. Da mesma forma que o método que utiliza apenas um poço vertical, o índice de qualidade é determinado pelo N_p , cujos valores são normalizados pelo maior valor obtido. Os valores das células não avaliadas são calculados através de simples interpolações.

2. Utilização de dois grupos de poços

Este procedimento é uma variação do método anterior, onde os poços são divididos em dois grupos. Os grupos são simulados separadamente, enquanto os poços de cada grupo são abertos simultaneamente. Com este procedimento procurou-se diminuir o número de poços que são abertos ao mesmo tempo, retardando a queda de pressão no reservatório e permitindo que os poços produzam por mais tempo. A Figura 4-3 apresenta um exemplo da divisão dos grupos.

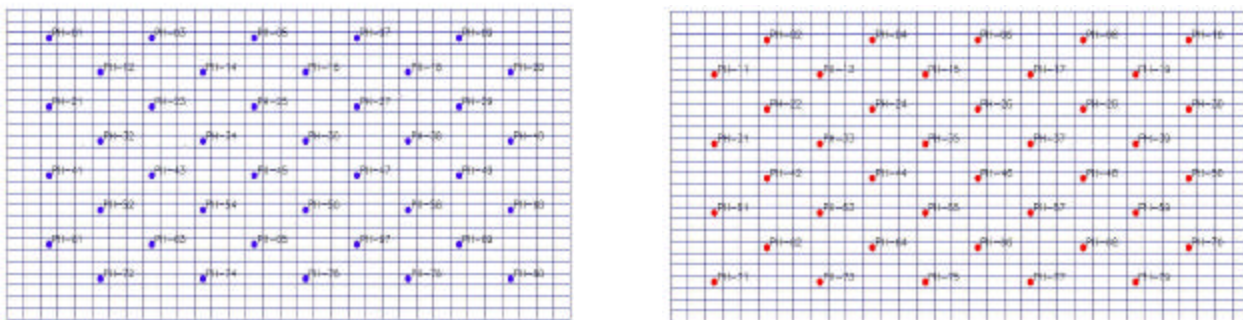


Figura 4-3 – Distribuição dos poços em dois grupos

Os resultados das duas simulações são integrados de forma a obter a solução para todo reservatório. A obtenção do mapa de qualidade segue o mesmo procedimento dos métodos anteriores.

3. Utilização de quatro grupos de poços

Neste caso, os poços apresentados na Figura 4-2 são divididos em quatro grupos, mostrados na Figura 4-4. O procedimento é o mesmo utilizado no método que utiliza dois grupos de poços.

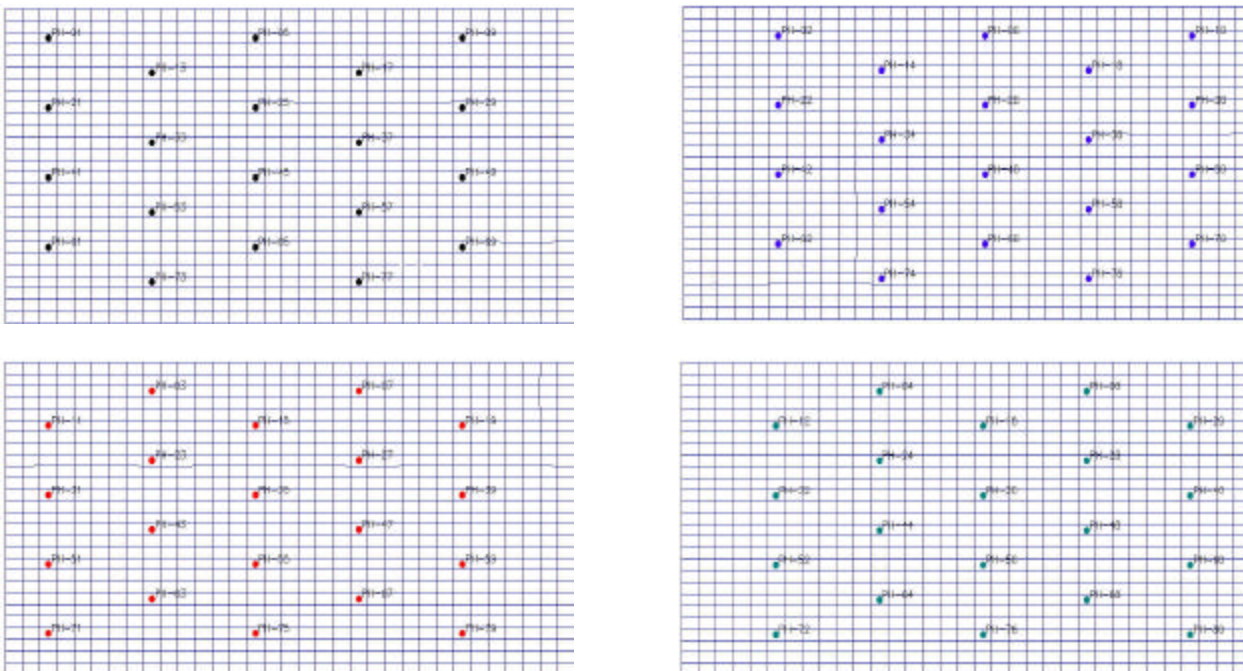


Figura 4-4 – Distribuição dos poços em quatro grupos

4.1.3 Abertura de grupo de poços horizontais

Uma vez que a metodologia desenvolvida neste trabalho foca poços horizontais, nesta seção propõe-se um procedimento para gerar o mapa de qualidade utilizando este tipo de poços. O método segue o mesmo procedimento das propostas anteriores, porém utilizando poços horizontais. Neste caso, entretanto, será apresentado apenas o processo que utiliza somente um grupo de poços. A Figura 4-5 apresenta um exemplo de distribuição dos poços horizontais no reservatório

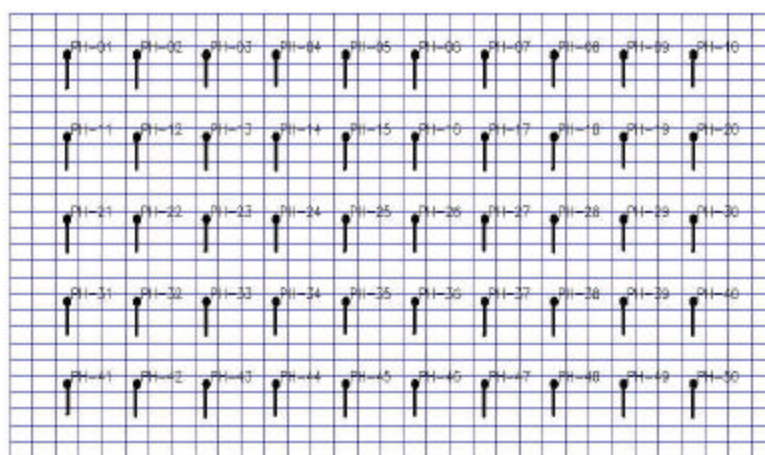


Figura 4-5- Exemplo de distribuição dos poços horizontais para a construção do mapa de qualidade

Da mesma forma, os poços são abertos ao mesmo tempo e mantidos em produção por um certo período, que deve ser longo o suficiente para permitir a drenagem de todo óleo possível, de acordo com as condições operacionais. Porém, devido às características dos poços horizontais, cujas completações são feitas em apenas uma camada, todo procedimento deve ser repetido para todas as camadas, de forma a avaliar o potencial de todo reservatório. Os valores de N_p são divididos entre as células do trecho horizontal do poço, isto é, a qualidade avaliada por cada poço é associada a todas as células em que o poço se encontra. O mapa final é gerado através do cálculo da média das produções acumuladas de óleo dos poços, em cada camada, Figura 4-6. A qualidade das células não avaliadas nas simulações é obtida através de simples interpolações. Os valores são normalizados pelo maior valor de N_p obtido. O modelo tri-dimensional é, então,

“traduzido” para um modelo bi-dimensional que informa as regiões com maior potencial de produção.

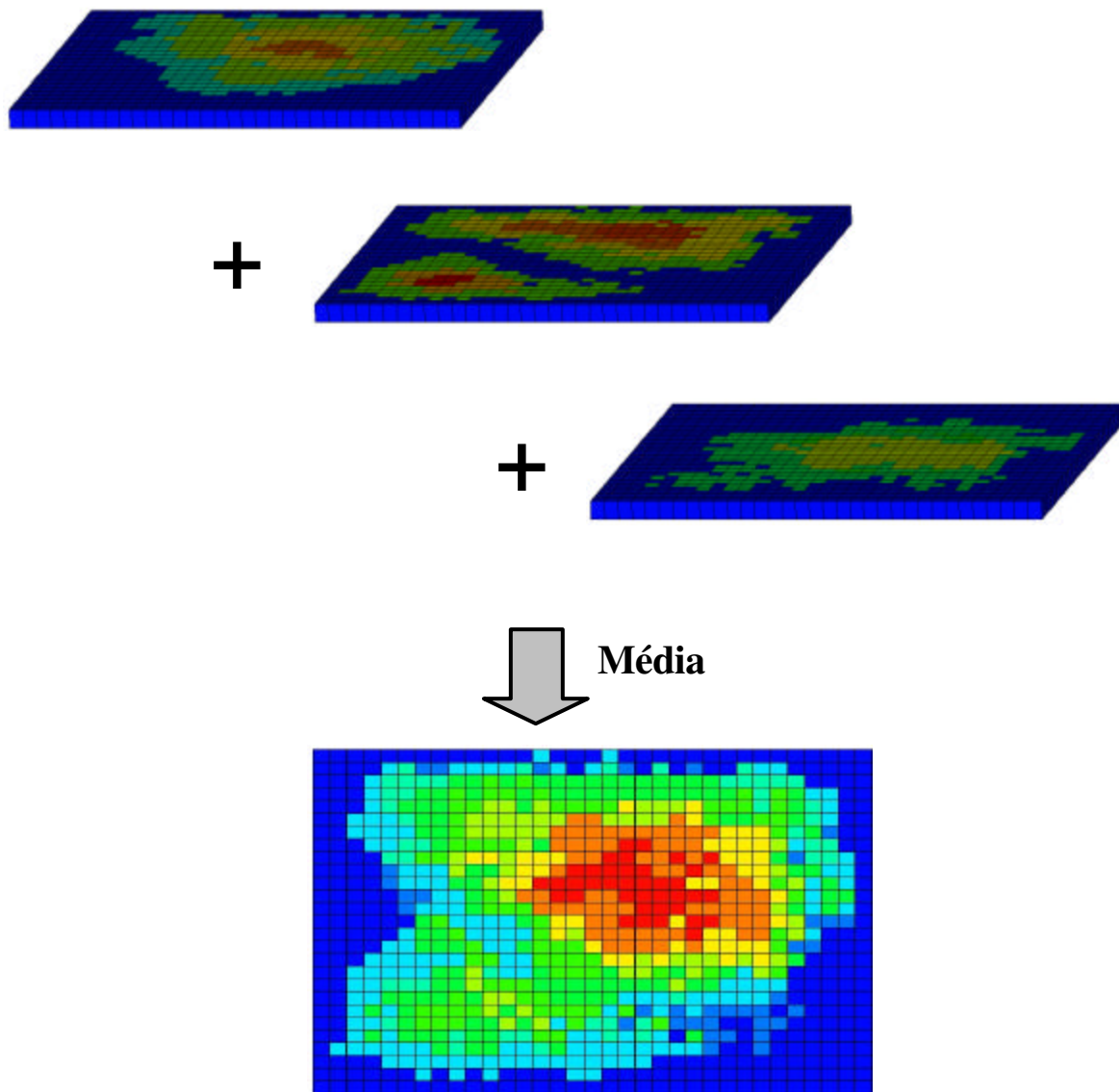


Figura 4-6 - Obtenção do mapa de qualidade final- cálculo da média das produções acumulada de óleo, em cada camada

4.2 Método Analítico

Este método baseia-se na solução analítica para produtividade de poços horizontais proposta por Babu e Odeh (1988), apresentada nas Equações 2.2 a 2.14. Neste caso, a qualidade é

a taxa de produção de óleo de um poço posicionado em um determinado local. O mapa é gerado através do cálculo da taxa de produção do poço para diferentes localizações no reservatório. O procedimento é realizado até que todo campo seja avaliado. O método exige um pré-processamento para organizar e preparar as informações a serem utilizados nas expressões.

A solução analítica considera que o poço horizontal está perfurado em um volume de drenagem em formato de caixa (Figura 2-4). O primeiro passo para se calcular a taxa de produção é, portanto, especificar o volume de drenagem a ser utilizado, determinando suas dimensões e propriedades. No método apresentado aqui, considera-se que o poço está alocado no centro do volume de drenagem.

- Área de drenagem horizontal

O cálculo da área de drenagem horizontal depende do desempenho do poço, e das propriedades de rocha e fluido. Realizar este cálculo é um procedimento iterativo, uma vez que para determinar o desempenho do poço é necessária a área de drenagem. Entretanto, com o intuito de simplificar o método, uma área arbitrária é selecionada e mantida constante durante toda a avaliação (Figura 4-3).

- Espessura do volume de drenagem

A espessura do volume depende da espessura de rocha reservatório, e é obtida através da somatória dos valores médios de espessura porosa das células do volume de cada camada (Figura 4-8).

- Propriedades do volume de drenagem

A obtenção das propriedades do volume de drenagem como permeabilidades horizontal e vertical, é feita calculando-se a média das propriedades de todas as células presentes no volume (Figura 4-9).

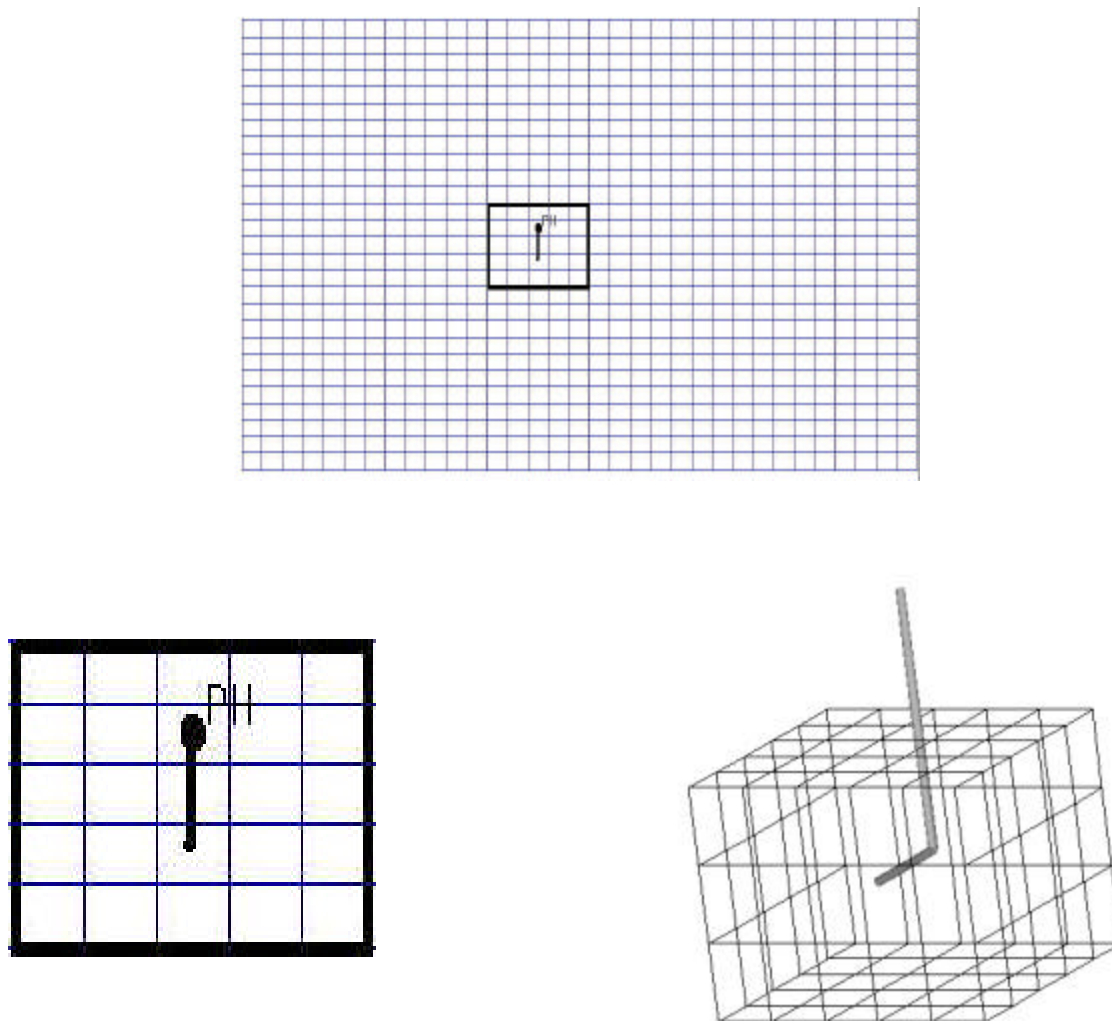


Figura 4-7- Exemplo de uma área de drenagem escolhida arbitrariamente

**Espessura porosa por
camada**

Média por camada

Soma das médias

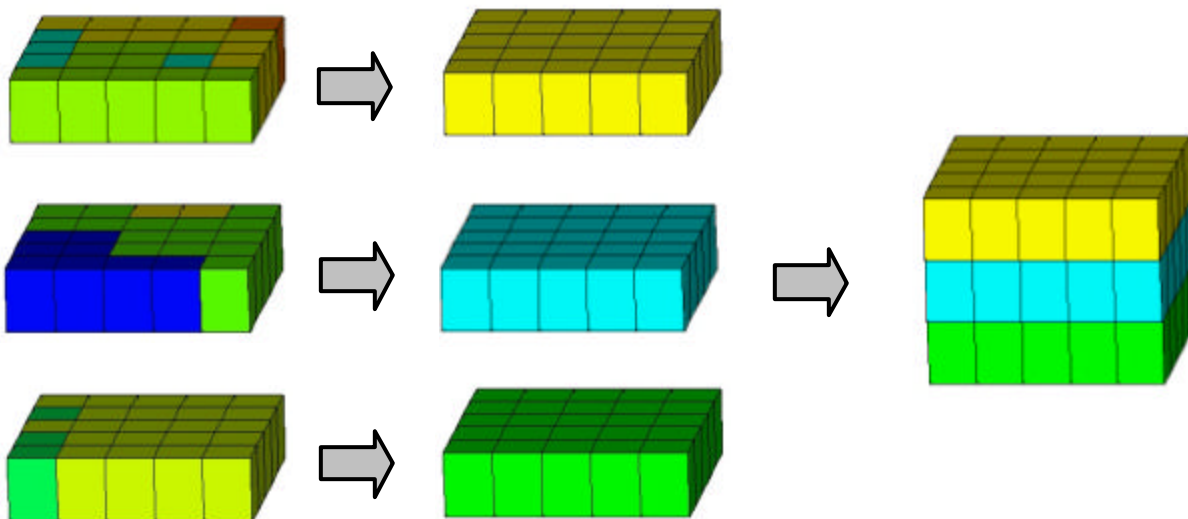


Figura 4-8 - Cálculo da espessura do volume de drenagem

**Propriedades por
camada**

Média por camada

Média das camadas

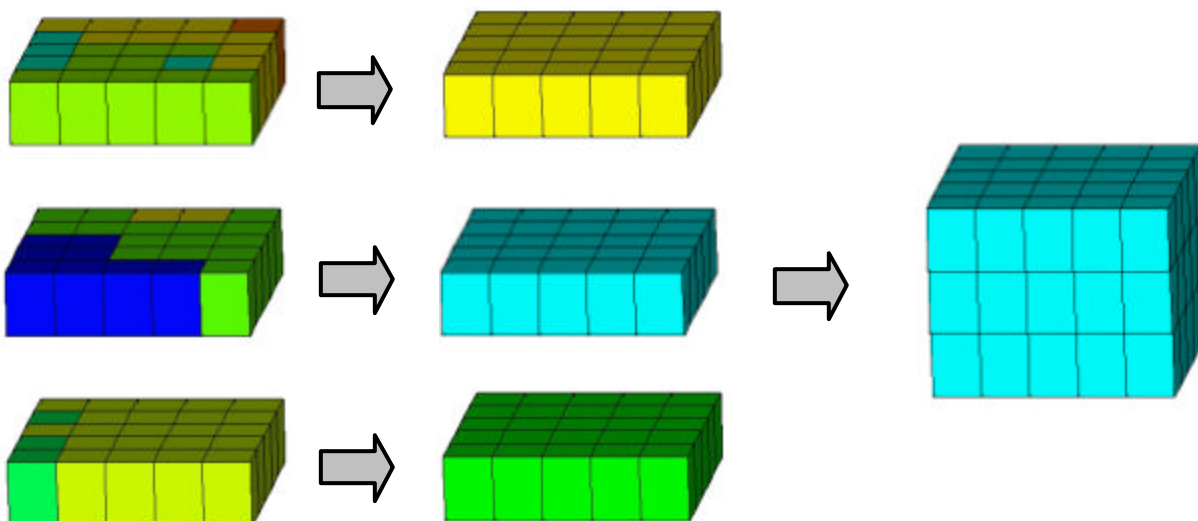


Figura 4-9 - Cálculo das propriedades do volume de drenagem

Com os dados já processados, calcula-se a taxa de produção utilizando a Equação 2-2. Embora esta equação não considere a saturação de óleo, esta propriedade foi incluída como um peso multiplicador para penalizar regiões com baixa saturação de óleo. Todo o processo é repetido para todo reservatório. Os resultados são normalizados pelo maior valor de taxa de produção obtido.

4.3 Método por Sistema *Fuzzy*

Os dois métodos apresentados anteriormente integram uma série de variáveis que afetam a produtividade do poço, proporcionando apenas um parâmetro, usado como um índice de qualidade. Este terceiro método foi idealizado com o objetivo de oferecer o mesmo tipo de avaliação, porém, utilizando uma abordagem diferente.

Problemas relacionados à tomada de decisões, como alocação de poços, podem ser muito complexos para serem resolvidos quantitativamente. Nos últimos anos, a lógica *fuzzy* tem sido amplamente utilizada para lidar com este tipo de problema. O sistema *fuzzy* não requer modelos computacionais ou equações matemáticas para definir uma relação entre parâmetros de entrada e saída. Esta relação é especificada por simples regras determinadas por uma base de conhecimento. A geração de um mapa de qualidade utilizando este método requer que o sistema seja construído.

A lógica *fuzzy* consiste em aproximar a decisão computacional da decisão humana, isto é, fazer com uma máquina não apresente apenas soluções binárias como "sim" ou um "não", mas também tenha decisões "abstratas", do tipo "mais ou menos", "talvez sim", e outras tantas variáveis que representem as decisões humanas. O primeiro passo para desenvolver o sistema é determinar as variáveis a serem utilizados como dados de entrada, a partir do qual o sistema gerará o mapa. Estas variáveis são aquelas que mais influenciam a produtividade de poços horizontais: porosidade, espessura porosa, saturação de óleo, permeabilidades vertical e horizontal, e distância de aquífero e capa de gás. Estes parâmetros foram escolhidos através de uma análise de sensibilidade e revisão bibliográfica.

Com a definição dos parâmetros, o próximo passo é “fuzzyficar” esses parâmetros, isto é, modificar a proposição binária, que no caso seria os valores de cada variável, por proposição nebulosa, através de modificadores lingüísticos como ‘muito’, ‘mais ou menos’, ‘pouco’, etc. Assim, os parâmetros foram classificados de acordo com a Tabela 4-1.

Tabela 4-1 - Parâmetros de entrada - Proposições nebulosas

Porosidade			Espessura porosa*	
0.2~1.0	Alto		0.6~1.0	Alto
0.1~0.2	Médio		0.3~0.6	Médio
0~0.1	Baixo		0~0.3	Baixo

Permeabilidade Horizontal (mD)			Permeabilidade Vertical (mD)	
1500~	Alto		300~	Alto
300~1500	Médio		100~300	Médio
0~300	Baixo		0~100	Baixo

Distância de Aquífero (m)			Distância de Capa de Gás (m)	
30~	Alto		30~	Alto
10~30	Médio		10~30	Médio
0~10	Baixo		0~10	Baixo

Saturação de Óleo				
0.2~1.0	Alto		0~0.2	Baixo

* Valores normalizados

Para que o sistema entenda como tratar esses dados e proporcione a resposta desejada, é preciso fornecer a dedução lógica que governa essas informações nebulosas, ou seja, o conjunto de regras a partir do qual tem-se uma relação entre os dados de entrada e os dados de saída. Essa dedução lógica ou conjunto de regras é chamado de inferência nebulosa. O método mais aplicado de inferência nebulosa tem a seguinte estrutura:

Se porosidade é alta e espessura porosa é alta e permeabilidade é alta, então produtividade é alta.

As regras são obtidas através da simulação de reservatórios, com o qual faz-se todas as combinações possíveis entre as variáveis da Tabela 4-1. Criou-se um reservatório de malha 36x36x7 com um poço alocado no centro e um simulador foi utilizado para determinar a produção de óleo obtida com aquelas características. A cada simulação executada, alterou-se o valor de um dos parâmetros de forma a obter todas as combinações possíveis e seus respectivos resultados. Para o sistema em questão foram necessárias 730 regras. Uma vez que as regras foram definidas, o sistema pode ser utilizado para analisar qualquer reservatório.

O mapa é gerado, fornecendo-se os valores dos parâmetros de entrada de cada célula para o sistema *fuzzy*, que retornará um valor entre 0 e 1, usado como índice de qualidade (Figura 4-6).

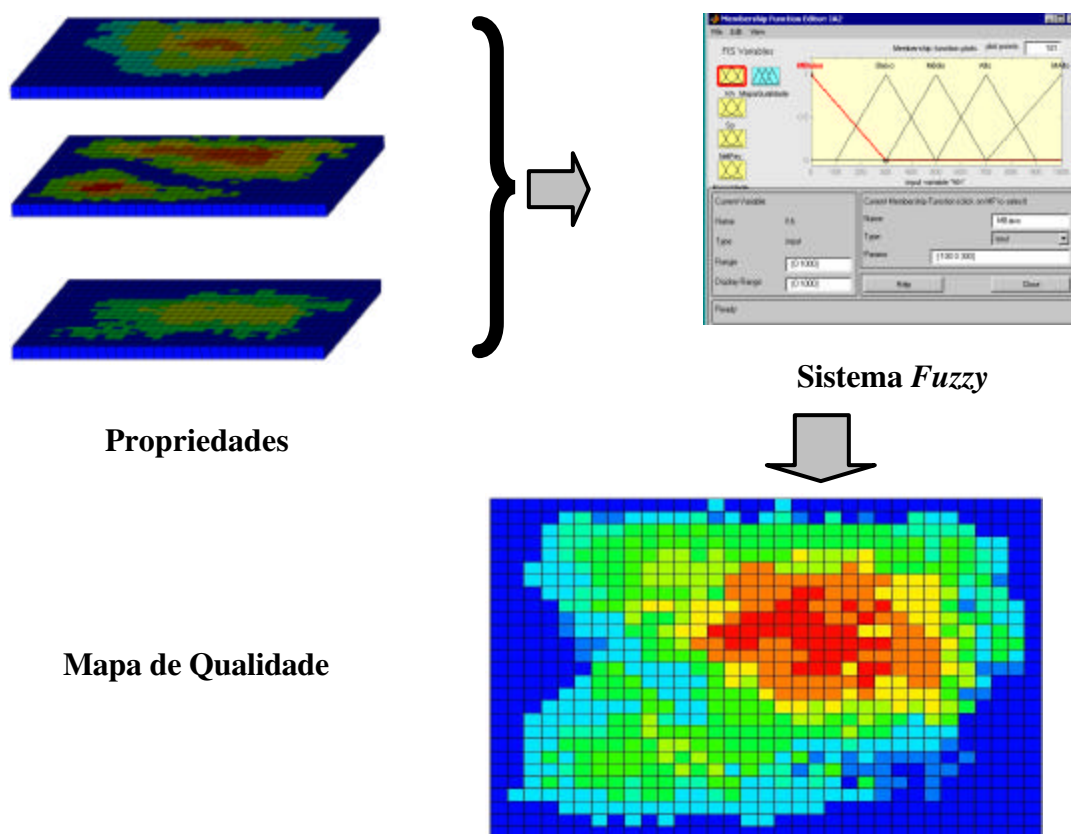


Figura 4-10 - Mapa de qualidade por sistema fuzzy

No próximo capítulo, são apresentadas aplicações do mapa de qualidade. Os três métodos de obtenção de mapa de qualidade são aplicados em um reservatório, e os resultados analisados e comparados. Também será avaliado o uso do mapa de qualidade na determinação do posicionamento dos poços em uma estratégia, onde os resultados de valor presente líquido e produção de óleo são comparados a uma estratégia do tipo *5-spot*. Três processos de otimização são aplicados com e sem o uso do mapa de qualidade, a fim de demonstrar a utilidade desta ferramenta ao longo das otimizações.

Capítulo 5

Aplicações e Resultados – Mapa de Qualidade

Este capítulo apresenta algumas aplicações do conceito de mapa de qualidade. O capítulo está dividido em seções onde são realizadas, inicialmente, as validações dos conceitos introduzidos no capítulo anterior. Na primeira seção, o mapa de qualidade é avaliado, com a apresentação e comparação dos três métodos de construção. Na segunda seção é realizada uma avaliação do uso do mapa na escolha de uma estratégia inicial. A terceira apresenta a utilidade do mapa de qualidade durante o processo de otimização de estratégias.

5.1 Descrição dos Modelos

Dois modelos de reservatórios marítimos são utilizados nos exemplos, derivados do Campo de Namorado, Bacia de Campos, nos quais foram incluídas algumas heterogeneidades.

- 1) Campo com canais de alta permeabilidade e barreiras, Figura 5-1.

Permeabilidade Horizontal (mD)	0 ~2000
Permeabilidade Vertical (mD)	0 ~200

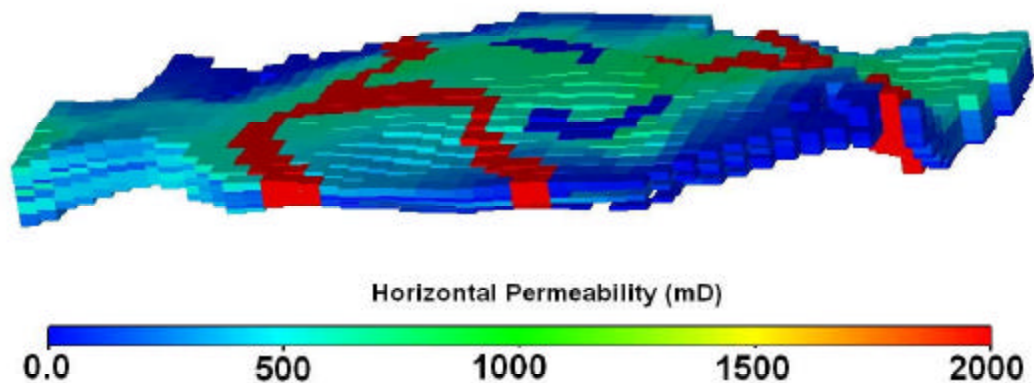


Figura 5-1 – Modelo do Campo de Namorado – Canais de alta permeabilidade e barreiras

2) Campo com canais de alta permeabilidade

Permeabilidade Horizontal (mD)	0 ~2000
Permeabilidade Vertical (mD)	0 ~200

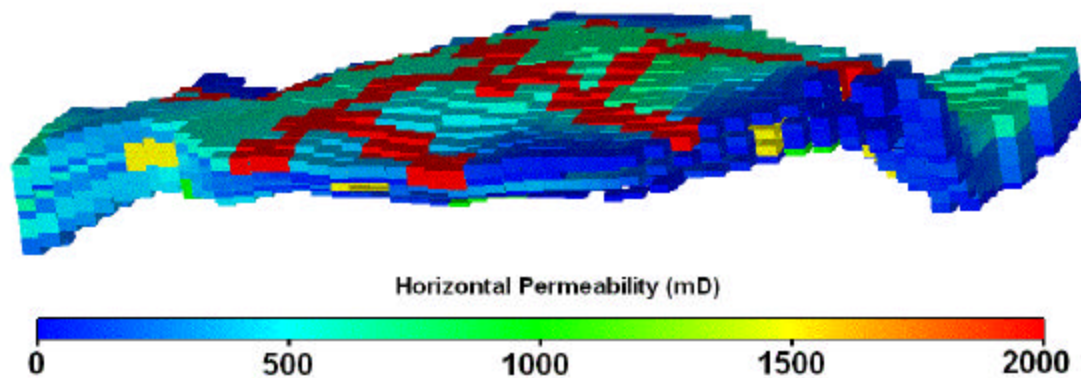


Figura 5-2 – Modelo do Campo de Namorado – Canais de alta permeabilidade

Dados comuns aos dois modelos são apresentados na Tabela A-1. Para todos os exemplos o cenário econômico é o mesmo, descrito na Tabela A-2.

Nas seções onde são realizados processos de otimização, as seguintes premissas são consideradas:

- Período de análise: 5000 dias (período em que o VPL do campo apresenta crescimento).
- Condições operacionais dos poços, Tabela A-3.
- Otimização utilizando o conceito de vizinhança.
- Classificação de poços e ordem de prioridade segundo as Figuras 2-9 e 2-10 para os casos em que o mapa de qualidade é utilizado.
- O processo de otimização segue o procedimento apresentado na Seção 3.5 e é finalizado quando nenhuma alteração adicional mostra-se positiva.

5.2 Comparação dos Métodos

Nesta seção, é realizada a comparação dos métodos de construção de mapa de qualidade propostos no capítulo anterior. O objetivo é validar os métodos e determinar o mais apropriado para utilização na metodologia de otimização desenvolvida neste trabalho. Neste caso, é usado o modelo que apresenta canais e barreiras de permeabilidade (Figura 5-1).

5.2.1 Método por Simulação Numérica

Nesta seção, os cinco procedimentos sugeridos são testados e comparados posteriormente com os outros métodos.

1. Abertura de um único poço vertical

Como apresentado no capítulo anterior, este método utiliza apenas um poço vertical, cuja posição é alterada em cada execução do simulador, de forma a proporcionar informações sobre a produtividade nas regiões do reservatório. O poço foi completado em todas as camadas, sem limite de vazão e com controle de fechamento das completações por corte de água acima de 90%. A avaliação foi realizada de três em três células. A Figura 5-2 mostra a variação do posicionamento do poço.

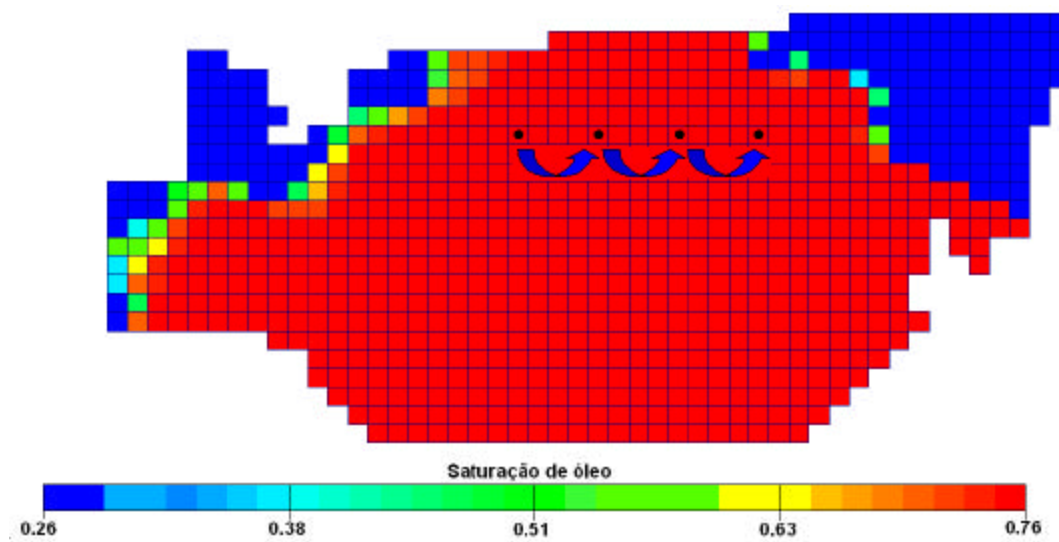


Figura 5-3 – Variação da posição do poço – Mapa de saturação de óleo

A Figura 5-4 apresenta o mapa de qualidade obtido, onde a legenda indica o índice de qualidade.

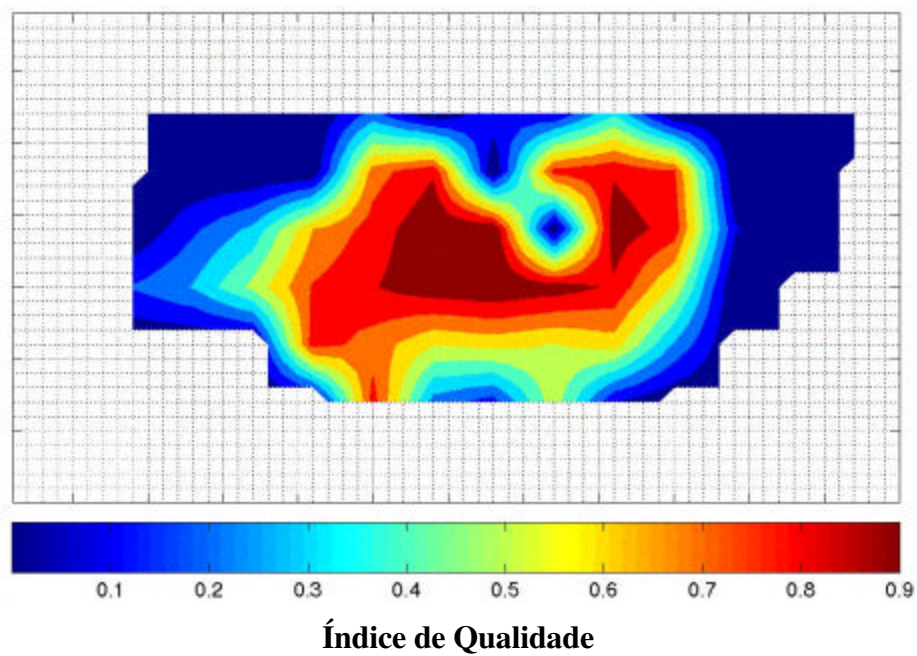


Figura 5-4 – Mapa de Qualidade – 1 poço vertical

2. Abertura de um grupo de poços verticais

Para este método, foram utilizados 58 poços verticais, distanciados de três células (450 m) e distribuídos de forma a cobrir todo o reservatório. Os poços foram completados em todas as camadas, sem limite de vazão e com controle de fechamento das completações por corte de água acima de 90%. Os valores de N_p obtidos foram normalizados pelo maior valor, e os valores das células foram determinados por interpolações. A Figura 5-5 apresenta a disposição dos poços. O mapa de qualidade gerado é mostrado na Figura 5-6.

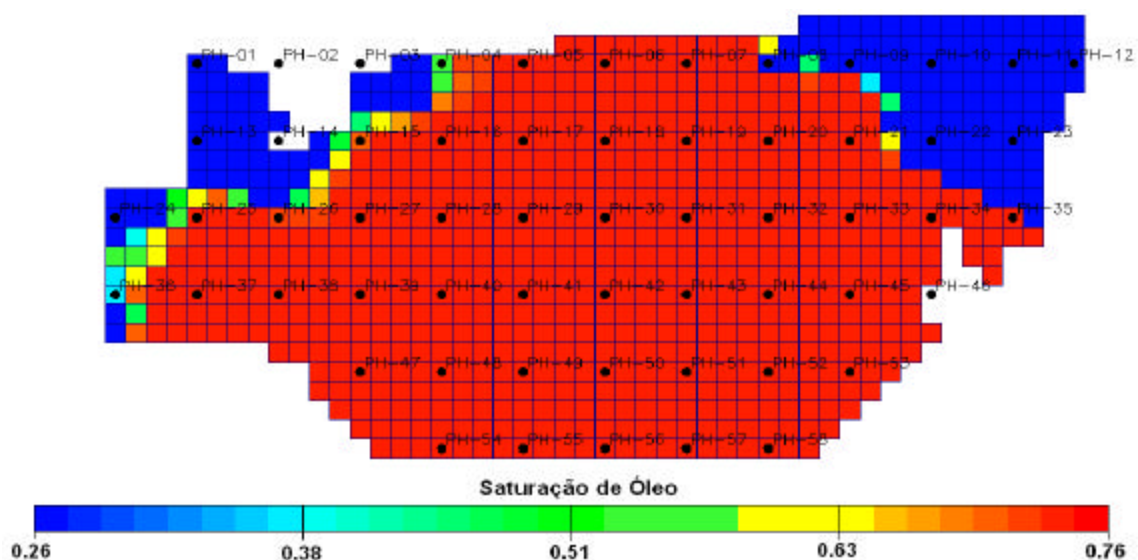
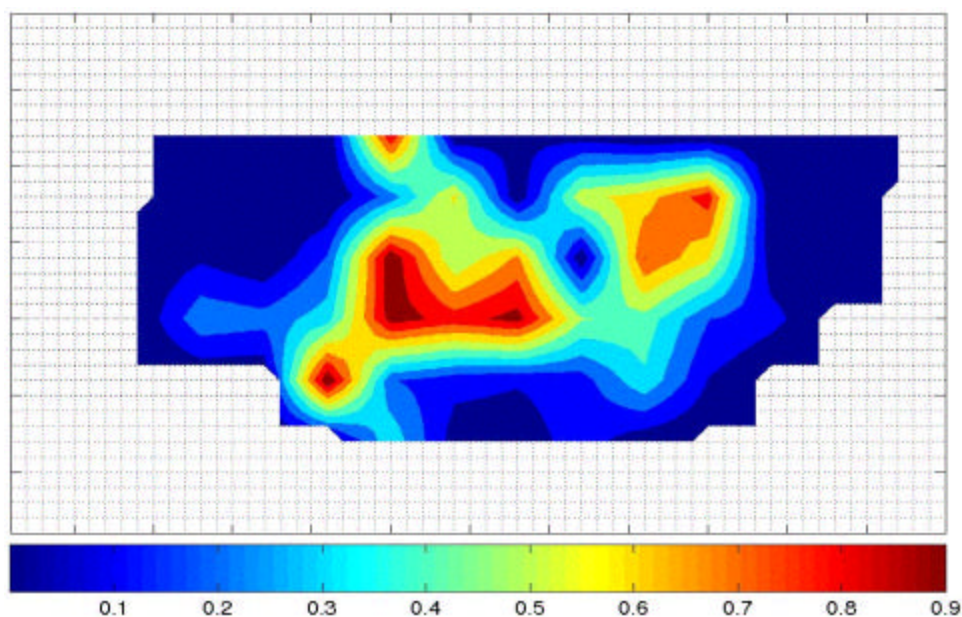


Figura 5-5 – Disposição dos poços verticais no reservatório – Mapa de saturação de óleo



Índice de Qualidade

Figura 5-6 – Mapa de Qualidade – 1 grupo de poços verticais

3. Abertura de dois grupos de poços verticais

Os 58 poços utilizados no procedimento anterior foram divididos em dois grupos (Figura 5-7). Os grupos, então, foram simulados separadamente, com todos os poços abertos ao mesmo tempo. O mapa de qualidade pode ser visto na Figura 5-8.

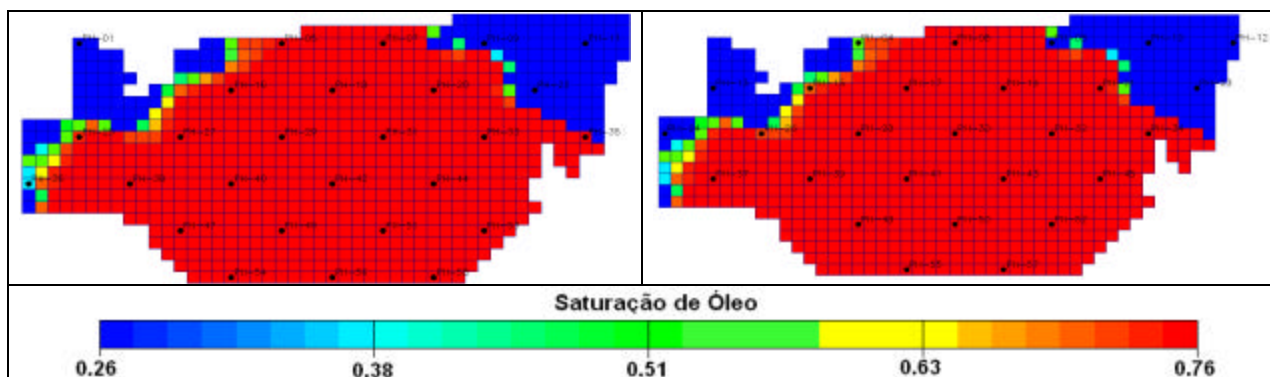


Figura 5-7 – 2 Grupos de poços utilizados – Mapas de saturação de óleo

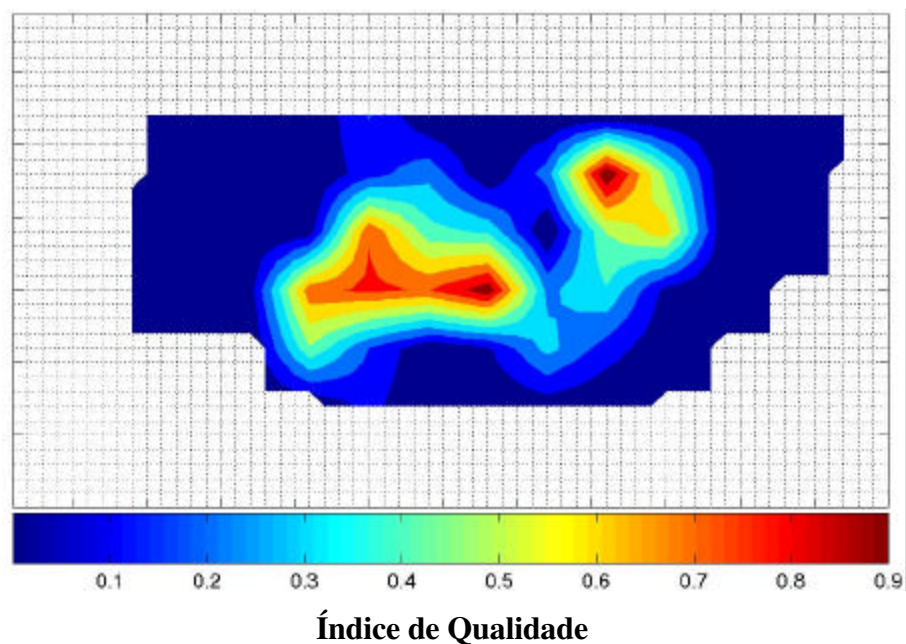


Figura 5-8 – Mapa de Qualidade – 2 grupos de poços verticais

4. Abertura de 4 grupos de poços

Neste procedimento, os poços foram divididos em quatro grupos. O processo é similar ao utilizado no procedimento anterior. A Figura 5-9 apresenta os quatro grupos utilizados.

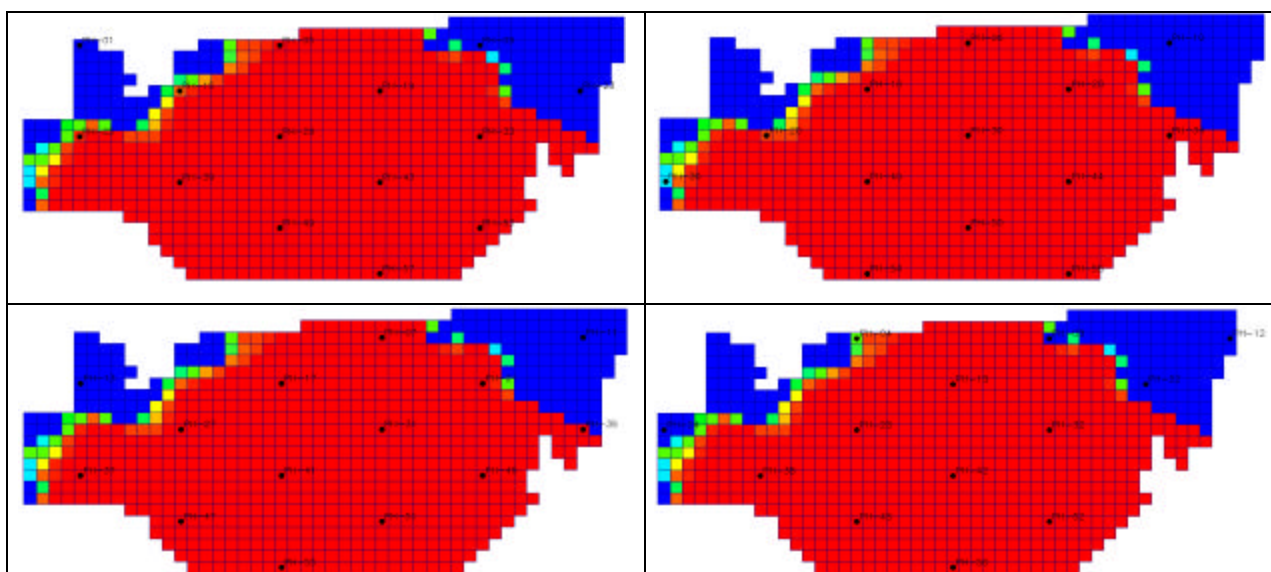


Figura 5-9 – 4 Grupos de poços utilizados – Mapa de saturação de óleo

O mapa de qualidade gerado é apresentado na Figura 5-10.

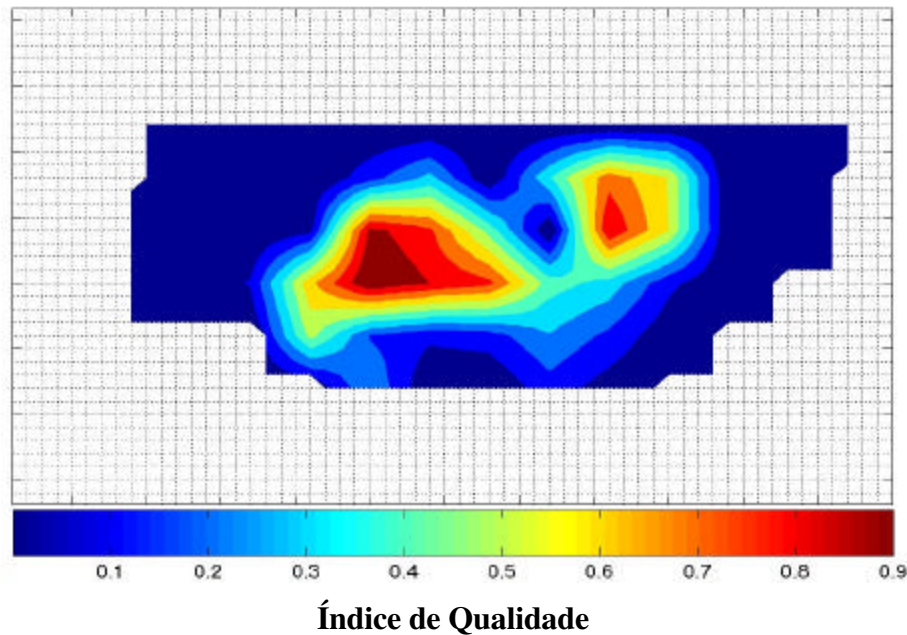


Figura 5-10 – Mapa de Qualidade – 4 grupos de poços verticais

5. Abertura de um grupo de poços horizontais

Neste método, foi utilizado um grupo de 51 poços produtores, distanciados entre si por 450 m e posicionados de forma a cobrir todo reservatório (Figura 5-11). Os poços têm 300 m de comprimento, sem limite de vazão. Todos os poços foram abertos simultaneamente e mantidos em produção por dez anos. Este procedimento foi repetido para todas as sete camadas. Os valores de N_p obtidos por cada poço foram divididos entre as três células do trecho horizontal do poço. O N_p médio foi calculado e os valores foram normalizados. Os valores das células não avaliadas na simulação foram interpolados. O mapa de qualidade é apresentado na Figura 5-12.

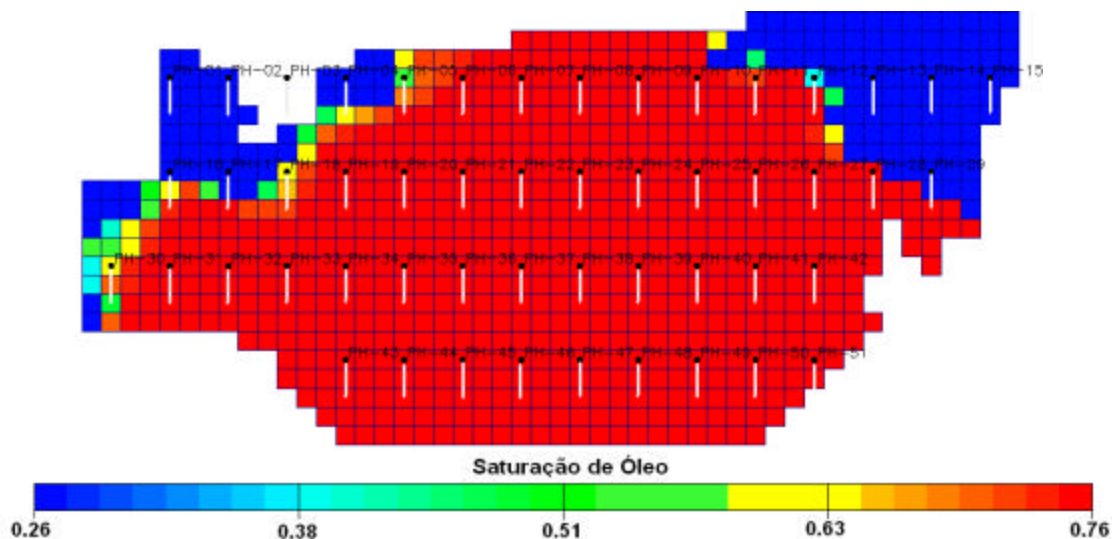


Figura 5-11 – Distribuição dos poços horizontais –Mapa de saturação de óleo

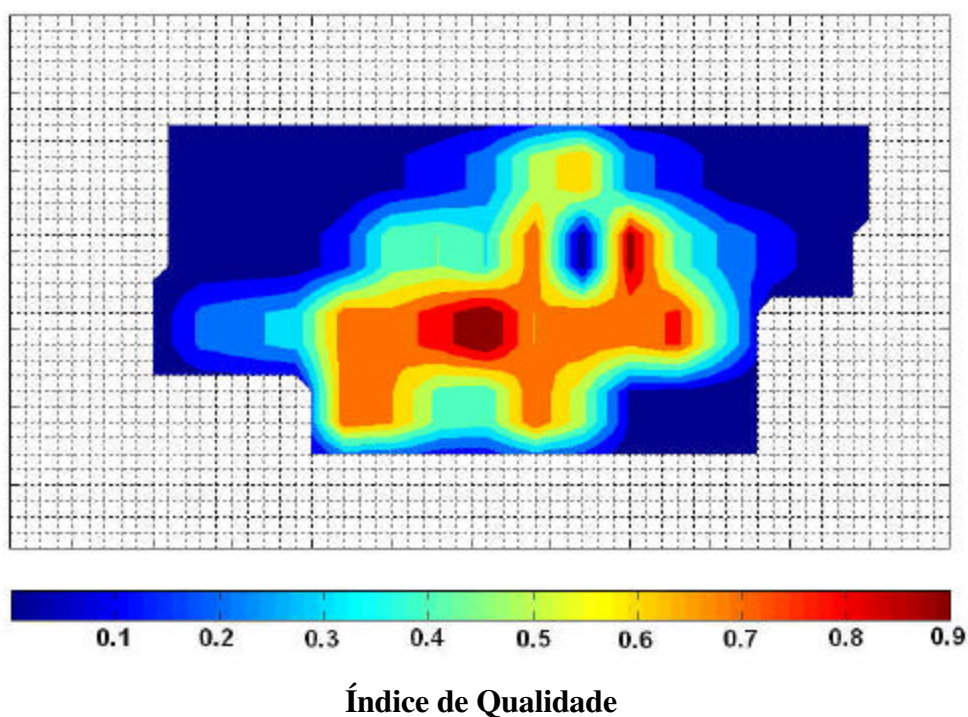


Figura 5-12 – Mapa de Qualidade – Método por Simulação Numérica

5.2.2 Método Analítico

O primeiro passo para aplicar este método foi definir a área de drenagem horizontal. Uma área de 1350 x 1350 m (9 x 9 células) foi escolhida (Figura 5-13).

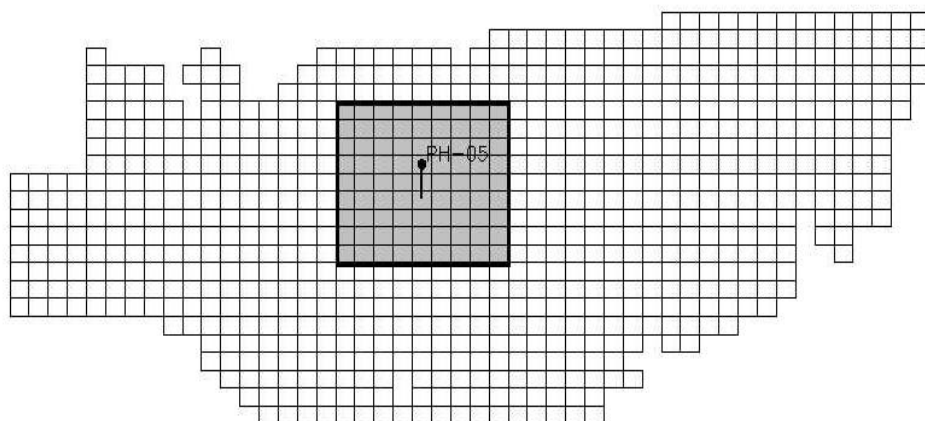


Figura 5-13 – Área de drenagem escolhida

O procedimento seguiu com o pré-processamento das variáveis utilizadas na expressão de produtividade, descrita na Seção 4.2. O poço utilizado tem 300 m de comprimento e está alocado no centro do volume de drenagem. O valor da taxa de produtividade obtida foi atribuído à célula do centro do volume. A avaliação foi repetida, variando-se a posição do poço, célula por célula, juntamente com o volume de drenagem. Os valores foram normalizados, proporcionando o mapa de qualidade mostrado na Figura 5-14.

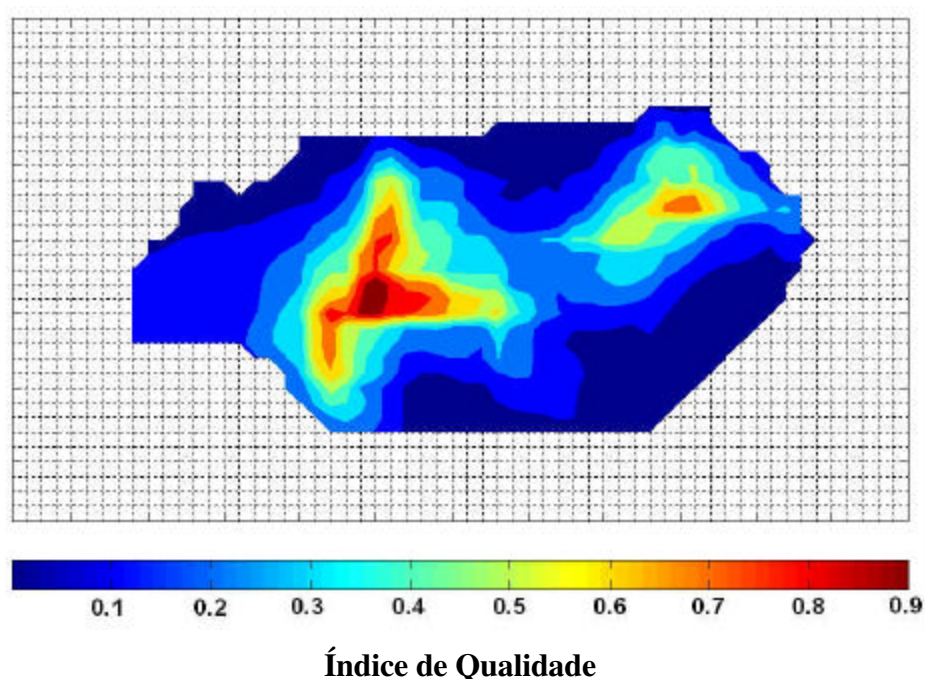


Figura 5-14 – Mapa de Qualidade – Método Analítico

5.2.3 Método por Sistema *Fuzzy*

Uma vez que o sistema *fuzzy* foi desenvolvido, a construção do mapa de qualidade depende apenas do fornecimento dos parâmetros de entrada ao sistema. A Figura 5-15 apresenta o mapa obtido por este método.

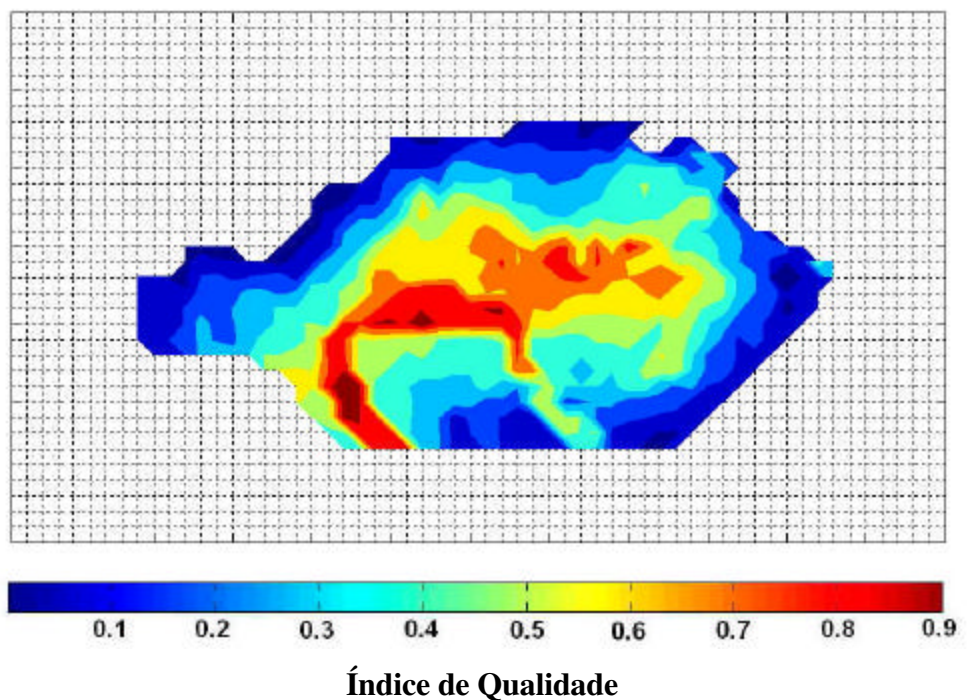


Figura 5-15 – Mapa de Qualidade – Método por Sistema Fuzzy

5.2.4 Comparação dos Mapas e Validação

As Figuras 5-4, 5-6, 5-8, 5-10, 5-12, 5-14, 5-15 mostram os mapas gerados pelos métodos propostos. Os diferentes procedimentos utilizados no método por simulação numérica proporcionaram diferentes resultados. Este fato pode ser explicado pela influência que os poços exercem sobre os outros, quando são abertos simultaneamente. O procedimento que utiliza apenas um poço resultou em um mapa de qualidade com maiores áreas de bom potencial de produção.

Ao considerar somente um poço, a pressão do reservatório tende a decrescer mais lentamente, fazendo com que o poço produza de forma mais uniforme em diferentes posições. Quando vários poços são abertos ao mesmo tempo, como no método que utiliza 1 grupo de poços verticais, a pressão cai mais rapidamente, induzindo uma maior produção para aqueles poços que estão realmente localizados em uma região de bom potencial. Pode-se observar na Figura 5-6, menores áreas de bom potencial de produção. O método que usa poços horizontais, no entanto, resultou em uma solução bastante diferente em relação aos outros procedimentos que utiliza a simulação numérica. Essa divergência pode ser explicada pela influência do direcionamento dos poços horizontais na produtividade. Usar apenas uma direção para avaliar o potencial de produção de regiões no reservatório pode levar a falsos resultados. Pode-se esperar então, que o método com um poço vertical tenha maior probabilidade de representar melhor a qualidade do reservatório. Entretanto, este método demanda um número bem maior de simulações, principalmente para reservatórios grandes.

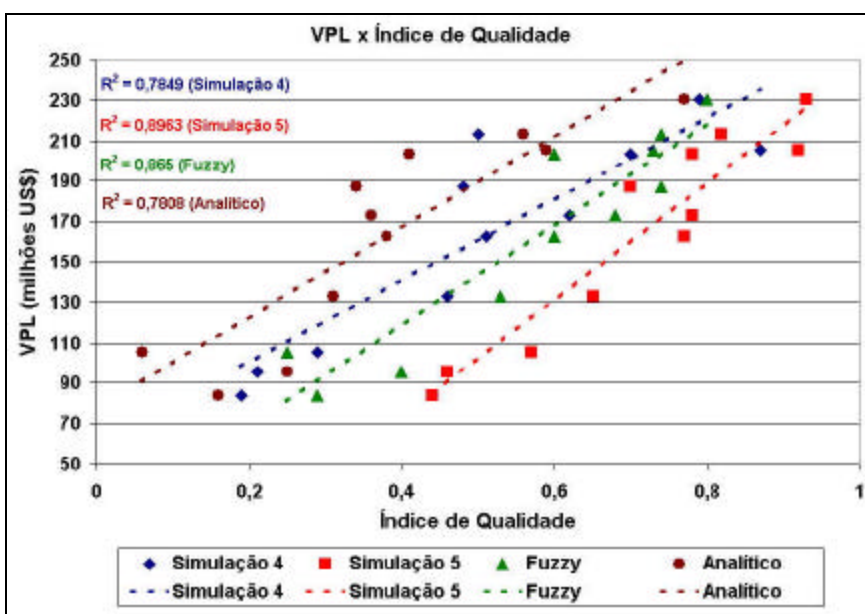
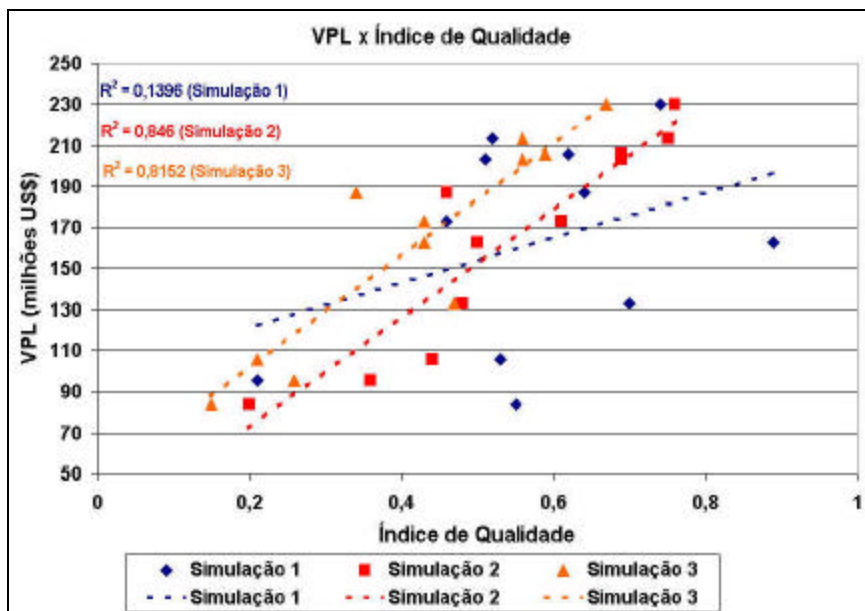
O mapa construído a partir do método analítico apresenta uma tendência mais conservadora, proporcionando menores regiões de alto potencial de produção. Esta diferença pode ser explicada pelas simplificações impostas no método analítico, referentes ao pré-processamento dos parâmetros. O sistema *fuzzy* proporcionou um mapa com uma melhor definição das regiões. Isto ocorre pelo fato de que, neste método, a qualidade é avaliada em todas as células da malha. Apesar das diferenças, regiões comuns, indicando os mais altos potenciais podem ser vistos em todos os mapas. É importante ressaltar que uma comparação visual é insuficiente, uma vez que os índices de qualidade proporcionados pelos mapas não são equivalentes entre si, devidos às diferenças na definição de qualidade em cada método. Diferentes índices (valores) indicam as melhores regiões de produção de acordo com o método utilizado, o que não implica na determinação do melhor método de construção de mapa de qualidade.

A fim de validar os mapas obtidos, uma estratégia de produção foi determinada ao campo em questão e uma otimização econômica foi realizada. O objetivo foi observar as posições dos poços produtores, que proporcionasse o melhor VPL. A estratégia inicial possui uma configuração do tipo 5-spot com 14 produtores e 12 injetores (Figura 5-16). No processo de

Tabela 5-1 – Comparação entre as estratégias inicial e final

	Inicial	Final
VPL (US\$)	990.00 x 10 ⁶	1322.80 x 10 ⁶
N_p (m³)	40.28 x 10 ⁶	45.00 x 10 ⁶
W_p (m³)	25.54 x 10 ⁶	13.70 x 10 ⁶

A Figura 5-18 compara os resultados obtidos pelos sete procedimentos estudados. Os pontos representam a relação entre o desempenho (VPL) e o índice de qualidade para cada poço. Como pode ser observado, o mapa gerado através da simulação numérica, utilizando apenas um único poço vertical, foi o que proporcionou o melhor resultado apresentando o maior grau de correlação ($R^2 = 0,8963$). Entretanto, este também é o método que necessita do maior número de simulações (58 no total). O método que utiliza poços horizontais, porém, apresentou um grau de correlação baixo, não indicando uma relação entre o VPL e o índice de qualidade. O sistema *fuzzy* desenvolvido mostrou-se confiável, proporcionando uma boa solução. Apesar do grande número de simulações necessário para a construção do sistema *fuzzy* (730 simulações no total), as regras são definidas de forma generalizada, de modo que o sistema possa ser utilizado para avaliar outros reservatórios, sem a necessidade de que todo o processo de simulação seja refeito. Logicamente, o método *fuzzy* deve ser melhor investigado para que possa ser usado de forma mais generalizada mas para os exemplos testados, ele mostrou grande potencial.



- Simulação 1 – 1 grupo de poços horizontais (1 simulação)
- Simulação 2 – 1 grupo de poços verticais (1 simulação)
- Simulação 3 – 2 grupos de poços verticais (2 simulações)
- Simulação 4 – 4 grupos de poços verticais (4 simulações)
- Simulação 5 – 1 poço vertical (58 simulações)

Figura 5-18 – VPL x Índice de qualidade para os sete procedimentos

É importante ressaltar, no entanto, que os métodos podem ser ajustados, uma vez que simplificações foram consideradas. Um método que não apresentou bons resultados nestas condições pode ser melhorado com mais testes. Porém, qualquer mapa de qualidade gerado, independente do método, é uma aproximação que pode evoluir ao longo de sua utilização, conforme o comportamento do campo é avaliado. Para as otimizações que serão realizadas nos exemplos deste capítulo, o mapa de qualidade será construído através do método por sistema *fuzzy*, devido aos resultados obtidos. O método está entre os que tem melhores resultados e é um procedimento mais rápido e simples em relação aos outros.

5.3 Escolha da Estratégia Inicial

O mapa de qualidade foi idealizado, inicialmente, para ser uma ferramenta de auxílio na escolha do melhor posicionamento de poços produtores em um reservatório. Nesta seção, é feita uma comparação entre duas estratégias iniciais diferentes: um *5-spot* e outra, onde as posições dos poços foram definidas a partir do mapa de qualidade, a fim de demonstrar o benefício proporcionado por esta ferramenta. O reservatório utilizado é o modelo que apresenta apenas canais de alta permeabilidade (Figura 5-2)

As estratégias foram comparadas através dos valores de VPL, produções acumuladas de óleo, água e gás. Em ambas estratégias, foram utilizados 14 poços produtores e 12 injetores. A estratégia *5-spot* pode ser vista na Figura 5-16.

Como o objetivo deste trabalho não é definir uma estratégia inicial e sim desenvolver uma metodologia para otimizar uma estratégia base, não foram criados procedimentos para determinar o melhor posicionamento dos poços. A determinação das posições dos poços utilizando o mapa de qualidade foi feita de forma qualitativa e subjetiva, buscando-se sempre as regiões com maior potencial de produção para alocar os produtores. A posição dos injetores foi definida de acordo com a localização dos produtores e a necessidade em aumentar a pressão em determinadas regiões. A estratégia pode ser observada na Figura 5-19. O mapa de qualidade foi gerado através do sistema *fuzzy*.

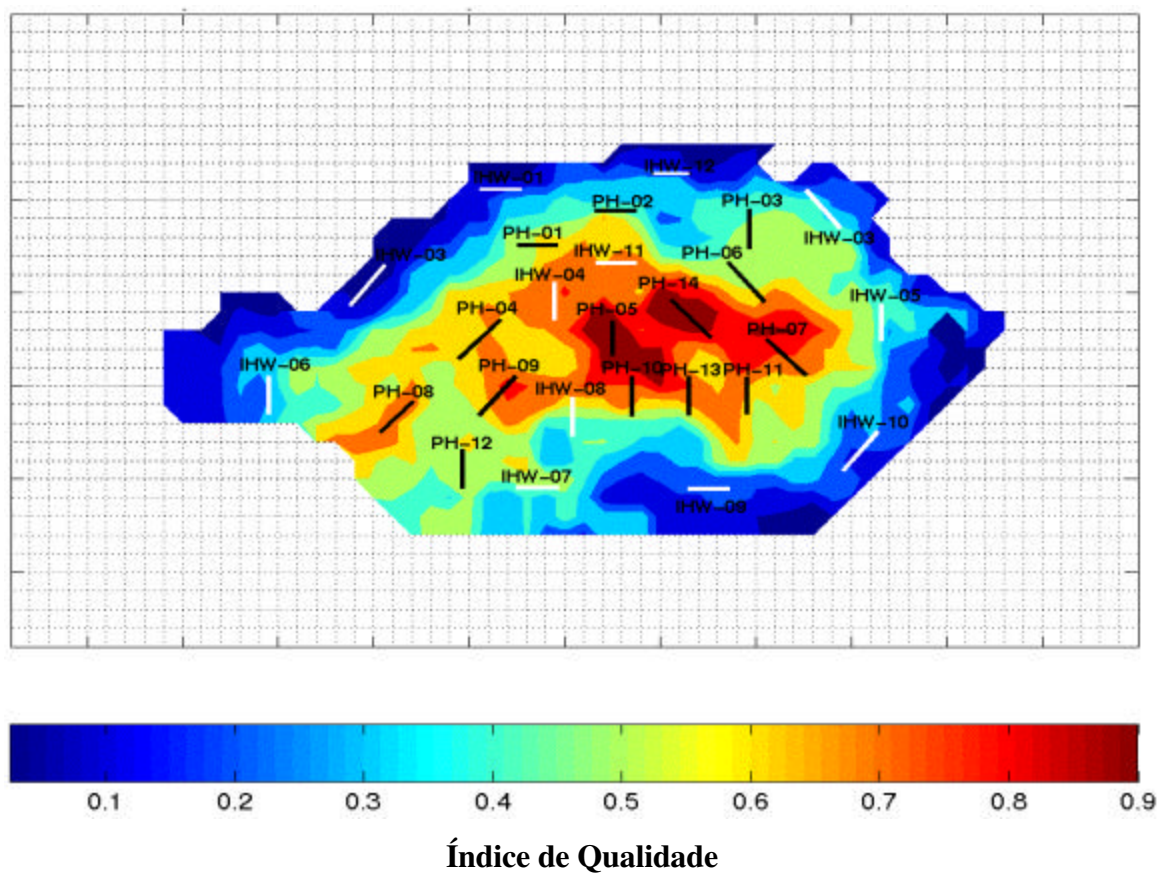


Figura 5-19 - Mapa de Qualidade – Estratégia inicial (produtores em preto e injetores em branco)

Para cada estratégia, foram obtidos os valores de VPL, baseado no cenário econômico apresentado na Tabela A-2, e as produções acumuladas de óleo e água. A Figura 5-20 mostra a comparação destes três parâmetros.

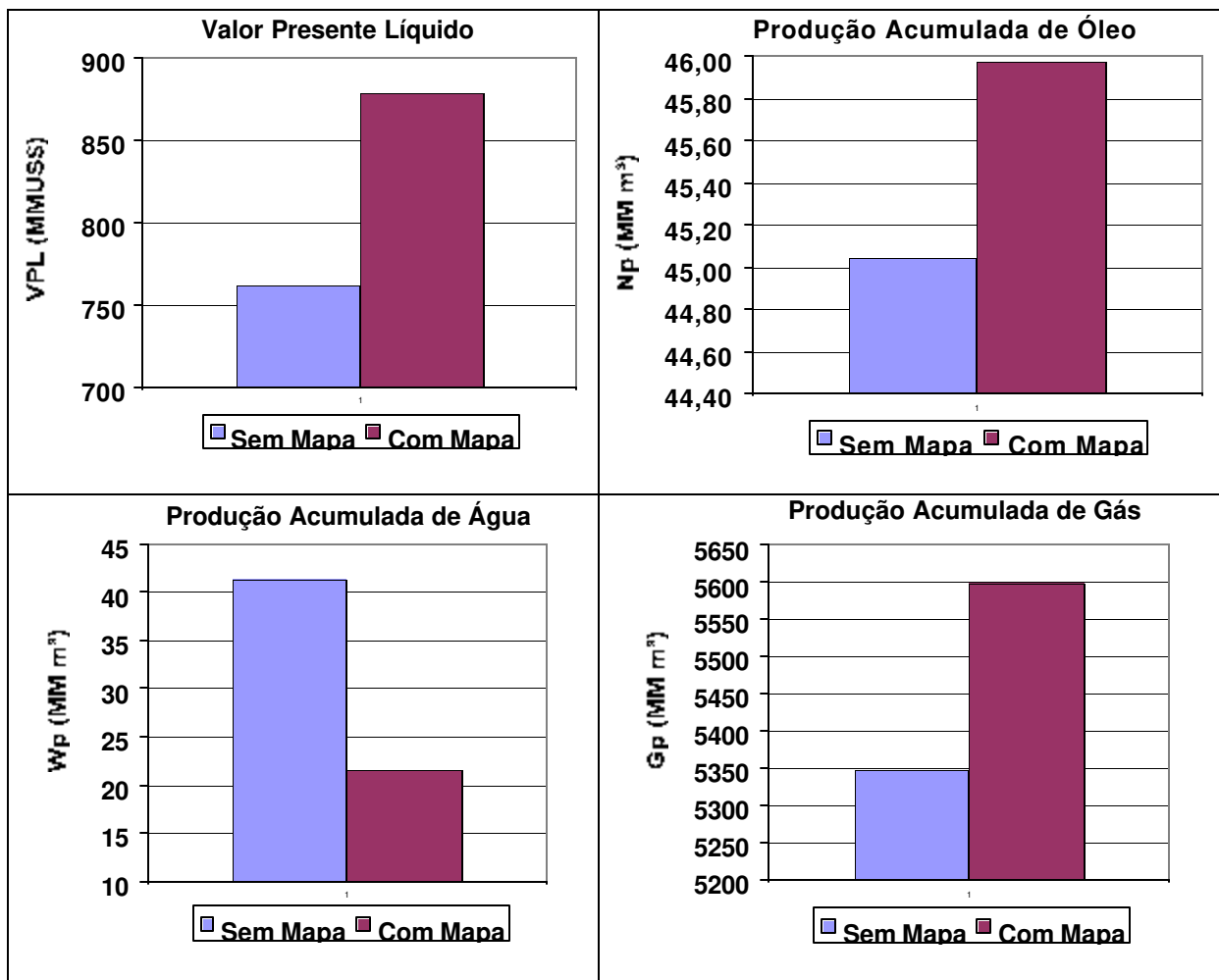


Figura 5-20 – Comparação entre as estratégias

Como pode ser observada nos gráficos, a estratégia baseada no mapa de qualidade apresenta um melhor resultado, proporcionando um melhor valor presente líquido e recuperação do campo (maior produção acumulada de óleo), com produção de água reduzida. A produção de gás, no entanto, apresentou-se mais elevada, porém este fato pode ser explicado pelo maior volume de óleo produzido. Esta diferença pode ser ainda mais significativa quando grandes reservatórios são considerados, onde um maior número de poços são utilizados. A utilização do mapa de qualidade para determinar a distribuição inicial dos poços pode facilitar o processo de otimização futuro, reduzindo o tempo e o número de simulações, uma vez que a estratégia já parte de uma solução boa, em relação ao posicionamento dos poços. Esta comparação pode ser vista na seção seguinte.

5.4 Mapa de Qualidade no Processo de Otimização

A utilização desta ferramenta é, muitas vezes, realizada de forma subjetiva e qualitativa, mas em muitos casos é possível obter melhores resultados quando o mapa de qualidade é utilizado. Desta maneira, o objetivo é mostrar a utilidade do mapa no processo de otimização, tanto para classificar um poço, quanto para auxiliar nas decisões relativas à escolha do tipo de alteração a ser realizada. Três processos de otimização são comparados:

- Processo 1: o mapa de qualidade não é utilizado e a estratégia inicial parte de uma configuração *5-spot*;
- Processo 2: o mapa é utilizado apenas na definição da estratégia base (Figura 5-19);
- Processo 3: o mapa de qualidade é utilizado durante todo processo de otimização.

Um quarto processo ainda poderia ser incluído: estratégia inicial *5-spot* com utilização do mapa de qualidade durante o processo. Porém, o objetivo é apresentar a evolução do processo de otimização, conforme o mapa de qualidade é utilizado e, por isso, esse processo não foi realizado.

A classificação dos poços e a ordem de prioridade para o caso sem o mapa são apresentadas na Figura 5-21, e na Figura 2-10 para o caso com o mapa de qualidade. Será utilizado o conceito de vizinhança para alteração simultânea de poços. Para a construção do mapa de qualidade foi utilizado o método por sistema *fuzzy*.

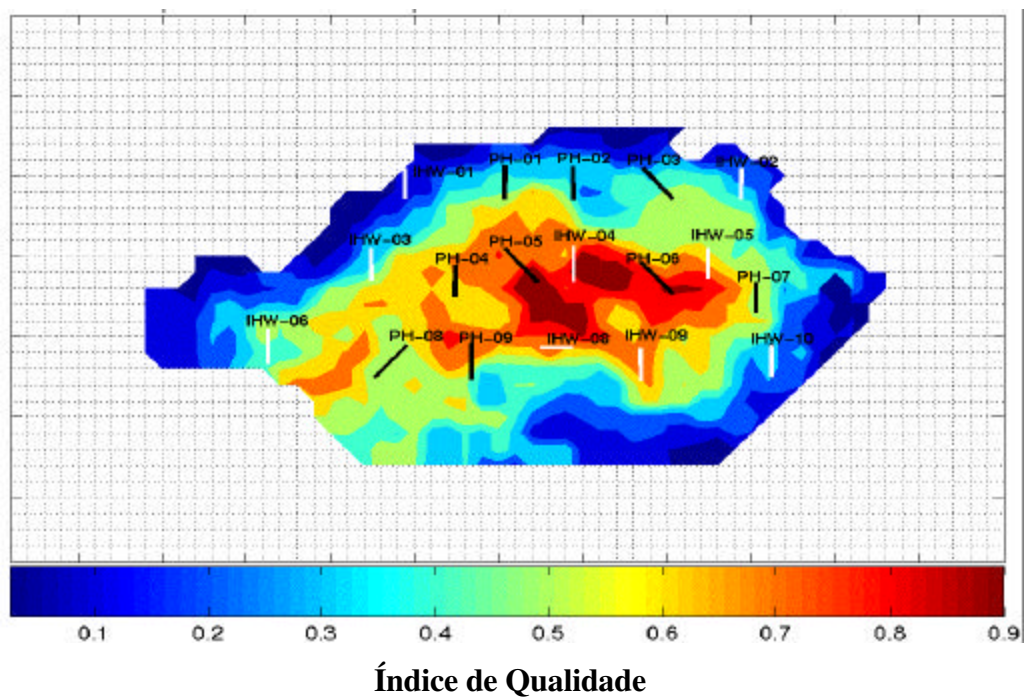


Figura 5-22 – Estratégia otimizada – Processo 1 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).

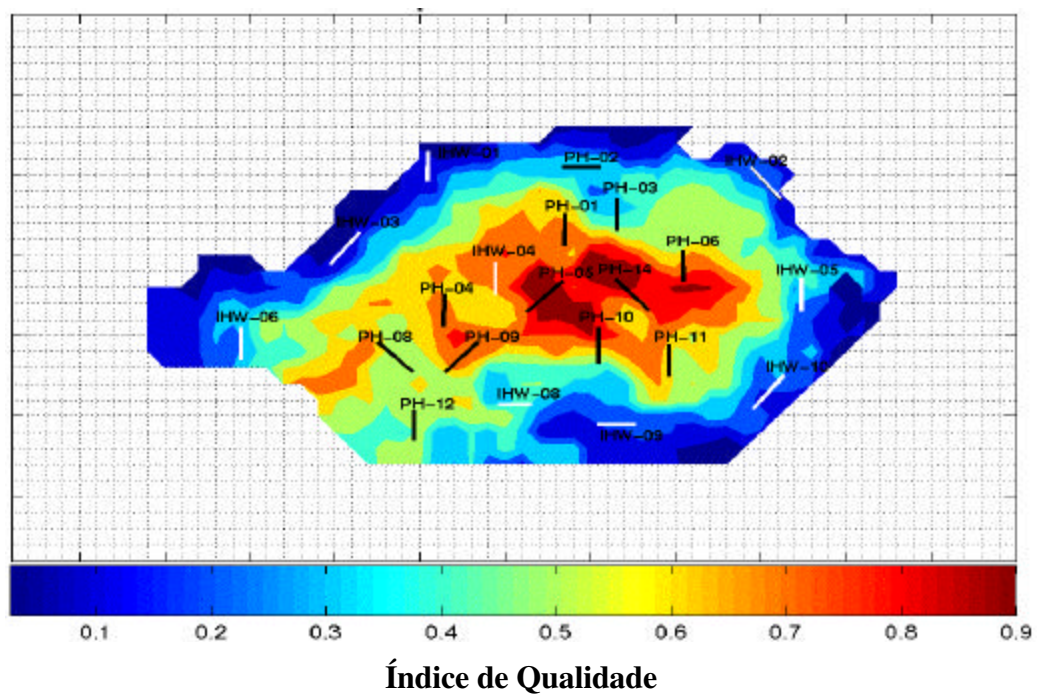


Figura 5-23 – Estratégia otimizada – Processo 2 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).

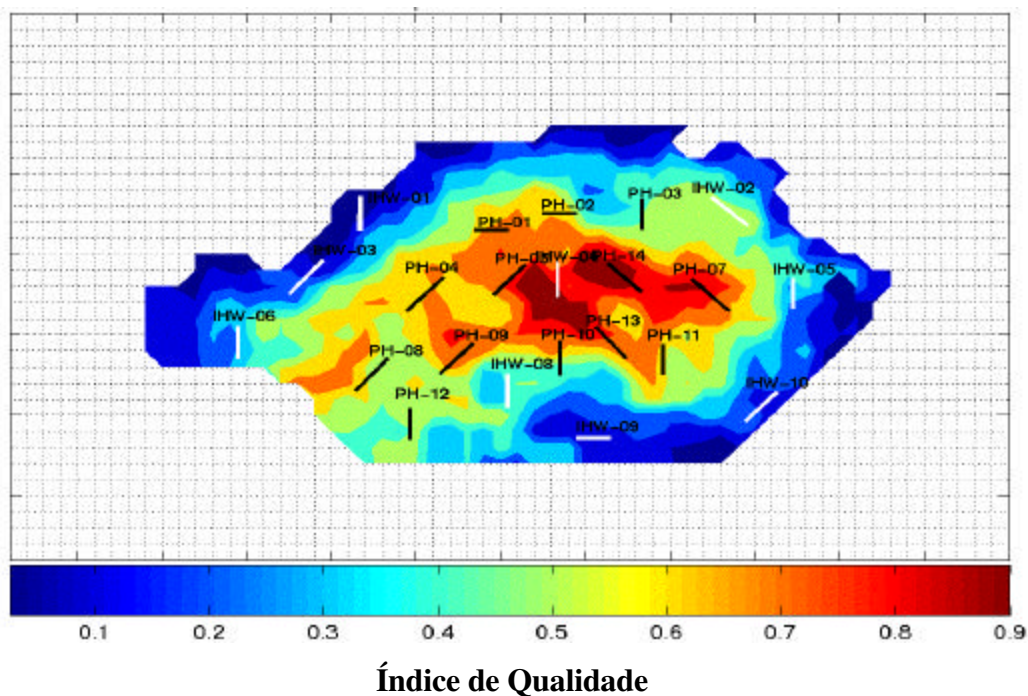


Figura 5-24 – Estratégia otimizada – Processo 3 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).

A utilização do mapa de qualidade, embora de forma subjetiva, mostrou-se bastante útil na classificação dos poços e na tomada de decisão em relação às modificações a serem realizadas, principalmente, aquelas referentes à re-alocação de poços. A classificação dos poços foi mais específica e ações puderam ser definidas de forma mais segura e correta, permitindo obter um bom resultado com um número menor de simulações.

As Figuras 5-25, 5-26 e 5-27 apresentam a evolução do VPL para os três processos, respectivamente. As barras em preto representam as rodadas, cujas modificações mostraram-se positivas, enquanto as barras em cinza são aquelas em que houve um decréscimo da função-objetivo (VPL). Embora o mapa de qualidade não tenha sido utilizado nos Processos 1 e 2, este último necessitou de um menor número de simulações em comparação ao Processo 1, por partir de uma estratégia base melhor. Embora os VPL finais apresentem-se próximos, o uso do mapa permitiu atingir uma melhor solução, com uma maior recuperação e um menor número de simulações. A informação adicional fornecida pelo mapa permitiu uma melhor avaliação dos poços, reduzindo o número de simulações negativas e, conseqüentemente, diminuindo o tempo

total de otimização. A diferença entre os resultados mostra-se mais acentuada quando são comparadas as evoluções de Np, Figuras 5-28, 5-29 e 5-30. O fato de alguns poços terem sido recuperados e não excluídos, contribuiu para alcançar uma melhor recuperação do campo. Nos gráficos seguintes, são apresentadas as relações entre VPL e Np durante o processo de otimização.

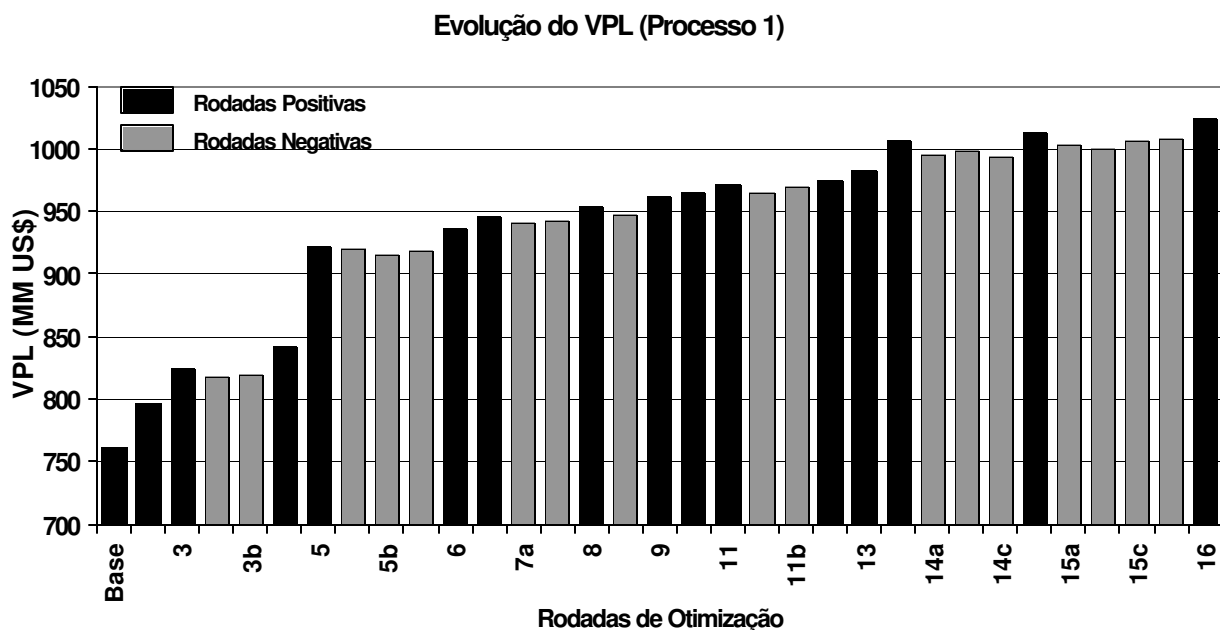


Figura 5-25 –Evolução do VPL para o Processo 1 (33 simulações)

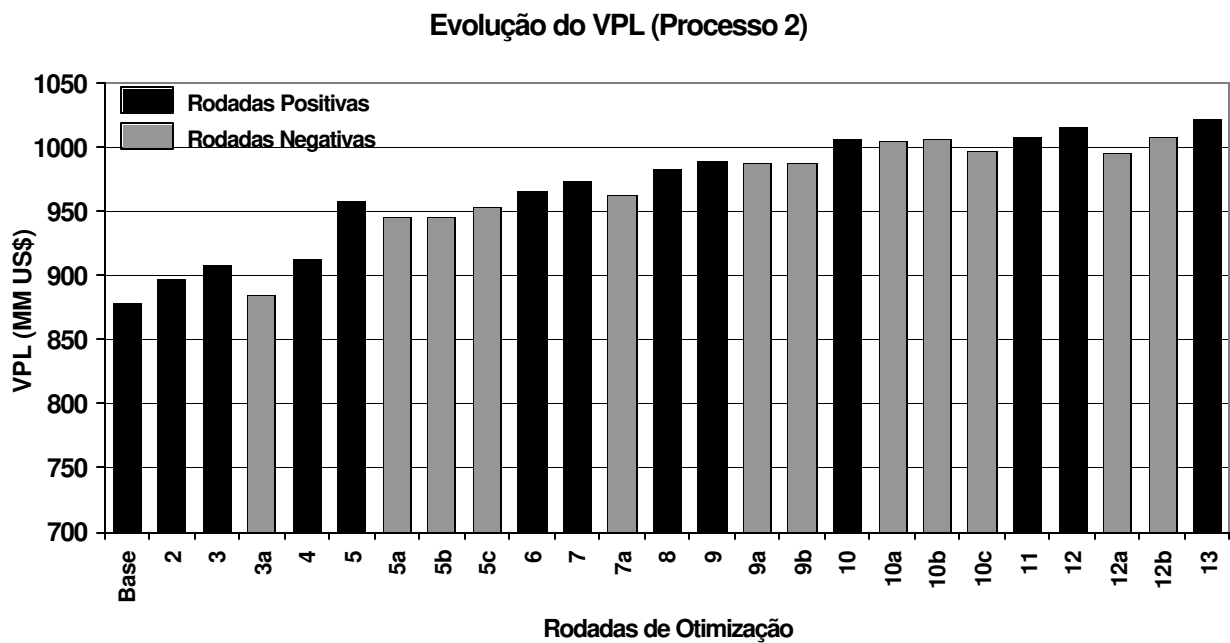


Figura 5-26 - Evolução do VPL para o Processo 2 (25 simulações)

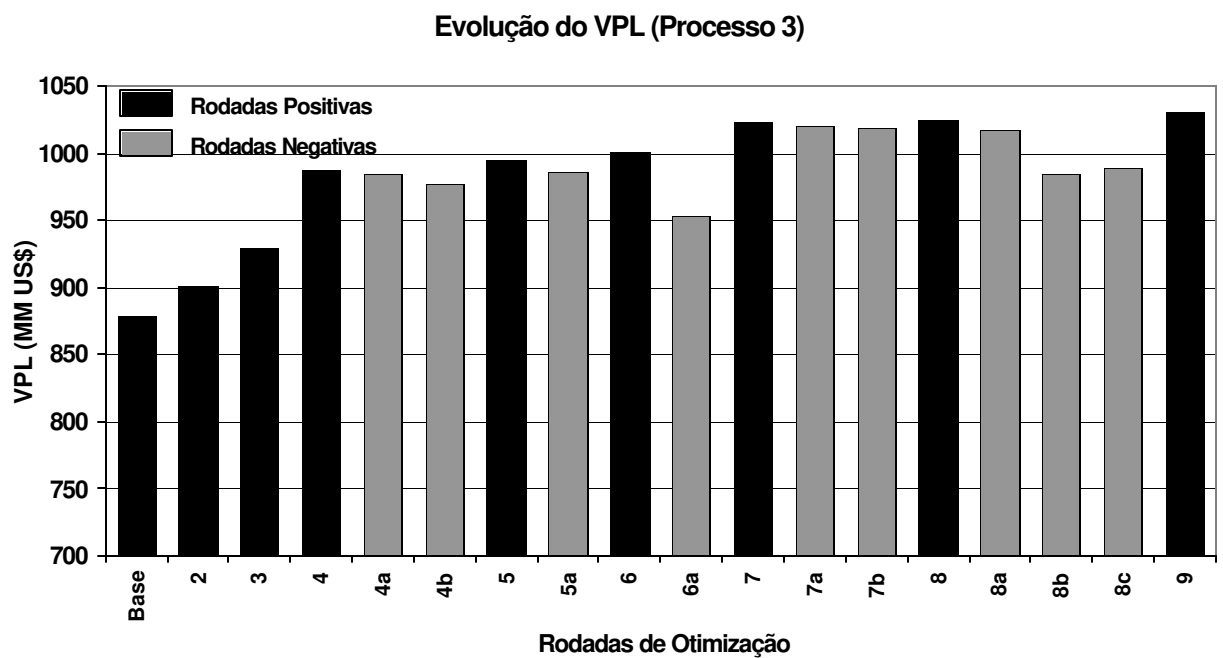


Figura 5-27- Evolução do VPL para o Processo 3 (18 simulações)

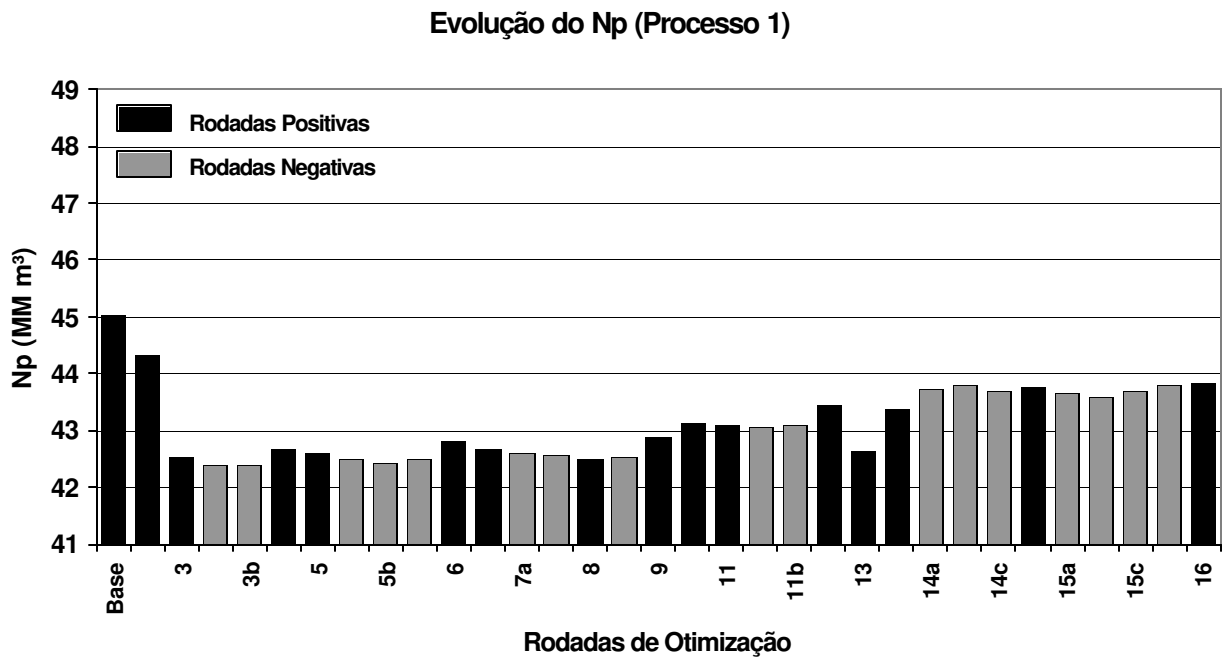


Figura 5-28 - Evolução do Np para o Processo 1

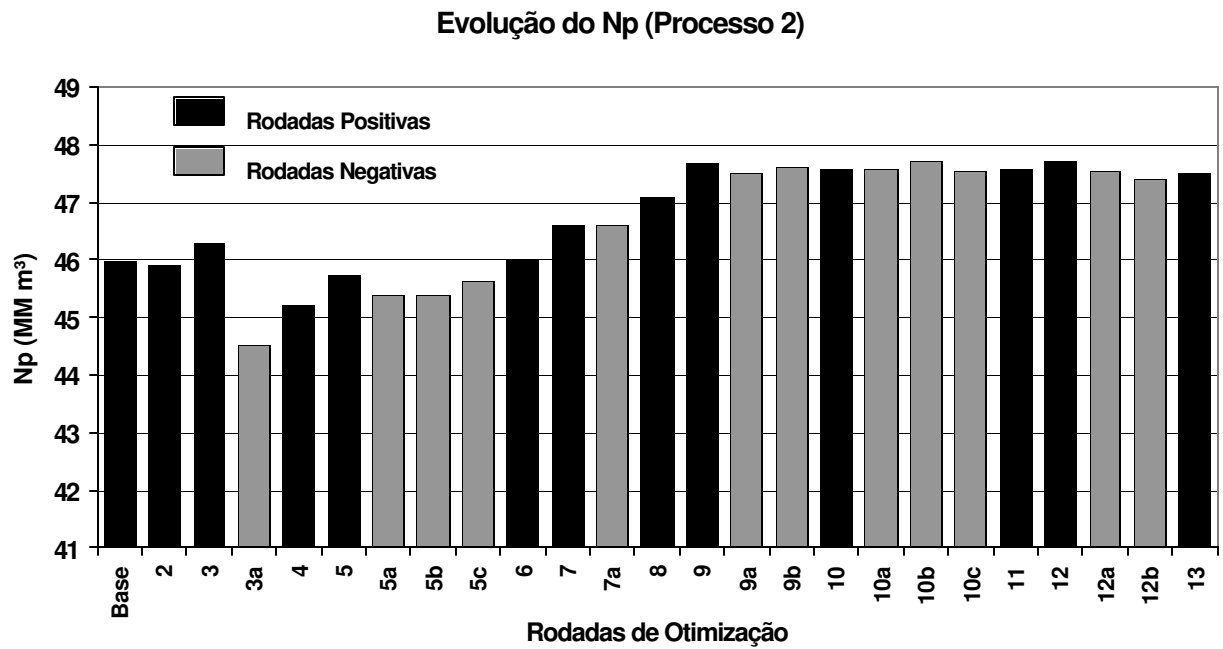


Figura 5-29 - Evolução do Np para o Processo 2

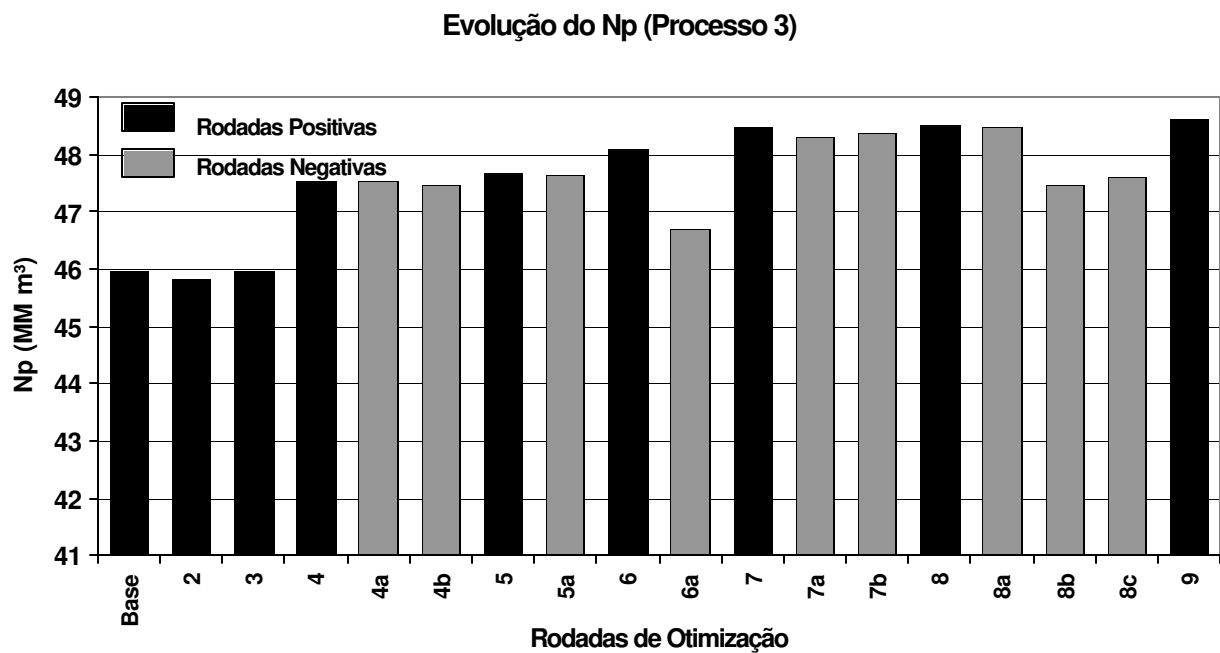


Figura 5-30 - Evolução do Np para o Processo 3

A comparação entre os processos pode ser mais bem realizada através do gráfico apresentado na Figura 5-31, que mostra a relação entre VPL e Np por rodada, durante a otimização. Neste caso, são apresentadas apenas as rodadas positivas.

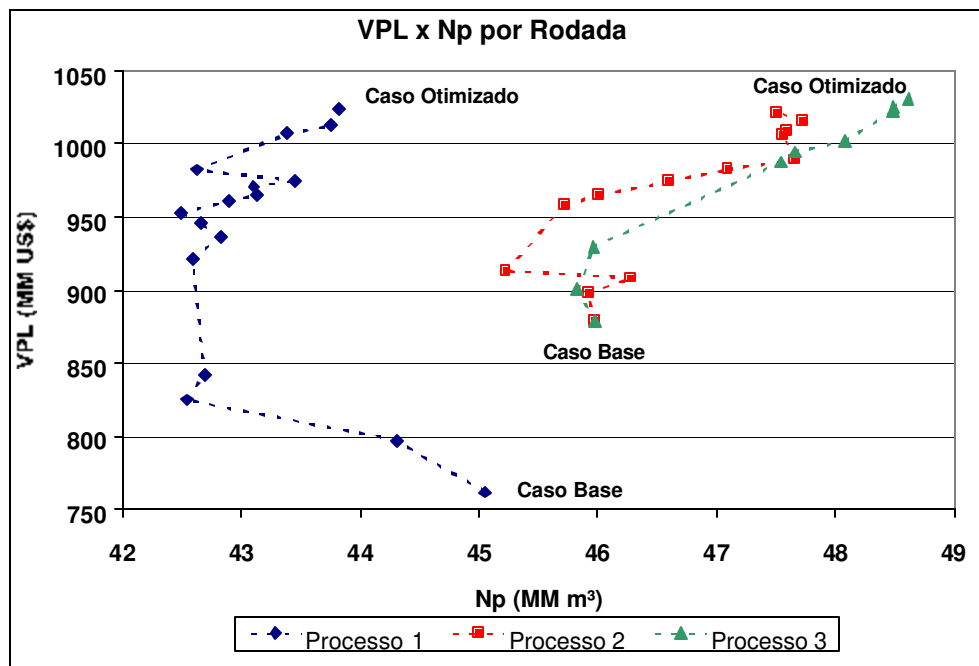


Figura 5-31 - VPL x Np por rodada para cada processo

Tabela 5-2 – Comparação entre os processos

	Processo 1	Processo 2	Processo 3
VPL (milhões US\$)	1024,13	1021,57	1031,04
Np (milhões m³)	43,82	47,51	48,61
Rodadas Positivas	16	13	9
Rodadas Negativas	17	12	9
Total	33	25	18

Como pode ser observado na Figura 5-31 e na Tabela 5-2, diferentes soluções foram alcançadas nos três processos, tanto em termos de VPL e Np, quanto em número de poços e simulações. De acordo com as decisões tomadas durante as otimizações, rumos diferentes podem ser seguidos. A otimização utilizando o mapa de qualidade (Processo 3) apresenta uma relação mais direta entre o VPL e Np, ou seja, quanto maior o Np, maior o VPL, indicando que o aumento nos lucros deve-se, basicamente, ao aumento nas receitas. Esta relação, porém, não é observada no Processo 1, onde o aumento no VPL é conseguido mesmo com a redução do Np. Esta ocorrência leva à consideração de outros parâmetros na análise como redução da produção de água (custos) e investimentos. É importante ressaltar que, mesmo utilizando uma metodologia

como a apresentada neste trabalho, a otimização é ainda um processo subjetivo. O Processo 1, que não utiliza o mapa de qualidade, poderia chegar em soluções próximas a dos Processo 1 e 2, porém levaria a um número de simulações ainda maior.

5.5 Considerações Finais – Mapa de Qualidade

Como pode ser observado através dos resultados, o mapa de qualidade é uma ferramenta bastante valiosa na otimização de estratégias de produção, ainda que usada de forma subjetiva. Determinar a posição dos poços é uma tarefa complexa e trabalhosa, demandando muito tempo de análise. Iniciar o estudo com uma configuração do tipo *5-spot*, por exemplo, pode ser uma alternativa, porém utilizar uma estratégia regular em um campo, geralmente, irregular e heterogêneo é incoerente, o que exigirá uma série de modificações a fim de se alcançar uma solução satisfatória. A utilização do mapa auxilia na determinação das melhores regiões para se alocar um poço produtor, proporcionando uma solução inicial melhor e eliminando futuras etapas de otimização. É importante destacar que os métodos de construção de mapa de qualidade estudados proporcionam soluções aproximadas, devido às simplificações impostas. Porém, os mapas podem evoluir para uma melhor precisão, conforme o reservatório é avaliado durante os processos de otimização.

A informação proporcionada pelo mapa de qualidade é, talvez, mais importante e útil durante o processo de otimização. Este parâmetro adicional auxilia na seleção das possíveis alternativas para melhorar o desempenho de um poço. A Figura 5-32 mostra um exemplo da influência do mapa de qualidade na seleção das alterações a serem adotadas.

Embora o perfil de produtividade indique que o poço apresenta um baixo desempenho, o mapa de qualidade pode definir se o poço deve ser excluído ou recuperado. Se o poço encontra-se numa região de baixo potencial, qualquer proposta de alteração pode ser inútil, resultando apenas em um aumento no número de simulações negativas. Neste caso, a exclusão é a melhor alternativa. Porém, se o poço tiver potencial para produzir, pode ser viável tentar recuperá-lo. No exemplo apresentado, as condições do perfil de produção indicam que a região está depletada:

pressão do reservatório nesta região está baixa, ou o óleo já foi drenado, ou mesmo ambos. Assim, procura-se meios de elevar a pressão local, como aumentar a injeção próxima ao produtor, ou antecipar a abertura do poço como forma de aproveitar a pressão mais alta e um maior volume de óleo.

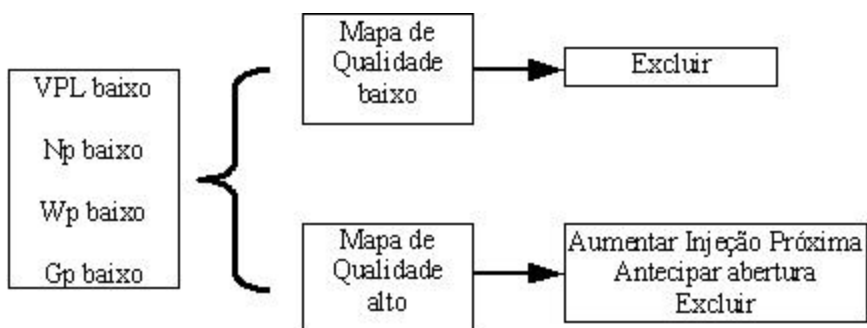


Figura 5-32 – Exemplo da influência do mapa de qualidade nas alterações

Capítulo 6

Aplicações e Resultados

A otimização de estratégias é um problema que pode apresentar diversas soluções de acordo com as decisões tomadas durante o processo. Tais decisões partem da análise dos poços, que determinam quais deles serão alterados e como serão alterados. A escolha dos poços define o rumo do processo de otimização com conseqüências no resultado. Neste capítulo, a metodologia de otimização proposta é aplicada em dois casos diferentes. Três ordens de prioridade de alteração (Figura 6-1) foram definidas com o objetivo de avaliar e comparar os resultados:

- Ordem de Prioridade 1 – atuação prioritária nos poços com baixo N_p (inicialmente sugerido pelo WAPT, Figura 2-10).
- Ordem de Prioridade 2 – atuação prioritária nos poços com baixo VPL.
- Ordem de Prioridade 3 – atuação prioritária nos poços com alto VPL.

Para a avaliação e comparação do processo de otimização, dois casos são analisados:

- Caso A: campo com canais de alta permeabilidade
- Caso B: campo com barreiras de permeabilidade

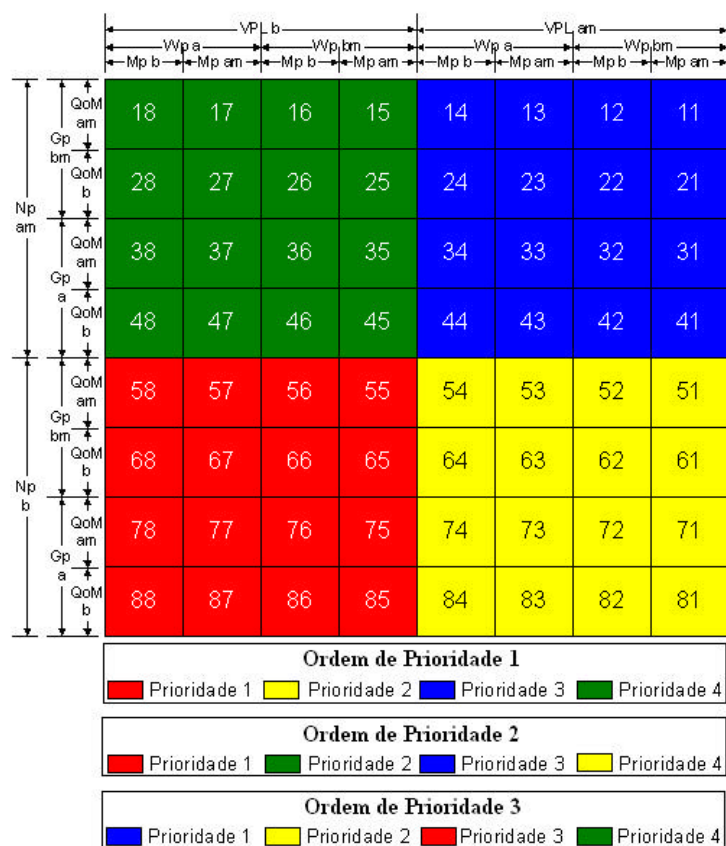


Figura 6-1 – Ordens de Prioridade

➤ Premissas

- Período de análise: 5000 dias (período em que o VPL do campo apresenta crescimento significativo).
- Características comuns dos modelos apresentados na Tabela A-1.
- Cenário econômico, Tabela A-2.
- Condições operacionais dos poços, Tabela A-3.
- Estratégia inicial definido de acordo com os mapas de qualidade, construídos através do sistema *fuzzy*. São utilizados 14 produtores e 12 injetores, todos horizontais.
- Otimização utilizando o conceito de vizinhança e dependência.
- O processo de otimização segue o procedimento apresentado na Seção 3.5 e é finalizado quando nenhuma alteração adicional mostra-se positiva.

6.1 Caso A - Campo com canais de alta permeabilidade

Neste caso, o modelo do reservatório baseia-se em um campo real (Campo de Namorado), porém foram incluídos canais de alta permeabilidade para aumentar a heterogeneidade do meio. O campo pode ser visto na Figura 5-2. A Figura 6-2 apresenta a estratégia base a ser otimizada. Esta estratégia foi definida com o auxílio do mapa de qualidade gerado pelo sistema *fuzzy*. Da mesma forma que no capítulo anterior, a posição dos poços foi determinada de forma subjetiva, procurando-se alocar os produtores nas regiões de maior potencial de produção. A localização dos injetores foi especificada a partir da posição dos produtores e da necessidade em aumentar a pressão local.

Devido às diferenças na organização dos poços na lista de alteração proporcionados por cada ordem de prioridade, diferentes modificações tiveram que ser atribuídas, afetando os resultados. Um exemplo é apresentado na Tabela 6-1, que mostra a lista de poços a serem modificados e as alterações realizadas durante a terceira e a quarta rodada de otimização em cada ordem de prioridade.

➤ Modificações entre a Terceira e a Quarta Rodada

Tabela 6-1 – Listas de Poços a serem modificados

Ordem de Prioridade 1						
Poço	VPL	Np	Wp	Gp	QoM	MQ
PH-14	Médio	Baixo	Baixo	Baixo	Alto	Alto
Alteração	Aumento da injeção próximo do produtor					
PH-01	Alto	Alto	Alto	Médio	Alto	Médio
Alteração	Posição alterada					
PH-08	Médio	Médio	Médio	Baixo	Médio	Alto
Alteração	Antecipado					

Ordem de Prioridade 2						
Poço	VPL	Np	Wp	Gp	QoM	MQ
PH-07	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Médio	Alto
Alteração	Deslocado/antecipado					
PH-01	Alto	Alto	Alto	Médio	Alto	Médio
Alteração	Posição alterada					
PH-08	Médio	Médio	Médio	Baixo	Médio	Alto
Alteração	Antecipado					

Ordem de Prioridade 3						
Poço	VPL	Np	Wp	Gp	QoM	MQ
PH-01	Alto	Alto	Alto	Médio	Alto	Médio
Alteração	Posição alterada					
PH-06	Médio	Alto	Baixo	Médio	Médio	Médio
Alteração	Posição alterada					
PH-09	Médio	Alto	Médio	Baixo	Alto	Alto
Alteração	Posição alterada/redirecionado					

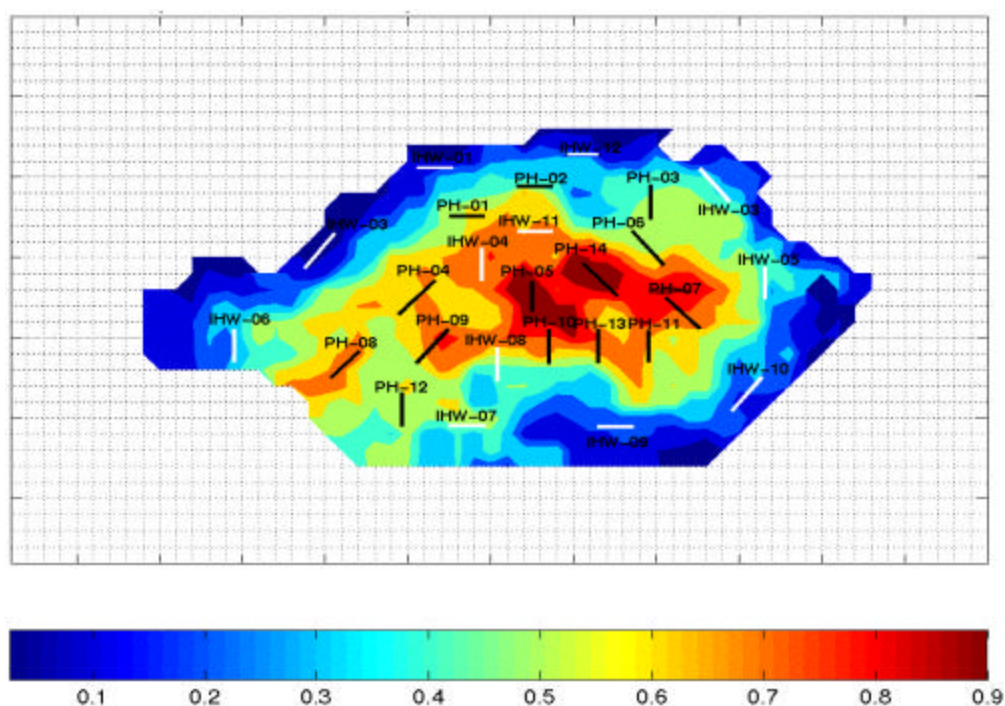


Figura 6-2 – Estratégia base (Mapa de Qualidade - produtores em preto e injetores em branco)

As estratégias otimizadas podem ser vistas nas Figuras 6-3, 6-4 e 6-5. A estratégia otimizada pela Ordem de Prioridade 1 refere-se ao mesmo caso apresentado na Figura 5-24. Embora os posicionamentos dos poços apresentem semelhanças, uma vez que todas partem de uma estratégia base já considerada boa, soluções diferentes foram obtidas ao longo do processo de otimização.

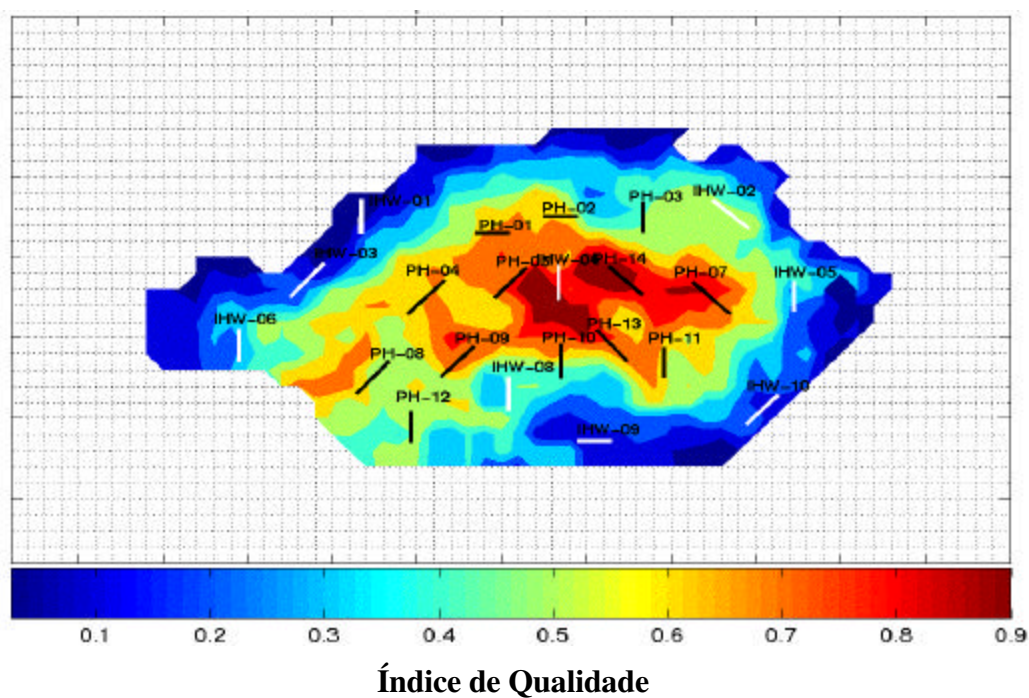
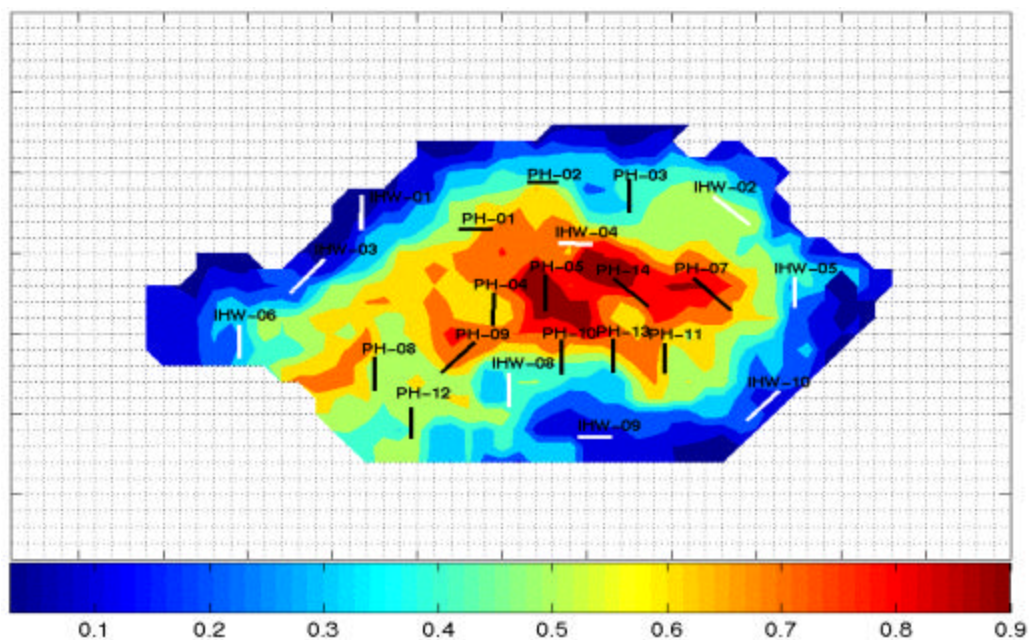
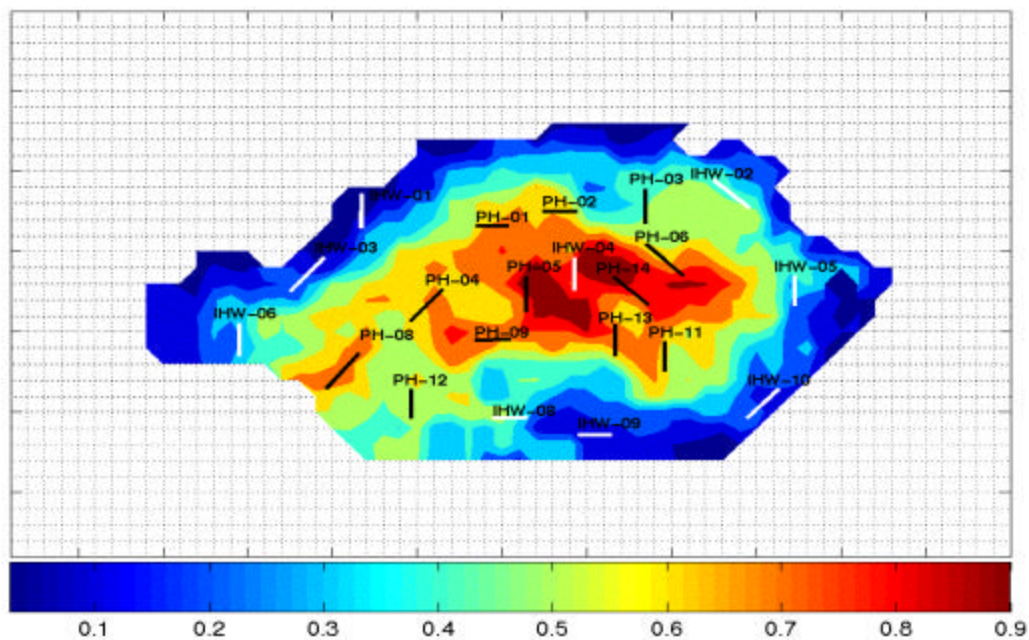


Figura 6-3 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 1 (produtores em preto e injetores em branco)



Índice de Qualidade

Figura 6-4 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 2 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).



Índice de Qualidade

Figura 6-5 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 3 (poços produtores em preto e poços injetores em branco).

Os resultados podem ser comparados através das Figuras 6-6 a 6-11, que mostram a evolução do VPL e do Np ao longo da otimização para as três ordens de prioridade. Como pode ser observado, as evoluções de VPL apresentam uma mesma tendência, com um número de simulações realizadas bastante próximo. Entretanto, no exemplo em questão, observou-se que o procedimento que inicia com alteração de poços de melhor desempenho (ordem de Prioridade 3) apresenta uma melhor tendência para ser otimizado, resultando em um crescimento do VPL mais acentuado e um maior valor final. O mesmo comportamento pode ser visto nas evoluções do Np. Este resultado pode ser explicado pelo fato de que as ações para melhorar a produtividade de poços que já apresentam um bom desempenho mostraram-se mais fáceis de serem definidos, uma vez que as alterações propostas limitam-se a uma menor lista de ações. Além disso, tais características indicam que a região em que o poço se encontra tem um grande potencial de produção, e as alterações impostas, geralmente, proporcionaram resultados mais significativos. O inverso, no entanto, ocorreu para os processos que focam modificações em poços com baixo desempenho (ordens de Prioridade 1 e 2). Em muitos casos é difícil determinar as causas do baixo rendimento do poço e, conseqüentemente, definir uma modificação apropriada que leve a uma solução mais expressiva. As ordens de Prioridade 1 e 2, porém, mostraram-se mais próximas, com resultados similares, inclusive ao longo do processo de otimização. Devido ao número reduzido de poços e ao comportamento da estratégia base, poucos poços foram classificados nas regiões verde e amarelo do mapa de classificação, tornando os dois processos semelhantes.

A Figura 6-12 mostra a relação entre VPL e Np por rodada. Neste caso, apenas as rodadas positivas são comparadas. Através deste gráfico é possível notar os diferentes caminhos seguidos ao escolher os poços a serem alterados.

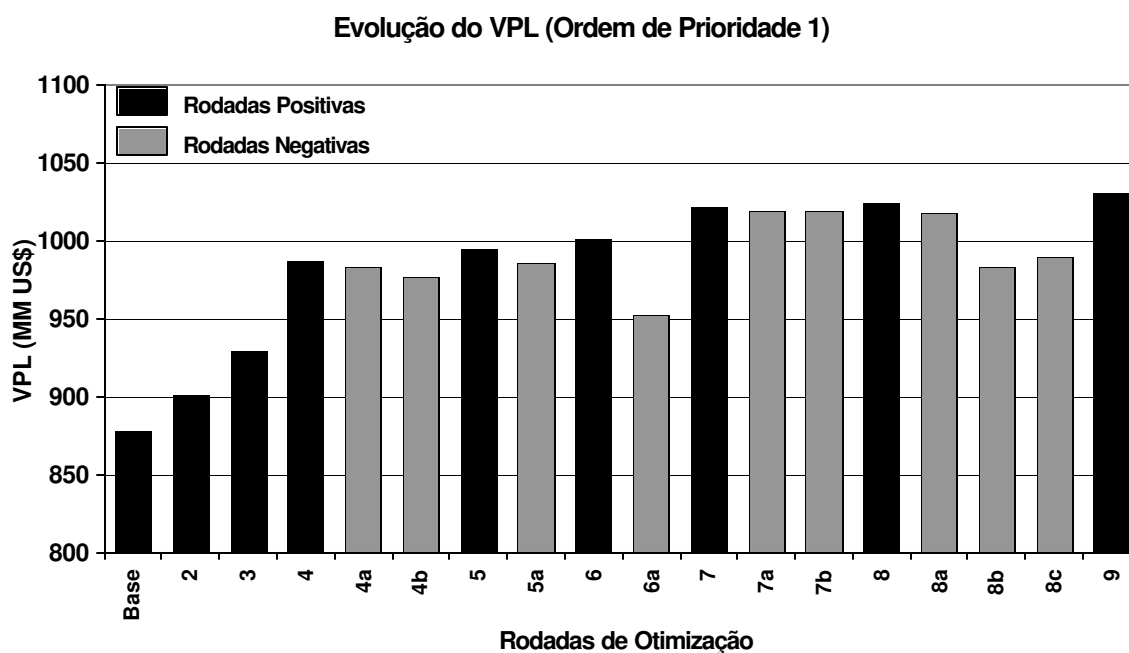


Figura 6-6 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 1(18 simulações)

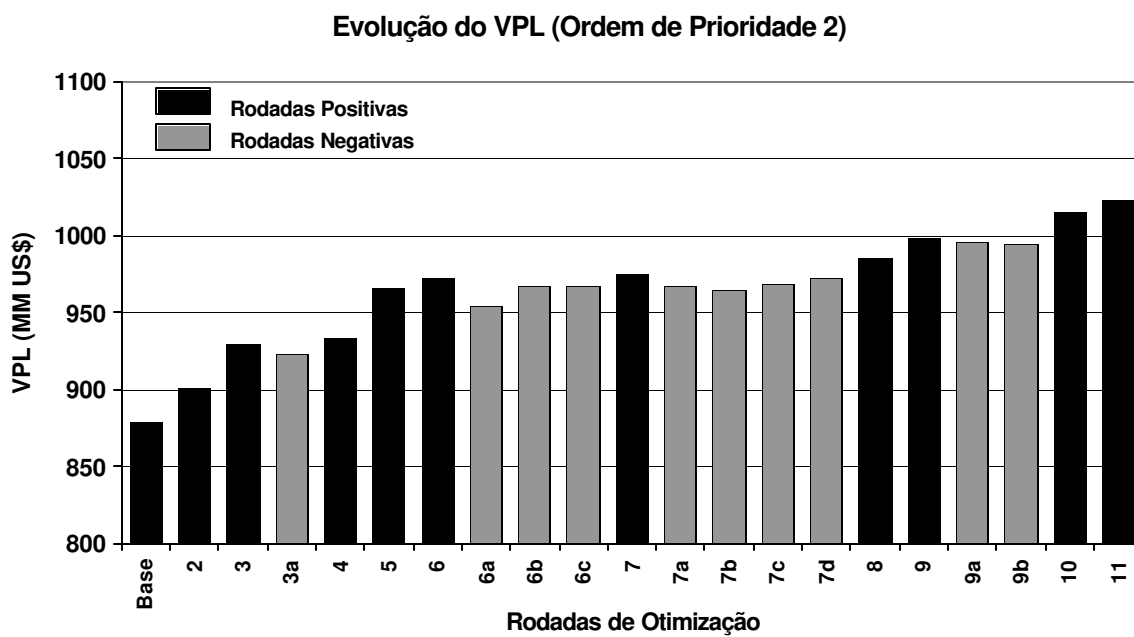


Figura 6-7 - Evolução do VPL para ordem de prioridade 2 (21 simulações)

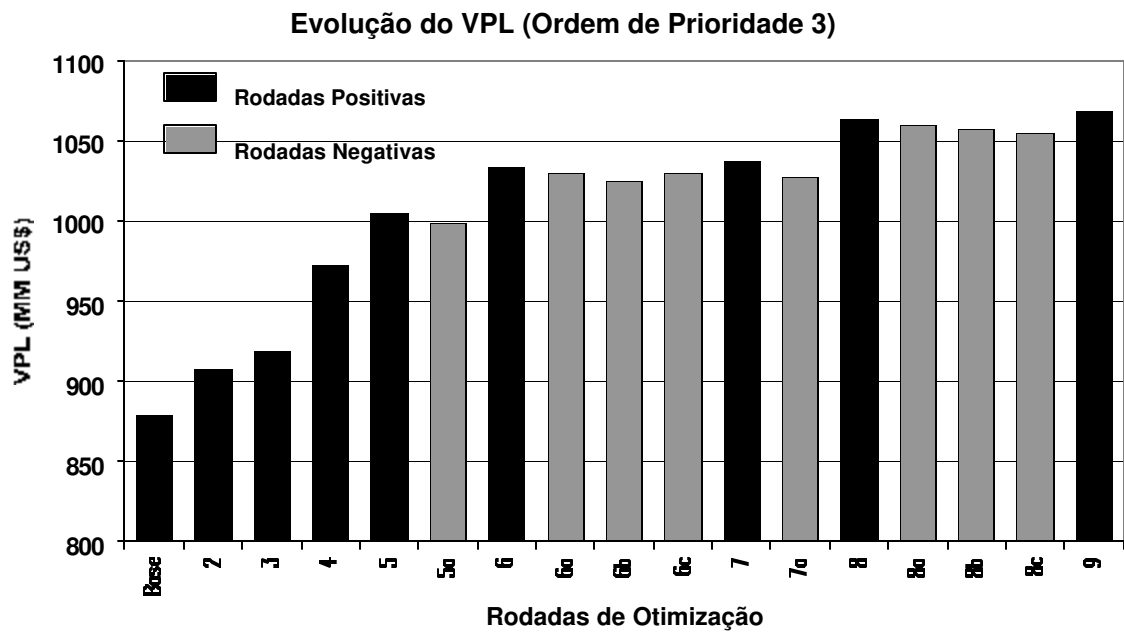


Figura 6-8 – Evolução do VPL para ordem de prioridade 3(17 simulações)

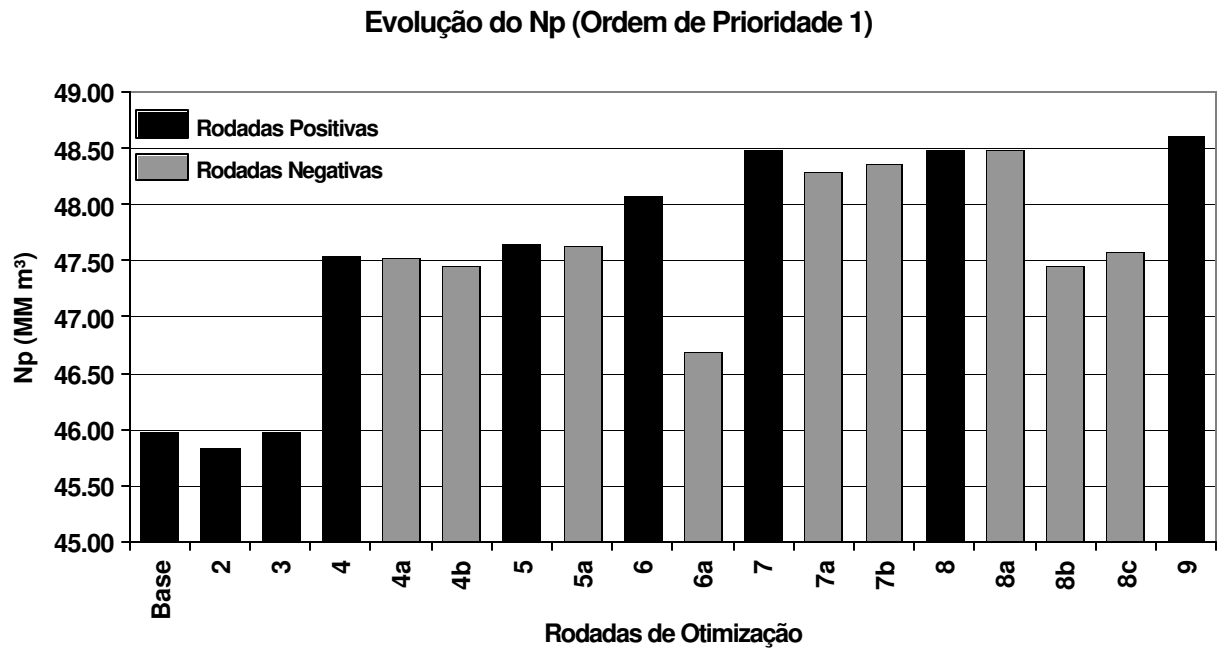


Figura 6-9 – Evolução do Np para ordem de prioridade 1

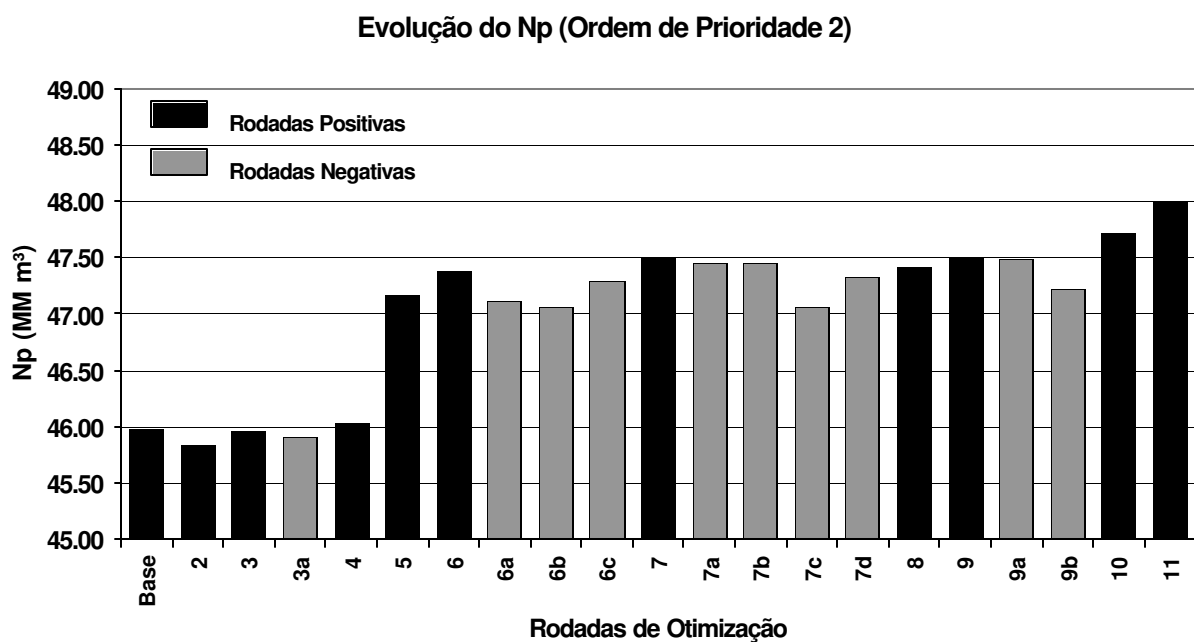


Figura 6-10 – Evolução do Np para ordem de prioridade 2

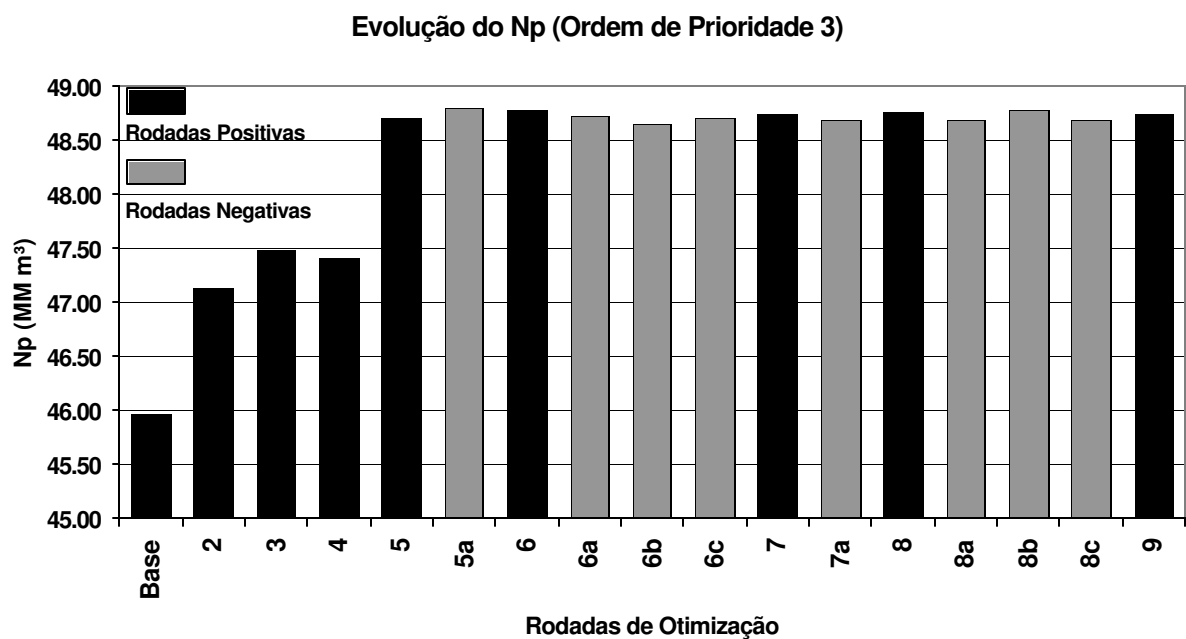


Figura 6-11 – Evolução do Np para ordem de prioridade 3

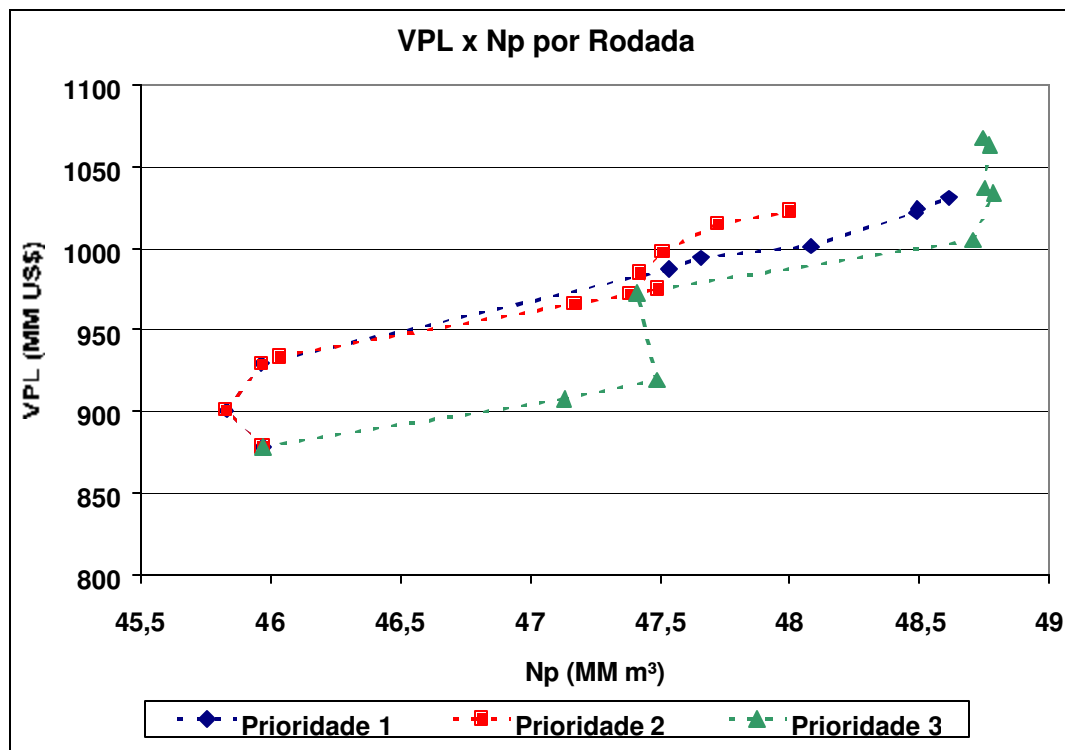


Figura 6-12 - VPL x Np por rodada para cada ordem de prioridade

Tabela 6-2 – Comparação entre as ordens de prioridade – Caso A

	Prioridade 1	Prioridade 2	Prioridade 3
VPL (milhões US\$)	1031	1022	1068
Np (milhões m³)	48,6	48,0	48,7
Rodadas Positivas	9	11	9
Rodadas Negativas	9	10	8
Total	18	21	17

Através da Tabela 6-2, é possível observar que neste caso, o processo que prioriza alterações em poços que já apresentam um valor presente líquido alto proporcionou os melhores resultados, tanto em relação ao VPL e Np, quanto em número de simulações. As dificuldades proporcionadas pelo Processo 2, que necessitou de um maior número de simulações, refletiram, também, no resultado final, apresentando os valores mais baixos de VPL e Np. Novamente, pode-se trabalhar na continuação dos processos para chegar em soluções mais próximas mas, neste caso, as ordens de Prioridade 1 e 2 levariam um número maior de simulações para realizar a tarefa.

6.2 Caso B – Campo com Barreiras de Permeabilidade

O modelo utilizado nesta seção é baseado no mesmo campo do Caso A, mas com barreiras de permeabilidade incluídas. O reservatório pode ser visto na Figura 6-13. A definição da estratégia base foi realizado da mesma forma do caso anterior e pode ser vista na Figura 6-14.

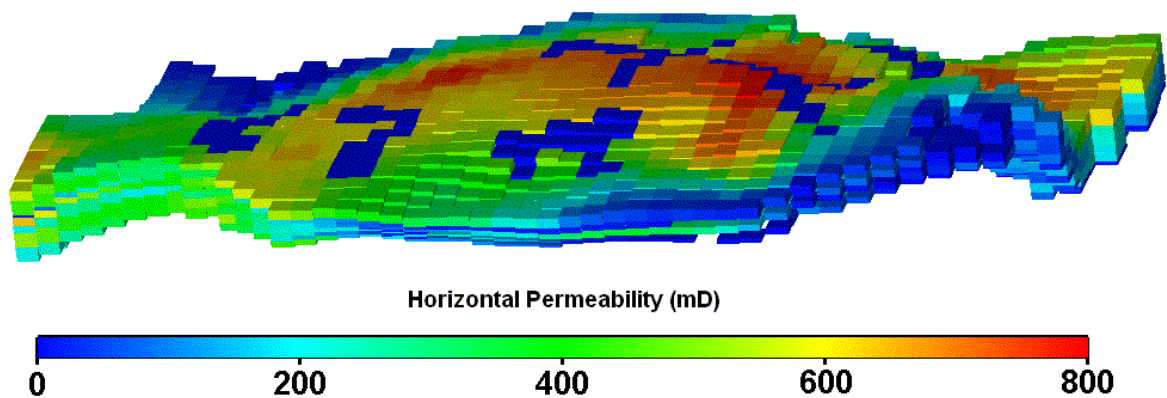


Figura 6-13 - Modelo do Campo de Namorado – Barreiras de Permeabilidade

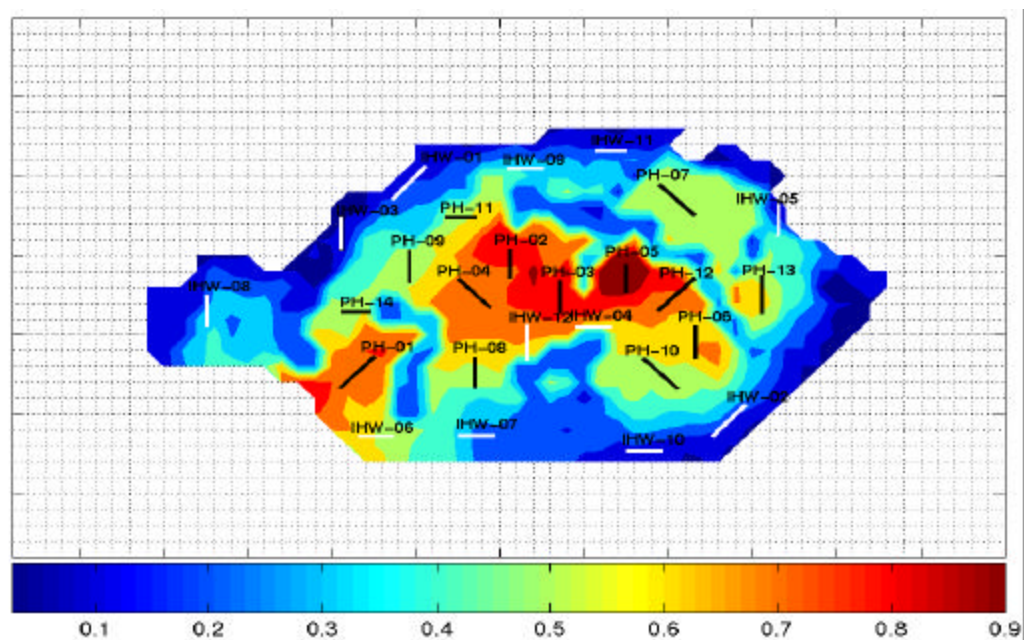


Figura 6-14 – Estratégia Base (Mapa de Qualidade – produtores em preto e injetores em branco)

As estratégias otimizadas podem ser vistas nas figuras seguintes.

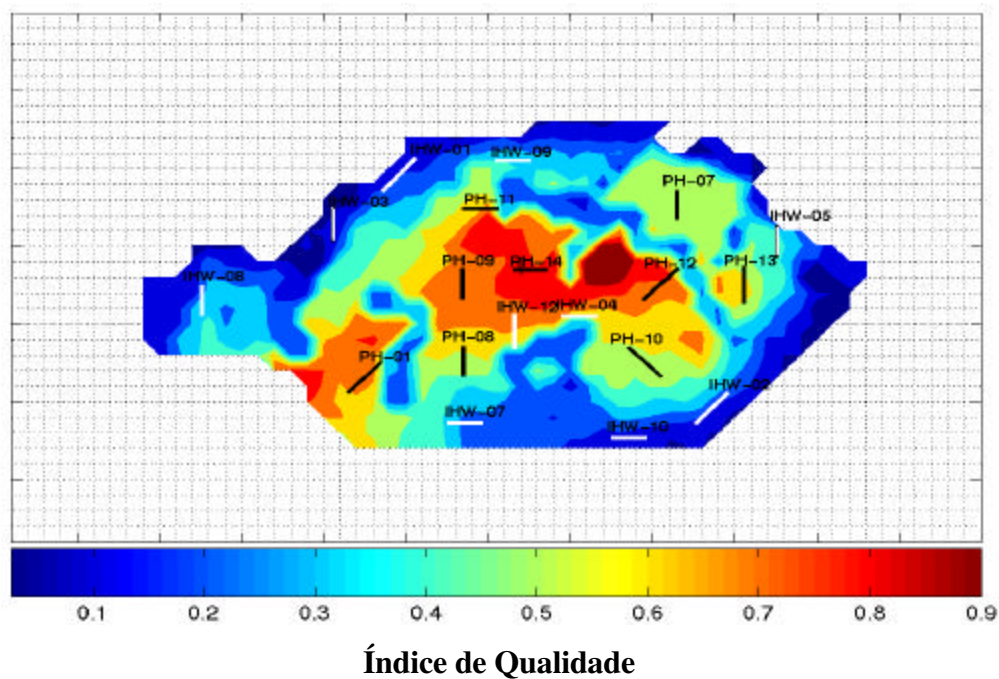


Figura 6-15 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 1 (produtores em preto e injetores em branco)

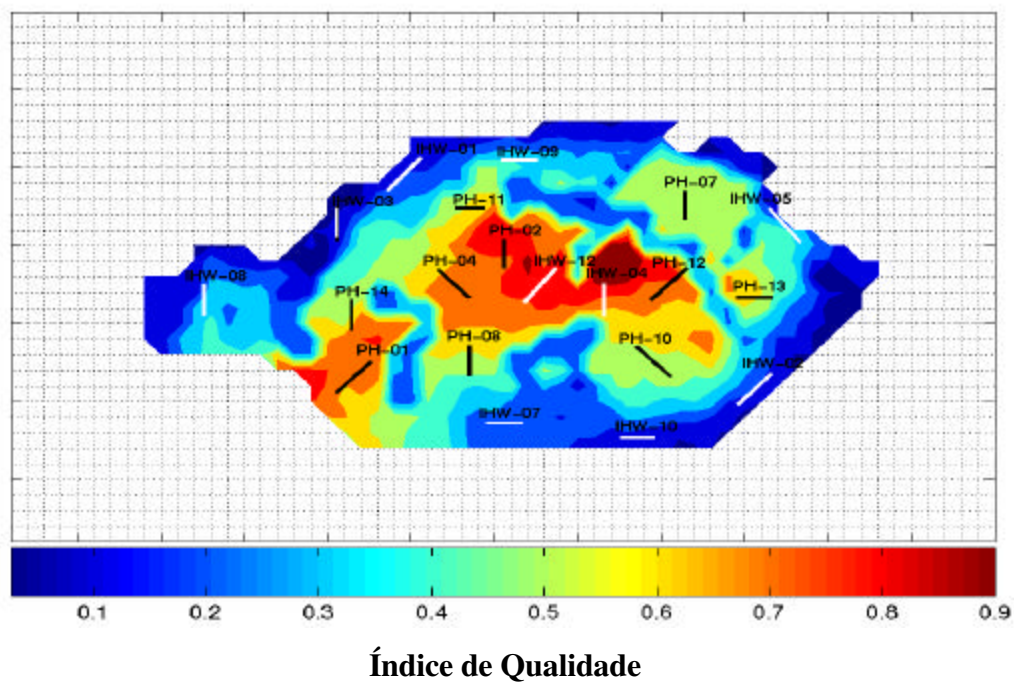


Figura 6-16 – Estratégia otimizada – Ordem de Prioridade 2 (produtores em preto e injetores em branco)

Evolução do VPL (Ordem de Prioridade 1)

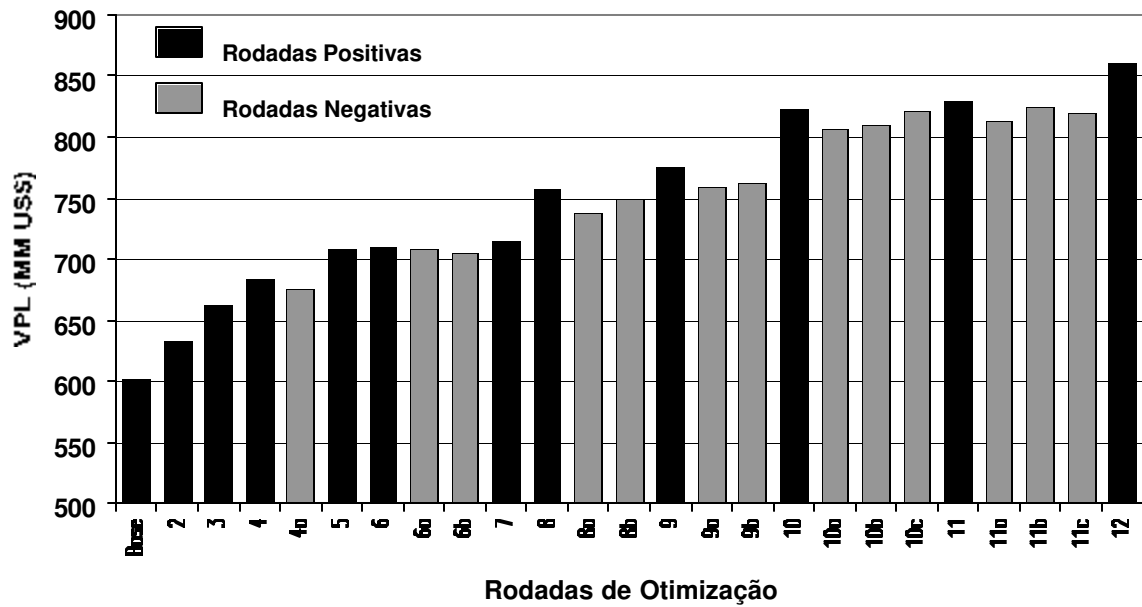


Figura 6-18 – Evolução do VPL para ordem de Prioridade 1 (25 simulações)

Evolução do VPL (Ordem de Prioridade 2)

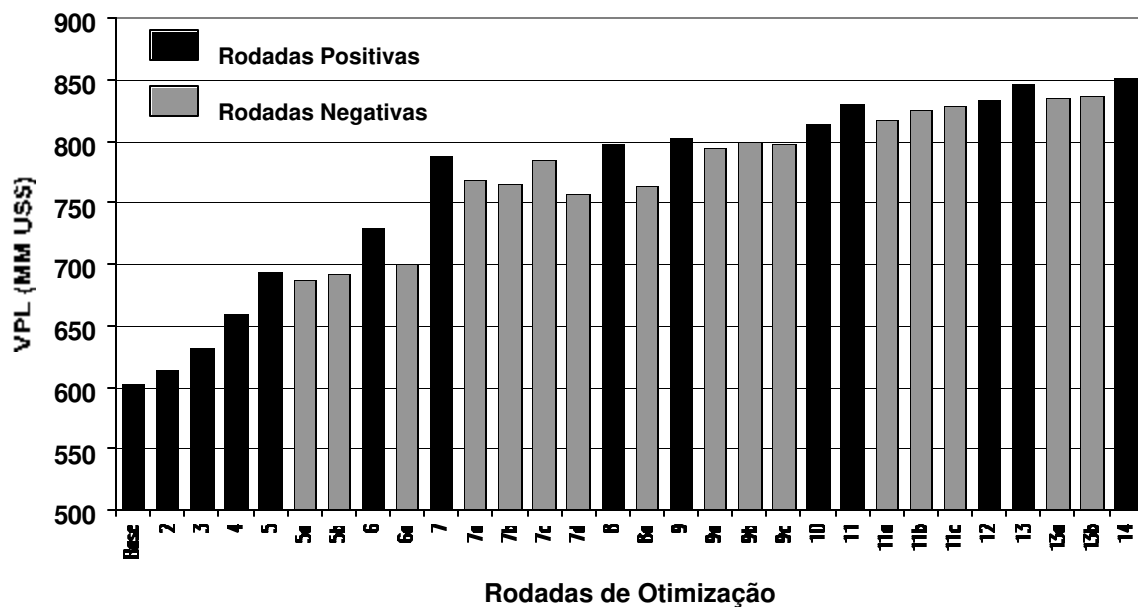


Figura 6-19 – Evolução do VPL para ordem de Prioridade 2 (30 simulações)

Evolução do VPL (Ordem de Prioridade 3)

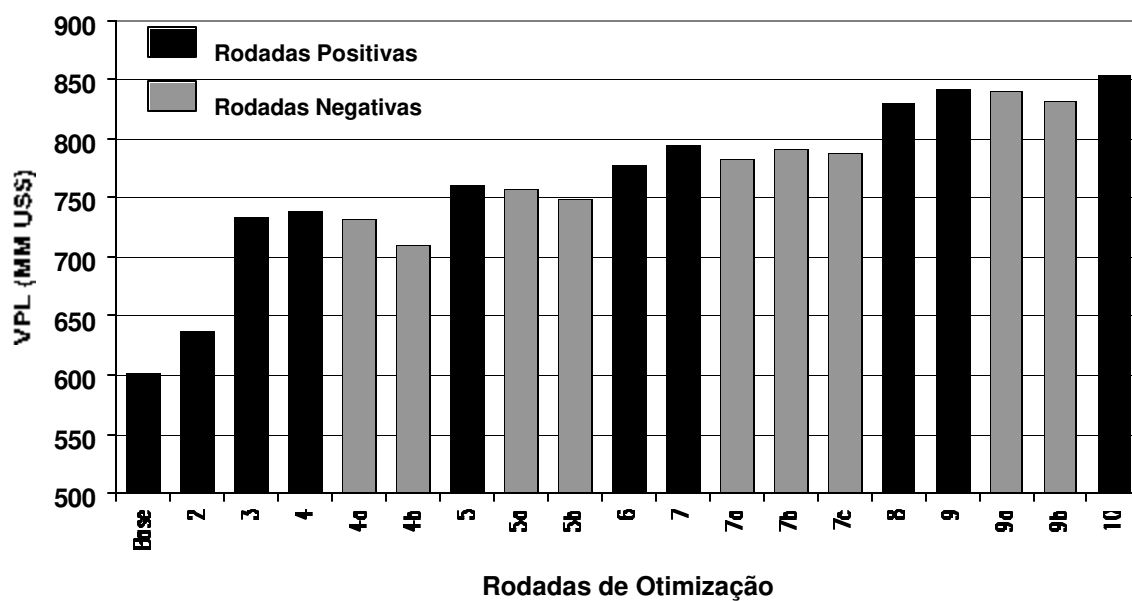


Figura 6-20 – Evolução do VPL para ordem de Prioridade 3 (19 simulações)

Evolução do Np (Ordem de Prioridade 1)

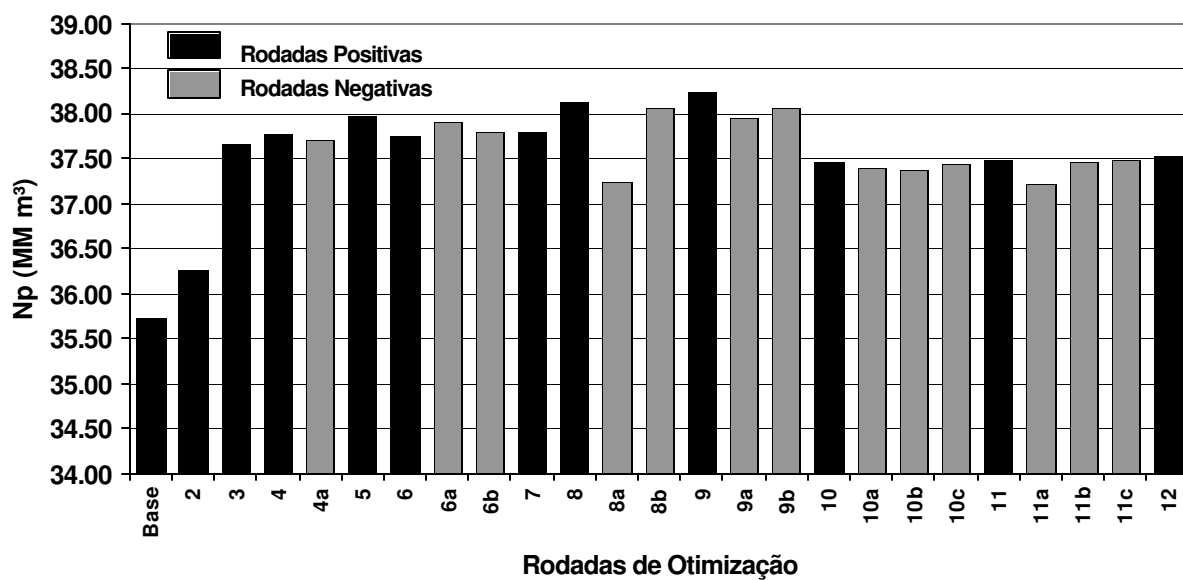


Figura 6-21 – Evolução do Np para ordem de Prioridade 1

Evolução do Np (Ordem de Prioridade 2)

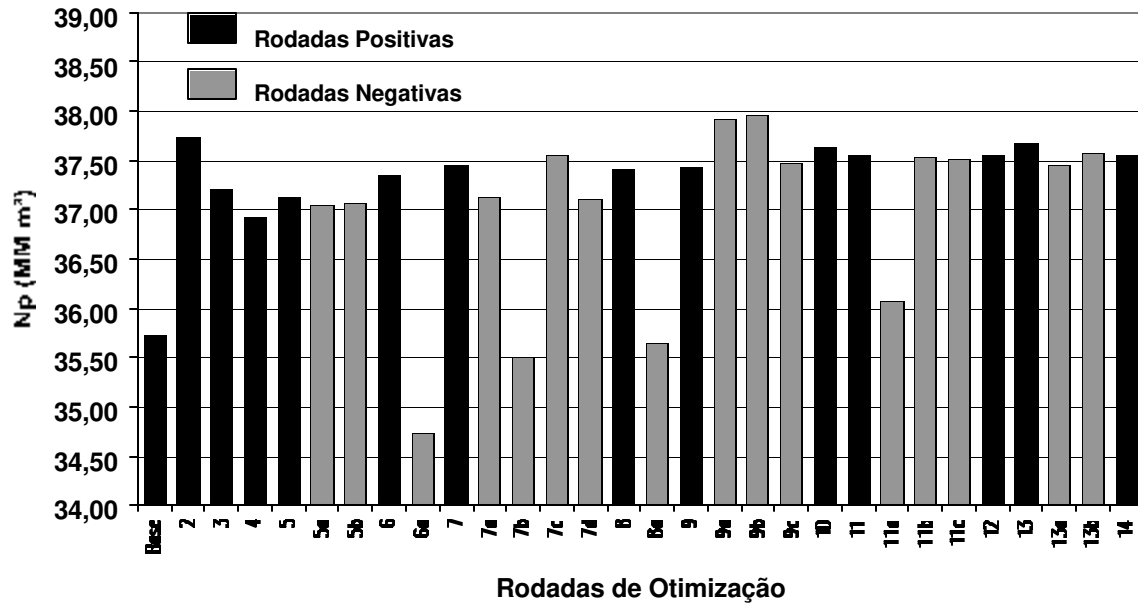


Figura 6-22 – Evolução do Np para ordem de Prioridade 2

Evolução do Np (Ordem de Prioridade 3)

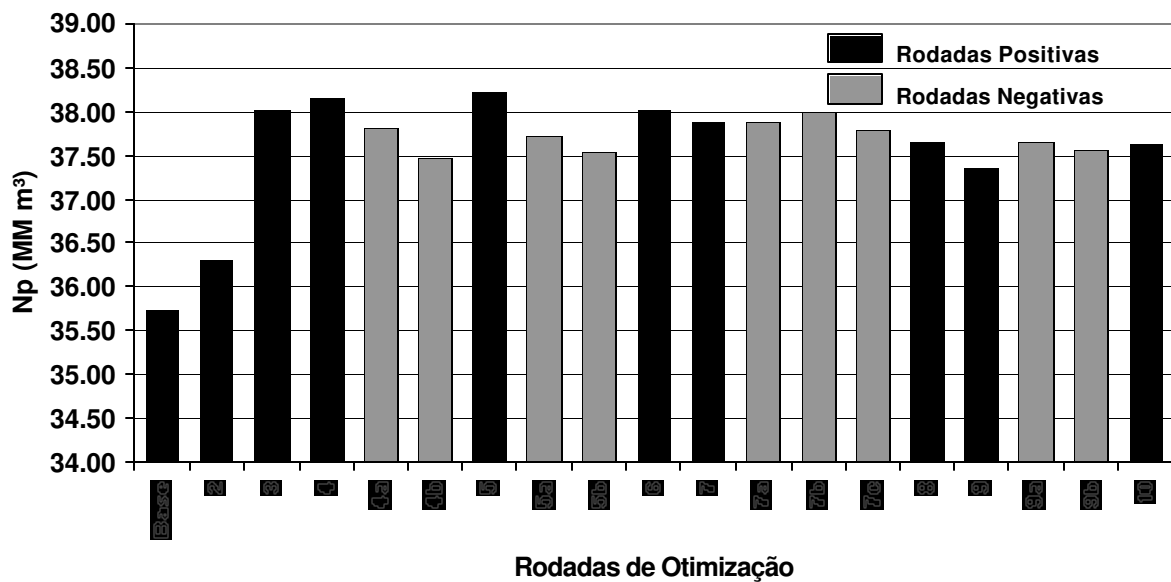


Figura 6-23 – Evolução do Np para ordem de Prioridade 3

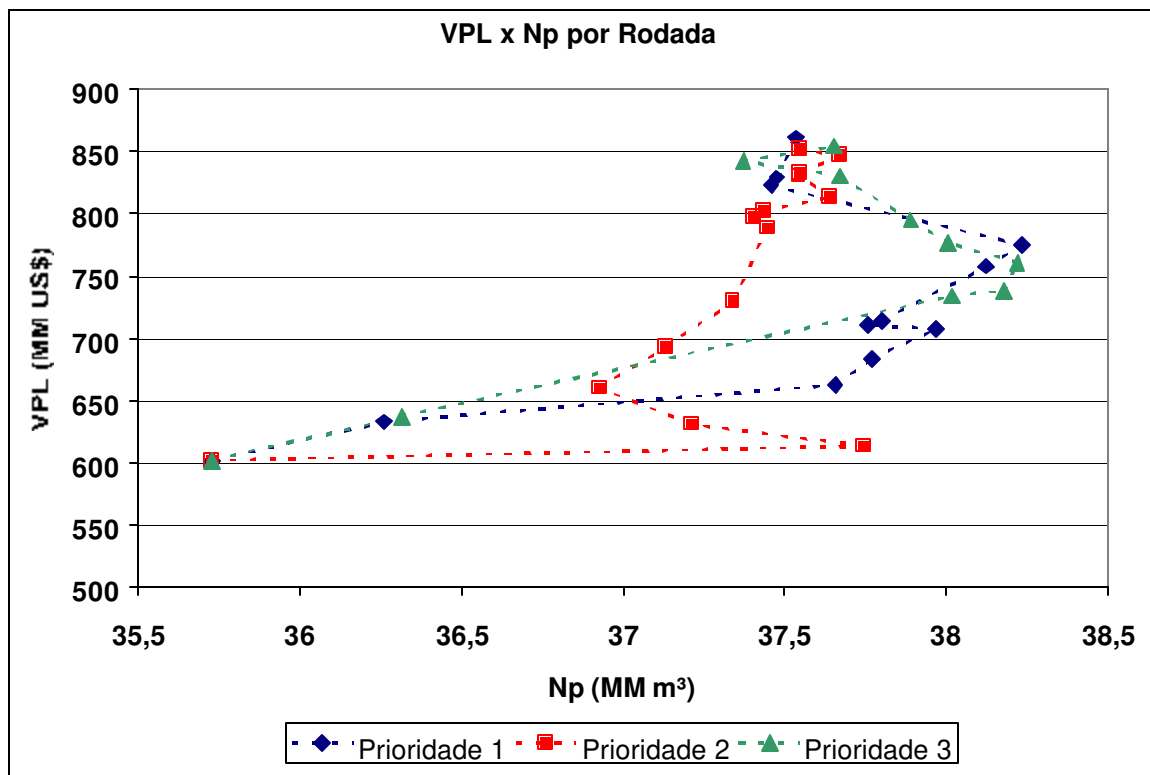


Figura 6-24 – VPL x Np por rodada para cada ordem de prioridade

Tabela 6-3 – Comparação entre as ordens de prioridade – Caso B

	Prioridade 1	Prioridade 2	Prioridade 3
VPL (milhões US\$)	861	852	854
Np (milhões m³)	37,54	37,55	37,65
Rodadas Positivas	12	14	10
Rodadas Negativas	13	16	9
Total	25	30	19

A partir da Figura 6-24 e da Tabela 6-3 é possível notar que a mesma solução pode ser obtida para as três ordens de prioridade, indicando que a escolha da ordem dos poços que serão alterados pode não ser importante no resultado final. Porém, este parâmetro mostrou-se de grande influência no tempo de análise e no número de simulações necessário para alcançar um bom resultado.

6.3 Vizinhaça x Dependência

O processo de otimização ideal é aquele em que as alterações são realizadas em apenas um poço por rodada, devido à interação existente entre os poços da estratégia. Este procedimento proporcionaria uma avaliação mais segura, facilitando a otimização, principalmente na identificação de alterações cujos resultados mostraram-se negativos. Porém, para casos que envolvem um grande número de poços, o número de simulação necessária para a otimização tornaria o processo demorado e custoso. Desta forma, o conceito de vizinhaça foi introduzido para evitar que poços, cujos comportamentos sofrem influência um do outro, sejam alterados simultaneamente. Contudo, a consideração da distância não proporciona uma avaliação segura para esta questão. Nesta seção, são avaliados os conceitos de vizinhaça e dependência entre poços, com o objetivo de demonstrar que não há uma relação direta entre distância e influência.

A Tabela 6-4 apresenta a relação entre distância e dependência entre os poços do caso base e um poço de referência (PH-01). A dependência é mostrada através dos desvios do VPL e do Np dos poços entre uma rodada e outra, de acordo com a modificação do poço de referência. Desvios maiores que a média é considerado como indicador de dependência.

Tabela 6-4 – Comparação entre distância e dependência para o poço PH-01 (campo com canais de alta permeabilidade)

	PH-01						
		VPL (milhões US\$)			Np (milhões m³)		
	Distância (m)	Rodada 1	Rodada 2	Desvio	Rodada 1	Rodada 2	Desvio
PH-02	1200	149,97	202,98	35,35%	3,98	5,19	30,56%
PH-03	2400	156,38	154,68	-1,09%	4,55	4,55	0,07%
PH-04	1081	130,53	105,40	-19,25%	3,79	3,15	-16,85%
PH-05	1081	205,27	187,77	-8,53%	6,64	5,76	-13,18%
PH-06	2012	171,15	171,64	0,28%	6,40	6,36	-0,66%
PH-07	3132	124,92	125,46	0,43%	4,32	4,31	-0,21%
PH-08	2163	49,54	50,19	1,31%	1,95	2,01	3,03%
PH-09	1800	111,98	114,25	2,03%	4,68	4,63	-1,09%
PH-10	2163	59,31	66,67	12,40%	2,82	3,31	17,35%
PH-11	3000	45,57	47,24	3,68%	2,51	2,55	1,80%
PH-12	2766	23,04	25,85	12,19%	1,80	1,86	3,27%
			Média	8,78%		Média	8,01%

A Figura 6-25 mostra graficamente a tabela acima. Os pontos representam a relação entre as distâncias e os índices de dependência de cada poço. Estes índices são os desvios normalizados pelo maior valor obtido.

Embora exista uma tendência de uma diminuição da influência com o aumento da distância, como observada na linha de tendência, esta não pode ser considerada uma regra geral. Poços mais distantes podem sofrer maior influência do que poços que se encontram mais próximos, como poços PH-10 e PH-11. A determinação de uma distância a ser utilizada como demarcação, que indica se o poço será influenciado ou não, pode ser válido em casos em que o reservatório é considerado homogêneo. Porém, é um método bastante subjetivo e pouco confiável, o que pode prejudicar o processo de otimização, principalmente, se o reservatório apresenta heterogeneidades como o exemplo estudado. Canais de permeabilidade podem conectar poços que se encontram distantes, fazendo com que qualquer alteração em um dos poços seja sentida em outros. O inverso pode ocorrer quando barreiras de permeabilidade se encontram entre dois poços próximos, impedindo que os comportamentos sejam influenciados entre si.

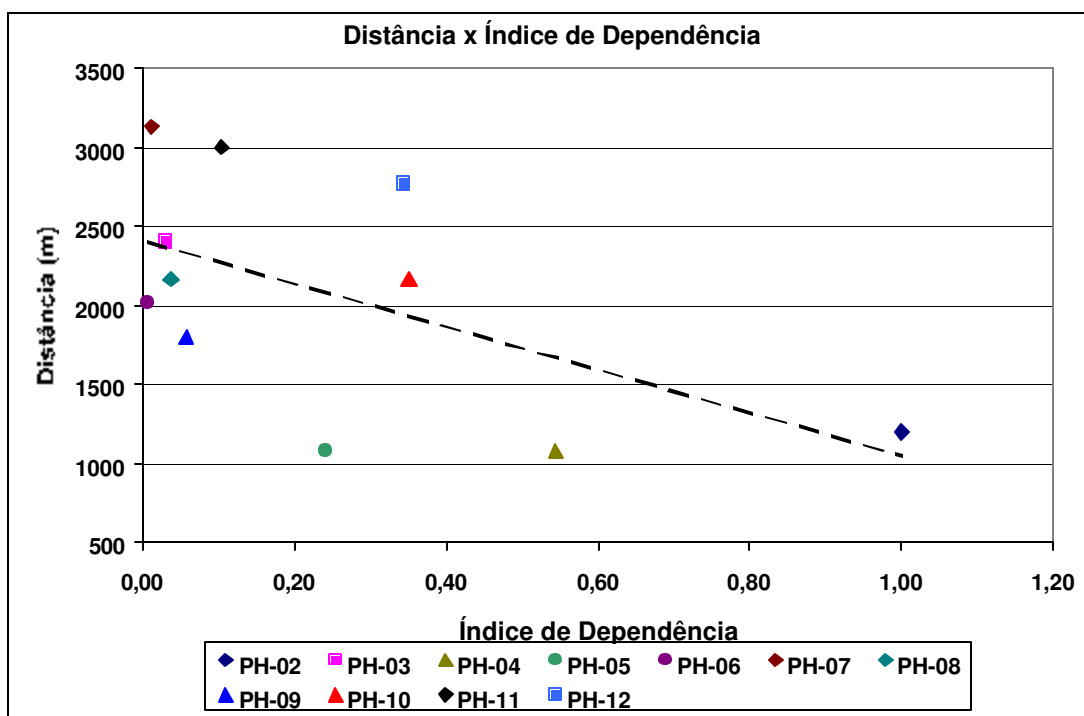


Figura 6-25 – Relação entre Desvio Normalizado e a Distância de cada Poço

A fim de demonstrar a necessidade em se realizar alterações simultâneas em cada rodada de otimização, serão comparados dois processos de otimização. Na primeira, apenas um poço é alterado por vez, e na segunda são realizadas múltiplas simulações, utilizando o critério de dependência. Em ambos processos, a estratégia inicial baseia-se em uma configuração 5-spot (Figura 5-16). Partindo-se de uma estratégia sem a utilização do mapa de qualidade não foi utilizado para determinar a estratégia inicial, existe a necessidade de um maior número de simulações para se alcançar um resultado satisfatório, permitindo que a comparação entre os dois processos seja mais clara. O modelo do reservatório utilizado é apresentado na Figura 6-13. Para o processo de otimização foram utilizados o mapa de qualidade e a ordem de prioridade da Figura 2-10. As Figuras 6-26 e 6-27 apresentam as evoluções do VPL e Np, respectivamente, para os dois processos. Neste caso, somente as rodadas positivas são apresentadas. A realização de alterações simultâneas de vários poços em uma rodada permite reduzir significativamente o número de simulações, sem que o resultado final seja prejudicado. A Figura 6-28 mostra a relação entre o VPL e Np durante o processo de otimização. Os resultados finais são semelhantes mas o processo com alterações simultâneas é mais rápido.

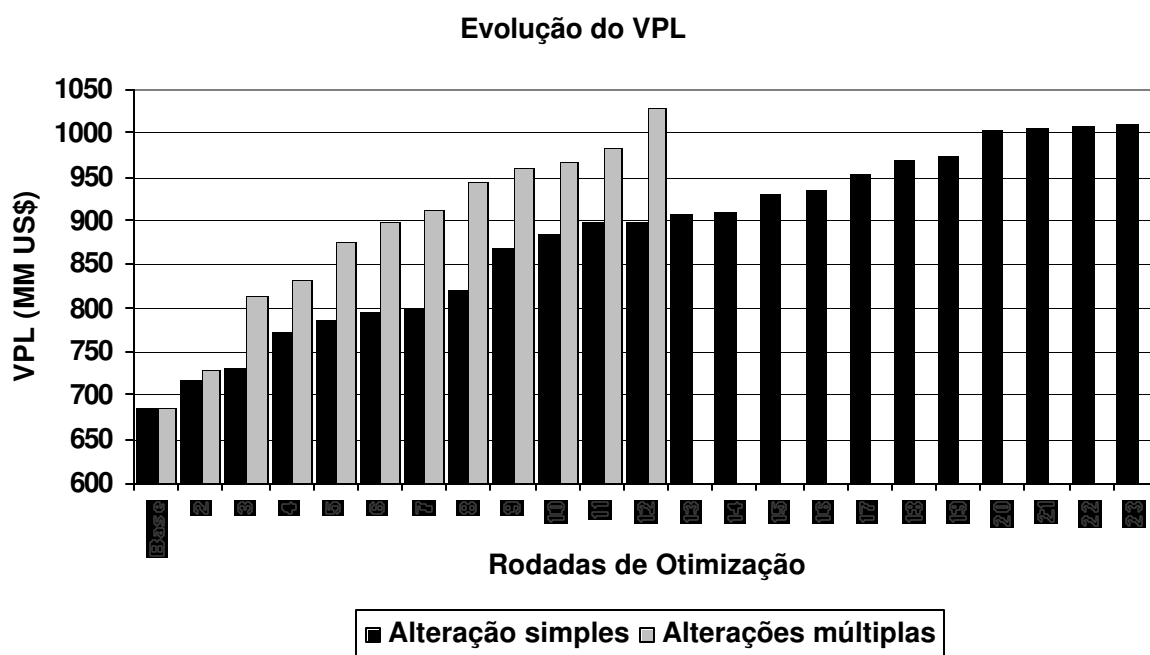


Figura 6-26 – Comparação entre processo – Alteração simples e alterações múltiplas – Evolução do VPL

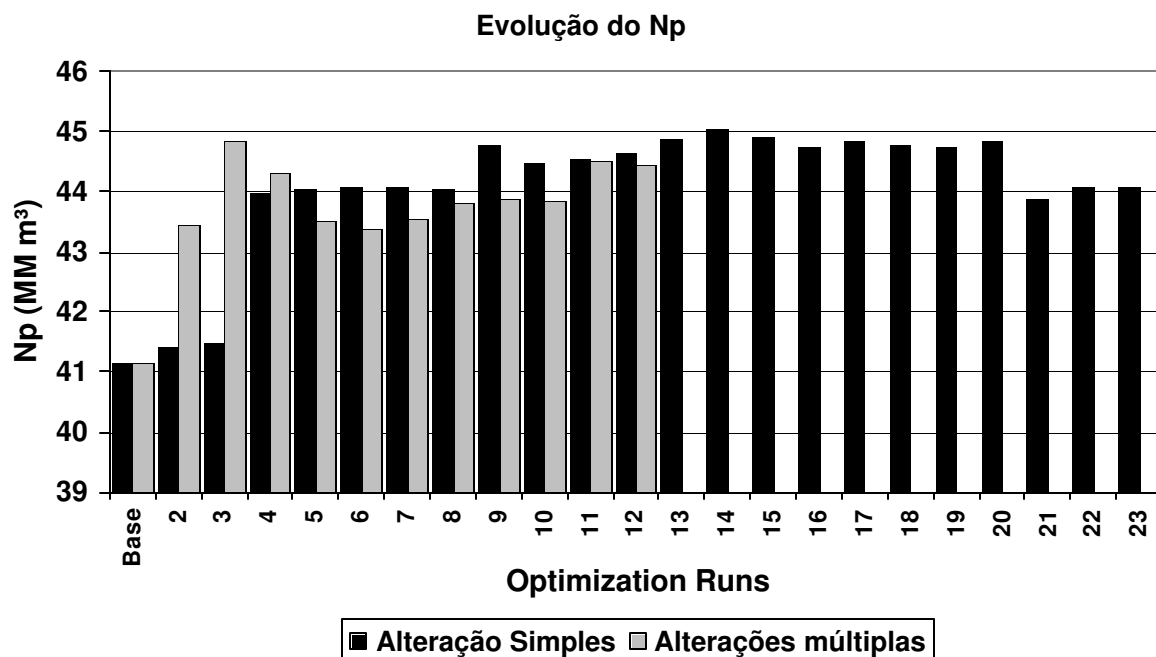


Figura 6-27 - Comparação entre processo – Alteração simples e alterações múltiplas – Evolução do Np

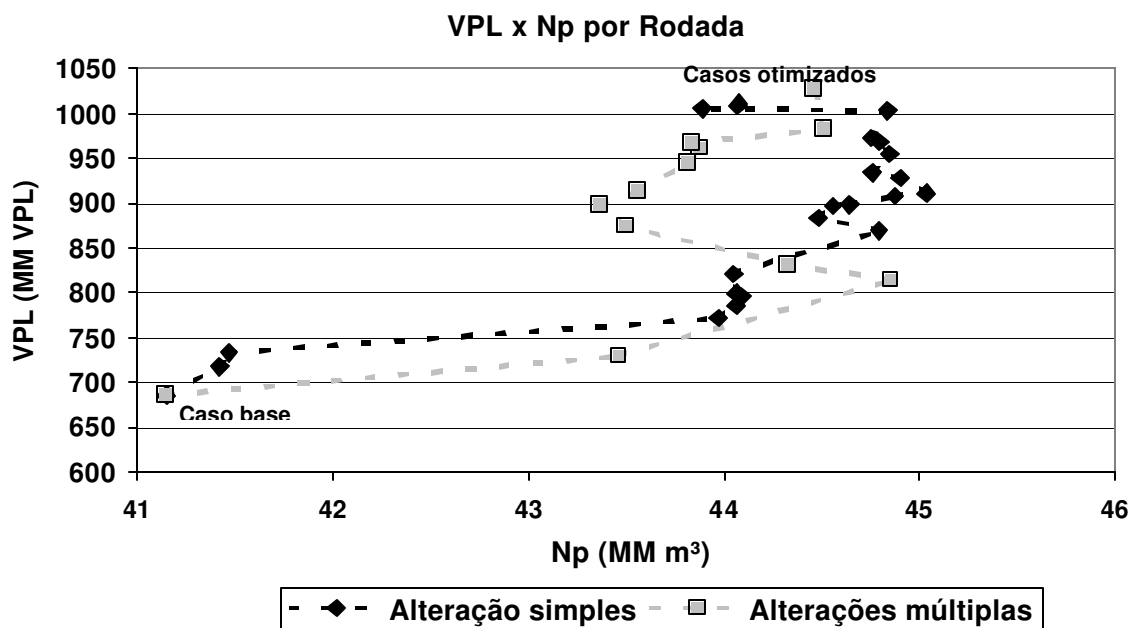


Figura 6-28 - Comparação entre processo – Alteração simples e alterações múltiplas – VPL x Np por rodada

6.4 Considerações Finais - Metodologia

As maiores dificuldades no processo de otimização são as decisões que devem ser tomadas em relação às alterações a serem realizadas. A metodologia automática proposta facilita a tomada de decisões ao auxiliar a análise do desempenho dos poços, indicando o tipo de alteração a ser adotado. Após a realização de diversas simulações algumas sugestões puderam ser definidas.

A Tabela 6-5 apresenta algumas sugestões de alterações que podem ser adotadas de acordo com a região em que o poço se encontra no mapa de classificação, baseada nas seis funções-objetivo discutidas em capítulos anteriores. As alterações foram colocadas em ordem de maior relevância. Estas sugestões foram definidas após uma série de testes durante os processos de otimização realizados, muitos deles não apresentados neste trabalho. Muitas das regiões, porém, não puderam ser analisadas nos exemplos, pois devido ao número reduzido de poços, a classificação concentrou-se em apenas algumas regiões. As ações, no entanto, foram sugeridas de forma genérica. Determinar como as alterações deverão ser feitas é bastante complicado, e depende da análise do campo e dos poços, que varia para cada caso. A conversão de um poço produtor para um injetor, por exemplo, dependerá da necessidade em aumentar a injeção no reservatório. Na Tabela I-1 encontram-se as alterações realizadas durante o processo de otimização do Caso A, utilizando a ordem de Prioridade 1. Apenas as alterações que apresentaram resultados positivos são apresentados.

Ações:

1. Exclusão/inclusão de poço
2. Distanciamento do aquífero/capa de gás
3. Aumento/redução de injeção próximo
4. Alteração da completação
5. Alteração do cronograma de abertura do poço
6. Alteração do posicionamento do poço
7. Alteração do direcionamento do poço
8. Conversão para poço injetor

Tabela 6-5 – Ações sugeridas

Regiões*	Ações							
	1	2	3	4	5	6	7	8
11					1º	3º	2º	
12					3º	2º	1º	
13		2º	1º	4º		5º	3º	
14		2º	1º	5º		3º	4º	
15					1º	3º	2º	
16					2º	1º	3º	
17			1º		2º	4º	3º	
18			2º		3º	1º	4º	
31		2º	1º	3º	5º	6º	4º	
32		2º	1º	5º	6º	3º	4º	
33		2º	1º			4º	3º	
34		2º	1º			3º		
51			1º	2º	4º	5º	3º	
52			1º			2º	3º	
55	6º		1º		2º	4º	3º	5º
56	2º							1º
65	6º		1º		2º	4º	3º	5º
66	2º							1º
75	6º		1º		2º	4º	3º	5º
76	2º							1º
85	6º		1º		2º	4º	3º	5º
86	2º							1º
88	2º							1º

* Regiões referentes ao mapa de classificação da Figura 2-9

A metodologia automática, além de auxiliar a tomada de decisão, permite que todo o processo de otimização realizado seja avaliado ao longo do desenvolvimento do campo. Durante o período de desenvolvimento, inúmeros parâmetros podem ser alterados, como cenário econômico e dados geológicos, por exemplo. Tais mudanças podem influenciar a definição da estratégia, exigindo que a otimização seja reavaliada. Desta forma, a metodologia automatizada permite verificar a sensibilidade do processo de otimização realizado em relação ao modelo econômico ou a outras alterações análises, possibilitando avaliar se o processo deve ser refeito e em que passo deve-se realizar modificações.

Capítulo 7

Conclusões e Sugestões

Este trabalho apresenta uma contribuição para o desenvolvimento de uma metodologia automatizada para otimizar estratégias de produção de campos de petróleo com poços horizontais. Alguns conceitos foram introduzidos com o objetivo de agilizar o processo e, também, proporcionar resultados mais confiáveis.

7.1 Contribuições

- Várias análises de desempenho de poço horizontal foram realizadas, permitindo que um avanço no desenvolvimento de uma metodologia de otimização de estratégia de produção que utilizam este tipo de poço pudesse ser desenvolvida;
- Inúmeros testes foram realizados para o desenvolvimento da metodologia e dos conceitos apresentados;
- A metodologia proposta auxilia o processo de otimização de estratégias através da análise de desempenho de poços horizontais, utilizando os indicadores: valor presente líquido, produções acumuladas de óleo, água e gás, vazão média de óleo e mapa de qualidade como funções-objetivo.

- O conceito de mapa de qualidade foi estudado e três métodos de construção foram propostos: simulação numérica, método analítico, e sistema *fuzzy*. Este conceito foi implementado à metodologia de otimização como uma variável adicional para a classificação de poços;
- Três ordens de prioridade foram testadas a fim de demonstrar que diferentes resultados podem ser obtidos, conforme diferentes decisões são tomadas;
- O conceito de dependência entre poços foi introduzido, como uma restrição mais confiável para que poços possam ser alterados simultaneamente.

7.2 Conclusões

- O problema relacionado à otimização de estratégias de produção não possui apenas uma solução, mas sim um conjunto de opções. A solução final depende das decisões tomadas ao longo do processo de otimização;
- O processo de otimização é bastante subjetivo, principalmente, se realizado manualmente, quando é comum a avaliação de poucos parâmetros, dificultando a análise do problema e a tomada de decisão. Um processo automatizado reduz a subjetividade, ao possibilitar a avaliação de um grande número de variáveis simultaneamente, facilitando a tomada de decisão;
- A utilização de um processo automatizado permite reduzir o tempo necessário para otimizar uma estratégia, diminuindo o número de simulações. As alterações realizadas são mais bem definidas, aproveitando melhor as simulações realizadas. Dependendo dos objetivos de cada estudo, pode-se também optar por realizar um número maior de simulações aumentando a possibilidade de se obter melhores resultados.

- O método de construção de mapa de qualidade baseado na simulação numérica onde apenas um poço vertical é utilizado (variando a posição do poço e realizando várias simulações) apresentou os resultados mais confiáveis, porém sua utilização exige muito tempo e esforço computacional. Na aplicação da metodologia de otimização, entretanto, foi utilizado o sistema *fuzzy*, que proporcionou bons resultados e mostrou-se mais rápido. Os métodos apresentados podem ser ajustados, uma vez que uma série de simplificações foi considerada.
- O mapa de qualidade mostrou-se bastante útil no processo de otimização, permitindo que decisões relacionadas às alterações fossem feitas de forma mais segura e com maior probabilidade de acerto. Não há necessidade de grande precisão na obtenção do mapa de qualidade quando este vai ser utilizado como variável auxiliar no processo de otimização. Por isso, pode-se optar por uma solução aproximada que necessite de menor tempo computacional.
- A ordem em que os poços são alterados, embora possa resultar em soluções finais semelhantes, possui influência ao longo do processo de otimização. De acordo com a escolha, a otimização torna-se mais simples ou mais complexa, apresentando diferentes resultados. Nos testes realizados, a utilização da ordem que prioriza alterações em poços que já apresentam bom desempenho resultou em melhores soluções.
- A interação dos poços horizontais com o reservatório é mais complexa do que a dos poços verticais; por isso, recomenda-se usar o conceito de dependência entre poços ao invés do conceito de vizinhança para possibilitar mudanças simultâneas na estratégia de produção. A identificação de poços dependentes e a alteração simultânea de poços agilizam o processo de otimização.

7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

O tema desenvolvido neste trabalho é bastante amplo, envolvendo muitas questões que não puderam ser estudadas e que podem ser consideradas em futuros trabalhos:

- Estudos dos métodos de construção do mapa de qualidade. Muitas simplificações foram consideradas nos métodos propostos que podem influenciar no resultado final. Inclusão de novos parâmetros e um melhor tratamento dos dados podem melhorar a precisão dos mapas. Entretanto, como o mapa de qualidade é uma variável auxiliar na metodologia de otimização, deve-se ter cuidado ao buscar precisão muito grande na construção de mapas. Deve-se buscar um equilíbrio entre o esforço computacional e a precisão requerida.
- Utilização de um mapa de qualidade final do reservatório, que proporcione informações sobre o potencial de produção no tempo final da previsão. Tais informações podem auxiliar em uma melhor recuperação do campo, indicando regiões não drenadas.
- Considerações sobre a perda de carga e comprimento ótimo dos poços. Ações como aumentar/diminuir o comprimento pode ser incluído na lista de alterações.
- Estudo da integração entre poços produtores e injetores, incluindo ações mais específicas para poços injetores.
- Avaliação da metodologia em campos de óleo pesado e em modelos grandes, com um elevado número de poços.
- Maior integração com restrições operacionais.

Referências Bibliográficas

- AANONSEN, S. I., EIDE, A. L., HOLDEN, L.: “Optimizing Reservoir Performance Under Uncertainty with Application to Well Location”. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 30710, Dallas, EUA, Out. 22-25, 1995.
- AGUILERA, R., ARTINDALE, J. S., CORDELL, G. M., NG, M. C., NICHOLL, G. W., RUNIONS, G. A.: *Horizontal Wells: Formation Evaluation, Drilling, and Production*, Gulf Publishing Company, Houston, TX, 1991, 401p.
- BABU, D.K., ODEH, A.S.: “Productivity of Horizontal Well”. *SPE*, SPE 18298, Nov. 1989.
- BITTENCOURT, A. C., HORNE, R. N.: “Reservoir Development and Design Optimization”. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, EUA, SPE 38895, Out. 5-8, 1997.
- CHAPERON, I.: “Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates”. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, EUA, SPE 15377, Out. 1986.
- COFFIN, P.: “Horizontal Well Evaluation After 12 Years”. In: 68th Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, EUA, SPE 26618, Out. 3-6, 1993.

- 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, TX, EUA, SPE 56578, Out. 3-6, 1999.
- DIXIT, A. K., PINDYKE, R. S.: *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994.
- GIGER, F. M.: "Low-Permeability Reservoirs Development Using Horizontal Wells". In: SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, Denver, CO, EUA, SPE/DOE 16406, 1987.
- GODBOLE, S.P., MUTALIK, P.N., Joshi, S.D.: "Effects of Drainage Areas on the Productivity of Off-Centered Horizontal Wells". In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, EUA, SPE 18301, Out. 1988.
- GOODE, P.A., WILKINSON, D.J.: "Inflow Performance of a Partially Open Horizontal Wells". In: SPE Eastern Regional Conference, Morgantown, WV, SPE 19341, Out. 1989.
- GÜYAGÜLER, B., HORNE, R. N.: "Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization". In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, SPE 71625, 30 Set. - 3 Out., 2001.
- JOSHI, S. D.: "A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology". In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, EUA, SPE 16868, Set. 27-30, 1987.
- JOSHI, S. D., DING, W.: "Horizontal Well Application: Reservoir Management". In: 1996 International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canadá, SPE 37036, Nov. 18-20, 1996

- KAROHER, B.J., GIGER, F.M. E COMBE, J.: “Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behavior”. In: 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, EUA, SPE 15430, Out. 5-8, 1986.
- KUCHUK, F.J., GOODE, P.A., BRICE, B.W., SHERRARD, D.W., THAMBYNAYAGAM, R.K.M.: “Pressure Transient Analysis for Horizontal Wells”. *JPT*, p.974-1031, Ago. 1990.
- LACY, S., DING, W., JOSHI, S. D.: “Horizontal Well Applications and Parameters for Economic Success”. In: II Latin American Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, SPE 23676, Mar. 8-11, 1992.
- MEZZOMO, C. C., SCHIOZER, D. J.: “Methodology for Water Injection Strategies Planning Optimization Using Reservoir Simulation”. In: 2002 Petroleum Society Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, CIPC 2002-121, Jun. 11-13, 2002.
- MEZZOMO, C. C.: *Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo*. São Paulo: Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2000. 105p, Dissertação de Mestrado.
- MORENO, R. B. Z. L., SCHIOZER, D. J.: “Use of Well Performance Parameters to Optimize Oil Field Recovery”. In: 2nd Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, Nov. 5-6, 2002.
- OZKAN, E., RAGHAVAN, R.: “Performance of Horizontal Wells Subject to Bottomwater Drive”. *SPE*, p.375-383, Ago. 1990.
- PEDROSO, J. R. C., SCHIOZER, D. J.: “Optimizing Locations of Wells in Field Development Using Reservoir Simulation and Parallel Computing”. In: Rio Oil & Gas, Rio de Janeiro, Brasil, 2000.

- PEDROSO, J. R. C.: *Otimização de Locações de Poços Usando Simulação Numérica de Reservatórios*. São Paulo: Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1999. Dissertação de Mestrado.
- PENMATCHA, V. R., ARBABI, S., AZIZ, K.: “Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length”. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, EUA, SPE 37494, Março 1997.
- RENARD, G., DUPUY, J. G.: “Influence of Formation on the Flow Efficiency of Horizontal Well”. In: SPE Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, EUA, SPE 19414, Fev. 1990.
- SCHIOZER, D. J. *et al*: “Otimização de Estratégia de Produção Através de Simulação Numérica de Reservatórios”, Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, relatórios internos, 2002.
- SATTER, A., THAKUR G: *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK, 1994.
- SHERRARD, D.W.: “Prediction and Evaluation of Horizontal Well Performance”. In: SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, SPE 25565, Abril 3-6, 1993.
- WAGENHOFER, T., HATZIGNATIOU, D. G.: “Optimization of Horizontal Well Placement”. In: Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, EUA, SPE 35714, Maio 22-24, 1996.

Apêndice A

Dados Comuns aos Modelos Utilizados

Tabela A-1 – Dados do Modelo de Simulação

Parâmetros	Valor	Unidades
Malha	Cartesiano	----
Número de blocos	14700	----
Dimensão da malha	60i x 35j x 7k	----
Dimensão dos blocos	150x150	m
Espessura das camadas	Definida por bloco	m
Porosidade	0,2~0,26	----
Profundidade referência	3000	m
Densidade do Óleo	28°	API
Pressão Saturação	206,9	bars

Tabela A-2 – Cenário Econômico

Preço do óleo (US\$/m³) [US\$/bbl]	113,20 [18]	Investimento inicial (US\$)	38.000.000
Custo de produção de óleo (US\$/m³)	37,70	IR	33%
Custo de produção de água (US\$/m ³)	12,60	Royalty	5%
Custo de injeção de água (US\$/m³)	1,90	PIS/COFINS	3,65%
Taxa interna de retorno	15%	Custo de plataforma (US\$)	250.000.000
Custos de Poços Horizontais			
Abertura (US\$)	Abandono (US\$)		Completação (US\$)
11.500.000,00	300.000,00		11.500.000 (produtor) 10.000.000 (injetor)

Tabela A-3 – Condições Operacionais dos Poços

Produtores		Injetores	
Vazão máxima de líquidos (m ³ /dia)	2500	Vazão máxima de água (m ³ /dia)	2500
Vazão mínima de óleo (m ³ /dia)	100	Vazão mínima de água (m ³ /dia)	500
Mínimo BHP (bars)	170	Máximo BHP (bars)	330
Water Cut	0,90		

Anexo I

A Tabela I-1 apresenta as ações realizadas durante o processo de otimização do Caso A (seção 6.1), utilizando a ordem de Prioridade 1. As evoluções do VPL e Np podem ser vistas nas Figuras 6-6 e 6-9. Apenas as alterações, cujos resultados foram positivos, são apresentados.

Tabela I-1 - Ações realizadas durante o processo de otimização

Rodada	Poço	Região (MQ)*	Sugestões**	Mudanças	Ganho poço VPL (10 ⁶ US\$) Np (10 ³ m³)	Ganho campo VPL (10 ⁶ US\$) Np (10 ³ m³)
Base → 2ª R	PH-07	55	Aumentar injeção <i>Alterar abertura</i> Redirecionar Converter para injetor <i>Excluir</i>	Abertura antecipada	18,40 610,00	22,00 -140,00
	PH-01	33	<i>Reduzir injeção</i> Distanciar de aquífero Redirecionar Alterar completação	IHW-01 deslocado e postergado	67,00 1660,00	
	PH-08	11	Alterar abertura Redirecionar Alterar posicionamento	Redirecionado	-1,20 -40,00	
	PH-10	15	<i>Alterar abertura</i> Redirecionar Alterar posicionamento	Abertura antecipada	24,00 580,00	
2ª R → 3ª R	PH-06	55	Aumentar injeção Alterar abertura Redirecionar Converter para injetor <i>Excluir</i>	Excluído	---	29,00 140,00
	PH-01	33	<i>Reduzir injeção</i> Distanciar de aquífero Alterar posicionamento Alterar completação	IHW-03 deslocado	6,00 170,00	

Rodada	Poço	Região (MQ)*	Sugestões**	Mudanças	Ganho poço VPL (10 ⁶ US\$) Np (10 ³ m³)	Ganho campo VPL (10 ⁶ US\$) Np (10 ³ m³)
3ª R → 4ª R	PH-14	51	<i>Aumentar injeção</i> Alterar completação Redirecionar Antecipar abertura Alterar posicionamento	IHW-04 deslocado e antecipado	56,8 2650,00	58,41 157,00
	PH-01	33	<i>Reduzir injeção</i> Distanciar de aquífero Alterar posicionamento Alterar completação	Deslocado e IHW-11 excluído	21,00 360,00	
	PH-08	11	<i>Alterar abertura</i> Redirecionar Alterar posicionamento	Abertura antecipada	-2,3 -30	
4ª R → 5ª R	PH-07	55	<i>Aumentar injeção</i> Alterar abertura Redirecionar Converter para injetor Excluir	IHW-02 deslocado e antecipado	-0,70 -20,00	6,82 120,00
	PH-02	13	<i>Reduzir injeção</i> Distanciar de aquífero Redirecionar Alterar completação <i>Alterar posicionamento</i>	Deslocado e IHW-12 excluído	39,00 1310,00	
5ª R → 6ª R	PH-07	55	Aumentar injeção Alterar abertura Redirecionar <i>Alterar posicionamento</i> Converter para injetor Excluir	Deslocado	41,5 1370,00	6,82 430,00
	PH-05	11	Alterar abertura <i>Redirecionar</i> <i>Alterar posicionamento</i>	Deslocado e redirecionado	--- -180,00	
6ª R → 7ª R	PH-03	13	<i>Reduzir injeção</i> Distanciar de aquífero Redirecionar Alterar completação <i>Alterar posicionamento</i>	Deslocado e IHW-02 deslocado	-4,00 -170,00	21,26 406,10
	PH-04	11	<i>Alterar abertura</i> Redirecionar Alterar posicionamento	Abertura antecipada	96,00 190,00	
7ª R → 8ª R	PH-12	13	<i>Reduzir injeção</i> Distanciar de aquífero Redirecionar Alterar completação <i>Alterar posicionamento</i>	Deslocado e IHW-02 deslocado	1,00 5,90	2,34 7,10
	PH-13	11	Alterar abertura <i>Redirecionar</i> Alterar posicionamento	Redirecionado	0,9 26,64	

Rodada	Poço	Região (MQ)*	Sugestões**	Mudanças	Ganho poço VPL (10 ⁶ US\$) Np (10 ³ m³)	Ganho campo VPL (10 ⁶ US\$) Np (10 ³ m³)
8ª R → 9ª R	PH-08	11	Alterar abertura Redirecionar <i>Alterar posicionamento</i>	Deslocado	2,17 149,27	6,29 119,40
	PH-11	11	<i>Alterar abertura</i> Redirecionar Alterar posicionamento	Abertura antecipada	2,81 169,67	

* Regiões do mapa de qualidade, Figura 2-8.

**As sugestões destacadas são aquelas que foram utilizadas para realizar as alterações.

Anexo II

Neste anexo, é feita uma comparação entre as sugestões fornecidas pelo WAPT (Seção 2.7) e as sugestões propostas neste trabalho. Porém, como discutido anteriormente, apenas algumas regiões do mapa de classificação puderam ser avaliadas. As alterações na lista de sugestões devem-se, basicamente, à inclusão do mapa de qualidade e o fato de todo estudo estar baseado em poços horizontais, e não em poços verticais como o WAPT. O mapa de classificação utilizado pelo WAPT pode ser visto na Figura 5-21.

Tabela II-1 – Tabela de sugestões

WAPT		Proposto	
Região	Sugestão	Região	Sugestão*
88	Excluir poço	88	Converter em injetor Excluir poço
		87	---
78	Excluir poço	78	---
		77	---
68	Excluir poço	68	---
		67	---
58	Excluir poço	58	---
		57	---
86	Excluir poço	86	Conversão para injetor Excluir poço
		85	Aumentar injeção próximo Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento Converter em injetor Excluir poço
76	Excluir poço	76	Conversão para injetor Excluir poço
		75	Aumentar injeção próximo Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento Converter em injetor Excluir poço
66	Excluir poço	66	Conversão para injetor Excluir poço
		65	Aumentar injeção próximo Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento Converter em injetor Excluir poço
56	Excluir poço	56	Conversão para injetor Excluir poço
		55	Aumentar injeção próximo Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento Converter em injetor Excluir poço

WAPT		Proposto	
Região	Sugestão	Região	Sugestão
83	Alterar posição Converter para poço horizontal	84	---
		83	---
73	Antecipar abertura Converter para poço horizontal	74	---
		73	---
63	Antecipar abertura	64	---
		63	---
53	Antecipar abertura	54	---
		53	---
81	Antecipar abertura Alterar completação	82	---
		81	---
71	Antecipar abertura Alterar completação	72	---
		71	---
61	Alterar entrada	62	---
		61	---
51	Alterar entrada Aumentar limite de vazão	52	Aumentar injeção próximo Alterar posicionamento Redirecionar
		51	Aumentar injeção próximo Alterar completação Redirecionar Antecipar abertura Alterar posicionamento
43	Converter para poço horizontal Abandonar poço	44	---
		43	---
33	Converter para poço horizontal Abandonar poço Converter em injetor	34	Reduzir injeção próximo Distanciar de aquífero Alterar posicionamento
		33	Reduzir injeção próximo Distanciar de aquífero Redirecionar Alterar posicionamento
23	Alterar posicionamento Alterar completação Alterar entrada	24	---
		23	---

WAPT		Proposto	
Região	Sugestão	Região	Sugestão
13	Alterar completação Alterar posicionamento Alterar entrada	14	Reduzir injeção próximo Distanciar de aquífero Alterar posicionamento Redirecionar Alterar completação
		13	Reduzir injeção próximo Distanciar de aquífero Redirecionar Alterar completação Alterar posicionamento
41	Alterar entrada Alterar posicionamento Alterar completação	42	---
		41	---
31	Alterar entrada Alterar posicionamento Alterar completação	32	Reduzir injeção próximo Distanciar de aquífero Alterar posicionamento Redirecionar Alterar completação Antecipar abertura
		31	Reduzir injeção próximo Distanciar de aquífero Alterar completação Redirecionar Antecipar abertura Alterar posicionamento
21	Alterar entrada Aumentar a pressão local	22	---
		21	---
11	Aumentar limite de vazão	12	Redirecionar Alterar posicionamento Antecipar abertura
		11	Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento
46	Antecipar abertura Alterar completação	46	---
		45	---
36	Alterar entrada	36	---
		35	---

WAPT		Proposto	
Região	Sugestão	Região	Sugestão
26	Alterar entrada Excluir poço Reduzir custos	26	---
		25	---
16	Alterar entrada Reduzir custos	16	Alterar posicionamento Antecipar abertura Redirecionar
		15	Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento
48	Excluir poço Reduzir custos	48	---
		47	---
38	Alterar completação Excluir poço Reduzir custos	38	---
		37	---
28	Alterar completação Excluir poço Reduzir custos	28	---
		27	---
18	Aumentar limite de vazão	18	Alterar posicionamento Reduzir injeção próximo Antecipar abertura Redirecionar
		17	Reduzir injeção próximo Antecipar abertura Redirecionar Alterar posicionamento

* As listas de sugestões encontram-se em ordem de maior relevância. Listas em branco significam que a classificação não foi avaliada.