

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Otimização de Estratégias de Recuperação para
Campos de Petróleo

Autor : **Cristina C. Mezzomo**
Orientador: **Denis J. Schiozer**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**OTIMIZAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE
RECUPERAÇÃO PARA CAMPOS DE
PETRÓLEO**

Autor : **Cristina C. Mezzomo**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo.

Campinas, 2001
S.P. - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo

Autor : **Cristina C. Mezzomo**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

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

Prof. Dr. Daniel Nunes de Miranda Filho
Petrobrás

Prof. Dr. Sergio Nascimento Bordalo
Faculdade de Engenharia Mecânica

Campinas, 19 de janeiro de 2001

Dedicatória

Para os meus pais, Roberto e Teruko, que me apoiaram em todos os momentos e sempre acreditaram em mim e aos meus irmãos, Juliana, Mariana e Leonardo, grandes companheiros.

Agradecimentos

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

Ao Professor Denis José Schiozer, pela orientação e acompanhamento.

Aos meus pais e meus irmãos, pelo apoio e compreensão.

Aos meus colegas, que souberam ser companheiros e com os quais vivi muitos bons momentos.

Aos meus amigos Daniel, Marcos, Acúrcio e Sérgio, que muito me ensinaram neste dois anos e ao meu amigo Carlos Pedroso Jr., que me entusiasmou muito com o tema deste trabalho.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo que ajudaram, direta ou indiretamente, na realização deste trabalho.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Centro de Estudos de Petróleo pela prestatividade e colaboração.

Saber e não fazer é como arar e não semear. (anônimo)

Resumo

MEZZOMO, Cristina Cledia. *Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000 XXXp. Dissertação (Mestrado).

A principal tarefa da engenharia de reservatórios é o desenvolvimento e gerenciamento de campos produtores de petróleo visando atingir um determinado objetivo, considerando os limites físicos, econômicos e tecnológicos. A escolha de uma estratégia de recuperação para um campo de petróleo é bastante complexa pois diversas variáveis devem ser analisadas. Esta escolha envolve um procedimento de otimização que visa a maximização de uma função-objetivo como por exemplo: valor presente líquido, taxa interna de retorno, índice de retorno do investimento ou uma combinação delas. Esta função-objetivo deve representar matematicamente o objetivo global do projeto e ser avaliada por meio da variação dos parâmetros de entrada do modelo de simulação numérica. Considerando um modelo geológico, os volumes iniciais de óleo e gás *in situ* e a produtividade e injetividade do reservatório, custos de perfuração e operacionais, planejamento da produção e alguns parâmetros econômicos, este trabalho desenvolveu uma ferramenta para a otimização de estratégias de recuperação para reservatórios de petróleo. Pode-se mostrar que soluções satisfatórias são obtidas com poucas simulações de escoamento e que refinamentos podem ser incluídos para melhorar as respostas de acordo com os objetivos do estudo.

Palavras Chave: Simulação de Reservatórios, Otimização, Estratégia de Recuperação.

Abstract

MEZZOMO, Cristina Cledia. *Optimization of Recovery Strategy for a Petroleum Field* .
Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000
XXXp. Dissertação (Mestrado).

The main task of reservoir engineering is the development and management of petroleum producing fields in order to achieve a previously determined objective, regarding physical, economic and technological limits. The definition of a recovery strategy for a petroleum field is very complex because several variables must be analyzed. This definition involves an optimization procedure for the maximization of an objective-function, for example: net present value, discount rate, investment return rate or a combination of these functions. This objective-function must mathematically represent the global objective of a project and it must be evaluated through the variation of the input parameters of the simulation model. Considering a geological model, the original oil and gas volumes in place and the productivity of the reservoir, drilling and operational costs, production scheduling and some economic parameters, this work developed a methodology for the optimization of recovery strategies for petroleum reservoirs. It can be shown that satisfactory solutions are obtained with few flow simulations and that refinements can be included to improve the results according to the objectives of the study.

Keywords: Reservoir Simulation, Optimization, Recovery Strategy.

ÍNDICE

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xx
Nomenclatura.....	xxi
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação para o Trabalho	2
1.2 Revisão Bibliográfica	3
Métodos baseados na integração de dados	9
1.3 Análise Preliminar do Problema	9
Capítulo 2	12

Fundamentos Teóricos.....	12
2.1 Mecanismos Naturais de Produção: Fundamentos	12
2.1.1 Gás em Solução.....	13
2.1.2 Capa de Gás.....	13
2.1.3 Influxo de Água.....	14
2.1.4 Segregação Gravitacional.....	15
2.1.5 Mecanismos Combinados	15
2.2 Estratégias de Produção	16
2.2.1 Produção Primária.....	17
2.2.2 Injeção de Água.....	18
2.2.3 Recuperação Suplementar	19
Injeção de Vapor	20
Combustão <i>in-situ</i>	20
Injeção de Polímeros.....	20
Injeção de Solventes	21

2.3 Escolha de Estratégia	21
2.4 Simulação de Reservatórios.....	21
2.4.1 Etapas do estudo de simulação de reservatórios	23
2.5 Engenharia Econômica	25
2.5.1 Fundamentos	25
2.5.2 Análise de Alternativas de Investimento.....	25
2.5.3 Indicadores Econômicos	26
2.6 Consideração de Incertezas.....	27
Capítulo 3	29
Metodologia	29
3.1 Descrição do processo de elaboração da metodologia.....	30
3.1.1 Premissas Gerais	31
3.1.2 Caso A: campo em estágio inicial de desenvolvimento com produção primária	34
3.1.3 Caso B: campo em estágio inicial de desenvolvimento com sistema simplificado de injeção de água.....	37
3.1.4 Caso C: Reestruturação de estratégia de recuperação.....	40

3.1.5 Outras Considerações	42
3.2 Cálculo da função-objetivo	42
3.3 Redução do número de simulações numéricas	43
3.4 Análise de Sensibilidade	45
3.5 Refinamentos	45
3.6 Aplicabilidade	46
Capítulo 4	47
Aplicações.....	47
4.1 Descrição de Casos	47
4.2 Dados Comuns aos Modelos.....	47
4.3 Caso A: Reservatório Marítimo em Fase de Desenvolvimento com Influxo de Água	49
4.4 Caso B: Reservatório Marítimo em Fase de Desenvolvimento com Gás em Solução	50
4.5 Caso C: Reservatório Marítimo em Fase de Produção com Gás em Solução	52
Capítulo 5	54
Resultados	54

5.1 Escolha da Função-Objetivo e Procedimento de Remoção dos Poços	54
5.2 Resultados obtidos: Caso A	55
5.2.1 Determinação do Potencial de Produção e Valor Presente	55
5.2.2 Determinação do Número Ótimo de Poços Produtores	58
5.2.3 Refinamentos.....	59
5.2.4 Outras Configurações.....	63
5.3 Resultados Obtidos: Caso B	71
5.3.1 Determinação do Potencial de Produção e Valor Presente	72
5.3.2 Determinação do Número Ótimo de Produtores	75
5.3.3 Refinamentos.....	75
5.3.4 Outras Configurações.....	78
5.4 Resultados Obtidos: Caso C	89
5.5 Comentários	91
5.6 Relação Número de Simulações x Qualidade dos resultados	92
Capítulo 6	94

Conclusões e Perspectivas	94
6.1 Conclusões	94
6.2 Trabalhos Futuros	97
Referências Bibliográficas.....	99
Apêndice A	102
Custos de Equipamentos, Serviços e Plataformas	102

Lista de Figuras

Figura 3.1:Fluxograma do procedimento para definição de estratégia primária	36
Figura 3.2:Fluxograma do procedimento para definição de estratégia com injeção de água.....	39
Figura 3.3:Fluxograma do procedimento para reestruturação de estratégia de recuperação	41
Figura 3.4:Curva F.O. vs Esforço Computacional teórica para o processo de otimização utilizado	44
Figura 3.5:Curva F.O. vs Esforço Computacional real para o processo de otimização utilizado .	44
Figura 4.1:Modelo de reservatório utilizado para o caso A	49
Figura 4.2:Configuração inicial de produtores para o Caso B	51
Figura 4.3:Configuração inicial de injetores para o Caso B.....	51
Figura 4.4:Modelo de reservatório utilizado no Caso C.....	53
Figura 5.1:Mapa de VP – 1ªrodada.....	56
Figura 5.2:Mapa de VP – 3ªrodada.....	56
Figura 5.3:Mapa de VP – 6ªrodada.....	56

Figura 5.4:Mapa de VP – 9ªrodada.....	56
Figura 5.5:Configuração 1 – Espaçamento 200m – VPL dos poços nas rodada inicial.....	57
Figura 5.6:Configuração 1 – Espaçamento 200m – Determinação do potencialde VP	58
Figura 5.7:Comparação entre os resultados para a determinação do no. aproximado e determinação do número ótimo de produtores – VPL vs no. de poços	59
Figura 5.8: Comparação entre os resultados obtidos na determinação do número ótimo e com os refinamentos – VPL vs no. de poços	61
Figura 5.9:CasoA – Configuração 1 – Espaçamento 200m – VPL vs CR.....	61
Figura 5.10:Caso A – Configuração 1 – Espaçamento 200m – VPL vs Np.....	62
Figura 5.11:Caso A – Configuração 1 – Espaçamento 200m – Melhores poços	62
Figura 5.12:Mapa de VP – 1ªrodada.....	63
Figura 5.13:Mapa de VP – 3ªrodada.....	63
Figura 5.14:Mapa de VP – 6ªrodada.....	64
Figura 5.15:Mapa de VP – 9ªrodada.....	64
Figura 5.16:Mapa de VP – 1ªrodada	65
Figura 5.17:Mapa de VP – 3ªrodada	65
Figura 5.18:Mapa de VP – 6ªrodada.....	65
Figura 5.19:Mapa de VP – 8ªrodada.....	65
Figura 5.20:Aplicação 1 – Soma do VPL dos poços – determinação do potencial de VPL	66

Figura 5.21:Aplicação 1 – Soma do VPL dos poços – Comparação entre os resultados obtidos com os refinamentos para as 3 configurações	67
Figura 5.22:Aplicação 1 – VPL vs CR – Determinação de Potencial de VP	67
Figura 5.23:Aplicação 1 – VPL vs Np – Determinação de Potencial de VP	68
Figura 5.24:Aplicação 1 – VPL vs CR – Comparação entre os resultados obtidos com os refinamentos para as configurações testadas	68
Figura 5.25:Aplicação 1 – VPL vs Np – Comparação entre os resultados obtidos com os refinamentos para as configurações testadas	69
Figura 5.26:Aplicação 1 – melhores resultados.....	70
Figura 5.27:Aplicação 1 – melhores resultados – Np vs t.....	70
Figura 5.28:Mapa de VP – 1ªrodada	72
Figura 5.29:Mapa de VP – 3ªrodada	72
Figura 5.30:Mapa de VP – 6ªrodada	73
Figura 5.31:Mapa de VP – 9ªrodada	73
Figura 5.32:Configuração 1 – Espaçamento 600m – VPL dos poços na rodada inicial	74
Figura 5.33:Configuração 1 – Espaçamento 600m – Determinação do Potencial de VP	74
Figura 5.34:Comparação entre os resultados obtidos para a determinação do número aproximado e do número ótimo de poços produtores.....	75
Figura 5.35:Comparação entre os resultados obtidos na determinação do número ótimo e com os refinamentos	76
Figura 5.36:Configuração 1 – Espaçamento 600m – VPL vs CR.....	77

Figura 5.37:Configuração 1 – Espaçamento 600 m VPL vs Np	77
Figura 5.38:Configuração 1 – Espaçamento 600m – melhores poços	78
Figura 5.39:Mapa de VP – 1ªrodada.....	79
Figura 5.40:Mapa de VP – 3ªrodada.....	79
Figura 5.41:Mapa de VP – 6ªrodada.....	79
Figura 5.42:Mapa de VP – 8ªrodada.....	79
Figura 5.43:Aplicação 2 – Determinação de VP	80
Figura 5.44:Detalhe da Figura 5.43 – Aplicação 2 – Determinação do potencial de VP	80
Figura 5.45:Aplicação 2 – VPL vs número de poços - refinamentos.....	81
Figura 5.46:Aplicação 2 – VPL vs CR – determinação de potencial de VP	81
Figura 5.47:Aplicação 2 – VPL vs Np – determinação de potencial de VP.....	82
Figura 5.48: Aplicação 2 – VPL vs CR - refinamentos.....	82
Figura 5.49:Aplicação 2 – VPL vs Np - refinamentos	83
Figura 5.50:Aplicação 2 – Melhores resultados – otimização de poços produtores	84
Figura 5.51:Aplicação 2 – melhores resultados – otimização dos produtores – Np vs t.....	84
Figura 5.52:Aplicação 2 – VPL vs CR – inclusão de injeção de água	86
Figura 5.53:Aplicação 2 – VPL vs Np – inclusão de injeção de água	87
Figura 5.54:Aplicação 2 – melhores resultados –inclusão de injeção de água.....	88

Figura 5.55:Aplicação 2 – melhores resultados – inclusão de injeção de água – N_p vs t	88
Figura 5.56:Aplicação 3 – VPL vs CR	90
Figura 5.57:Aplicação3 – VPL vs N_p	90
Figura 5.58:Aplicação 3 – melhores resultados.....	91

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Principais características comuns aos modelos utilizados.....	48
Tabela 4.2: Principais características do modelo utilizado no Caso A.....	50
Tabela 4.3: Principais características do modelo utilizado no Caso B.....	52
Tabela 4.4: Principais características do modelo utilizado no Caso C.....	53

Nomenclatura

Letras Latinas

B	fator volume de formação	m^3/m^3
c	componente	-
D	cota estrutural	m
G _p	produção acumulada de gás	-
q	vazão	m^3/dia
N _p	produção acumulada de óleo	m^3
R _{cp}	razão de solubilidade do componente c na fase p	m^3/m^3
K	permeabilidade absoluta	mD
K _r	permeabilidade relativa	-

Letras Gregas

γ	peso específico	N/m ³
ϕ	porosidade	%
λ	mobilidade	mD/cP
μ	viscosidade	cP
ρ	massa específica	Kg/m ³
$\Delta\Phi$	variação do potencial da fase p	Kgf/m ³

Superescritos

w	poço
---	------

Subscritos

p	fase
---	------

Siglas

BSW	fração de água no líquido produzido (base sediment and water)
CMG	Computer Modelling Group
FO	função-objetivo

WAG	injeção alternada de óleo e gás (water alternating gas injection)
VOIS	volume de óleo <i>in situ</i>
VP	valor presente
VPL	valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

Uma das principais tarefas da engenharia de reservatórios é a elaboração de estratégias de desenvolvimento e gerenciamento de campos produtores visando atingir um objetivo pré-estabelecido, considerando restrições físicas, operacionais e econômicas. A solução deste problema é função das características geológicas do reservatório e do sistema de produção do campo. Ambos apresentam um elevado número de variáveis que influenciam a tomada de decisão: propriedades da rocha e dos fluidos, número de poços, espaçamento entre poços (posicionamento), condições de operação, sistema de injeção de fluidos para recuperação suplementar, número de sondas, etc. Devido a este número muito grande de variáveis não é possível analisar todas as combinações possíveis, mas pode-se estabelecer critérios e metodologia de análise do problema que possibilitam a obtenção de soluções bastante satisfatórias.

A complexidade dos reservatórios reais e a conseqüente dificuldade de modelar o problema com precisão através de modelos analíticos fazem com que seja necessária a utilização da simulação numérica que permite obter uma previsão do comportamento do reservatório, com base em um modelo geológico previamente construído utilizando-se diversos parâmetros gerados durante a caracterização do campo. O uso da simulação numérica é muito adequado para o planejamento de estratégias para campos em estágio inicial de desenvolvimento e a reestruturação de estratégias para campos já em produção. Deste modo, é possível elaborar técnicas que capacitam o engenheiro a escolher melhores estratégias de recuperação, que

promoverão um aumento no seu fator de recuperação tornando-o mais rentável. O simulador deve ser parte do cálculo da função-objetivo que representa matematicamente o objetivo final do projeto e é calculada com base em uma análise econômica que considera os dados de produção gerados por meio de simulação.

O procedimento de otimização requer a escolha de um método apropriado. Há dois tipos de métodos de otimização tradicionais: métodos baseados em derivadas, que com frequência garantem uma convergência mais rápida mas precisam do cálculo de derivadas da função-objetivo, e métodos diretos, que requerem apenas cálculos da função mas que geralmente apresentam convergência mais lenta. Para o caso específico da escolha da estratégia de produção de campos de petróleo, os métodos baseados em derivadas podem apresentar esforço computacional elevado ao se incluir a utilização de simulação numérica de reservatórios. A metodologia utilizada neste trabalho segue a linha dos métodos diretos, pois apesar de demandarem um maior número de iterações para a convergência, suas iterações são bastante rápidas. Esta metodologia difere um pouco dos métodos tradicionais e apresenta características bem particulares.

A metodologia pode ser aplicada a reservatórios em diferentes estágios e com diferentes mecanismos de produção. Ela foi desenvolvida para auxiliar a gerência de reservatórios na tomada de decisões relacionadas à especificação das facilidades de superfície e subsuperfície necessárias e às suas condições de operação de operação e manutenção, promovendo a melhor recuperação para o campo e, conseqüentemente, a maximização dos lucros e minimização dos riscos dos grandes investimentos.

1.1 Motivação para o Trabalho

Com a acirrada concorrência que se observará no Brasil após a abertura do setor de petróleo, as empresas visarão cada vez mais apresentar os resultados dos estudos técnicos e econômicos no menor prazo e com a melhor qualidade possível. Além disso, para o projeto de desenvolvimento de um campo é necessário considerar várias hipóteses para se determinar a melhor solução. A elaboração de estratégia de produção de um reservatório é um processo

exaustivo, difícil, requer grande esforço e deve ser abordado em etapas, devido à complexidade e singularidade dos reservatórios. Isto pode demandar uma grande capacidade computacional e muito tempo de uma equipe multidisciplinar de profissionais.

Freqüentemente, na indústria, não há disponibilidade de tempo nem pessoal para realizar a tarefa de modo a incluir todas as necessidades relacionadas com a estratégia de recuperação de um campo. A motivação para este trabalho surgiu com a necessidade do desenvolvimento de ferramentas que proporcionem uma maior rapidez e eficiência nas etapas de definição e avaliação de estratégias de recuperação para os campos de petróleo. São apresentadas metodologias para auxiliar a decisão gerencial na definição de estratégias a serem implantadas em campos em estágio inicial de desenvolvimento e na elaboração de planos para a reestruturação de estratégias de campos já em fase de produção.

São propostas várias alternativas de estratégias de recuperação para um reservatório indicando o valor da função-objetivo para cada possibilidade, auxiliando na tomada de decisões.

Um aspecto importante é a utilização da simulação numérica para o cálculo e avaliação da função-objetivo. A simulação numérica de reservatórios é muito adequada para a modelagem do escoamento de fluidos em meios porosos. Ela torna o processo mais lento, porém promove um grande aumento na confiabilidade do processo desde que os modelos sejam construídos corretamente. Apesar do esforço adicional requerido pelo uso da simulação, a importância da decisão a ser tomada muitas vezes justifica a opção por este tipo de procedimento.

É importante dizer que uma pesquisa a longo prazo, com um estudo bastante aprofundado do problema permitirá a construção de uma metodologia bastante abrangente e com grande eficiência, aplicável à maioria dos reservatórios reais. Na realização deste trabalho foram escolhidos alguns tipos representativos de reservatório para o desenvolvimento da metodologia mais adequada para definição de estratégia de recuperação.

1.2 Revisão Bibliográfica

A elaboração de estratégias ótimas para a recuperação de reservatórios tem grande importância econômica e tem sido objeto de diversos estudos.

Arps *et alli* [1967] participaram de um estudo organizado pelo American Petroleum Institute, cuja principal finalidade foi deduzir equações para a determinação do fator de recuperação de reservatórios. O espaçamento entre os poços foi um dos parâmetros mais estudados. Após a análise de 312 reservatórios, eles concluíram que não havia relação matemática entre o fator de recuperação e o espaçamento entre os poços. Neste trabalho houve uma tentativa de estudar uma metodologia que envolvesse o cálculo do fator de recuperação para uma análise precedendo a etapa que envolve a simulação, mas não foi possível obter resultados satisfatórios.

Davis e Shepler [1969], observaram que o espaçamento entre os poços inicialmente usado para o desenvolvimento de um campo geralmente não era o espaçamento ótimo para este campo. O espaçamento ótimo depende de características de cada reservatório. Pode-se acrescentar que as incertezas no modelo geológico e a dinâmica dos cenários econômico e tecnológico são as principais responsáveis por esta afirmação.

Os avanços realizados em hardware e software nos últimos anos, possibilitaram que a simulação numérica de reservatórios se tornasse uma ferramenta de grande valor para a previsão de comportamento e o gerenciamento de reservatórios. A previsão de comportamento de reservatórios pode ser obtida através da simulação numérica utilizando como base um modelo físico-geológico pré-construído. Este modelo é elaborado com vários parâmetros gerados por meio da caracterização de reservatórios. O modelo de simulação é o principal instrumento para o cálculo de uma função-objetivo que represente matematicamente o objetivo global do projeto.

Usando simulação numérica, Nystad [1985], Damsleth *et alli* [1992], Beckner e Song [1995] entre outros autores desenvolveram métodos para otimizar problemas relacionados à exploração de jazidas petrolíferas. Para todos estes trabalhos, os aspectos comuns foram: simplificação do problema e o uso de um pequeno número de simulações e variáveis de pesquisa. Em alguns destes foi considerada a análise econômica, mas sempre de um modo simplificado. Os

principais objetivos destes trabalhos foram: identificar parâmetros de entrada com maior influência no cálculo das funções-objetivo e assim realizar a otimização.

Nystad [1985] analisou a otimização da exploração em termos de: razão de depleção (capacidade de produção, incluindo os aspectos de vazão de máxima eficiência) e distribuição geográfica da capacidade total de produção (densidade de poços, número de plataformas, etc.).

Na abordagem de Nystad, uma malha fina de produção é gerada a partir de um número limitado de simulações. O imposto é calculado com um módulo de custo do reservatório e a solução é procurada em relação ao valor presente total. Uma simplificação é feita incorrendo-se nos custos de capital no primeiro período e o imposto total em um segundo período. Assume-se então que a quantidade de petróleo extraída é uma função de fatores de entrada, *i.e.*, custos de capital e de operação, que apresenta um valor máximo. Fatores como a escolha de uma capacidade de produção e sensibilidade à vazão são desconsiderados. Nystad declarou que o lucro máximo de uma companhia petrolífera acontecerá quando:

$$\text{lucro máximo} = \text{máximo} \left[-WE + \frac{P \cdot F(E)}{1+r} \right] \quad (1.1)$$

onde: E = dados de entrada, P = preço do petróleo, F(E) = quantidade de petróleo produzido, W = preço dos fatores de entrada, r = fator de desconto

Para que um valor máximo ocorra, há a condição de que o valor da primeira derivada deve ser nulo:

$$F'(E) = \frac{W}{P}(1+r) \quad (1.2)$$

Neste método também é feita a análise dos ajustes necessários para a maximização dos lucros e a determinação do fator de recuperação ótimo.

A estratégia para a maximização do VPL é dada por:

$$máximo VPL = máximo \left[\int_0^{t_c} (p(t)q(t, \vec{x}) - I(t, \vec{x}) - b(t, \vec{x})) e^{r \cdot t} dt \right] \quad (1.3)$$

$\vec{x}$ = variáveis de decisão, $q(t, \vec{x})$ = razão de produção de petróleo, $I(t, \vec{x})$ = custos de capital, $b(t, \vec{x})$ = custos operacionais, $p(t)$ = preço do petróleo, t_c = tempo final de produção, r = fator de desconto

Quatro diferentes tipos de reservatório foram submetidos a este tipo de análise. A otimização foi realizada considerando as duas principais variáveis de decisão: vazão de depleção (x_1) e distribuição geográfica da capacidade de produção (x_2). Os dois parâmetros variaram ao mesmo tempo. A superfície do VPL gerada é função destas duas variáveis.

Damsleth *et alli* [1992] aplicaram técnicas estatísticas para maximizar as informações obtidas por meio de um número reduzido de simulações. A intenção é reduzir o número de simulações necessárias ao se variar um parâmetro por vez durante a análise de sensibilidade. Considerando o fator de recuperação como sendo a variável y e as variáveis de pesquisa, x_1 , x_2 e x_3 , a relação obtida utilizando-se o simulador de reservatório é:

$$y = f(x_1, x_2, x_3) \quad (1.4)$$

Analisando a superfície gerada e utilizando projetos experimentais, a função y pode ser aproximada pelo seguinte modelo

$$y = \sum_{i=0}^n b_i x_i + \sum_j j, j = O^n b_{ij} x_i x_j + e \quad (1.5)$$

onde os valores da variável “b” são coeficientes desconhecidos e “e” é o termo erro. O modelo pode considerar os termos cruzados dependendo de sua complexidade. Após a estimativa dos coeficientes desconhecidos, através de experimentos, é minimizada a diferença entre a função verdadeira (simulador de reservatórios) e os valores do modelo. Projetos experimentais indicam

os procedimentos para a escolha de um número limitado de parâmetros de modo a estimar uma aproximação polinomial ótima.

O caso base foi aplicado no Mar do Norte. Após a realização de uma análise de sensibilidade foram escolhidos os seguintes parâmetros: volume original de óleo *in situ* (N), permeabilidade relativa (K_r), permeabilidade vertical (K_v), segmentação do reservatório (n) e a variável dano de formação. Após a aplicação do modelo proposto, observou-se a seguinte relação entre os parâmetros de entrada e a produção acumulada de óleo (N_p):

- K_v e dano de formação foram considerados de pequena relação, e por isso, eliminados do modelo
- N foi considerada a variável de pesquisa com maior importância
- K_r não apresentou um forte efeito sobre N_p
- A segmentação lateral do reservatório apresentou uma fraca relação sobre N_p . No entanto, interage com N e K_r

No modelo final, utilizou-se uma variabilidade dos parâmetros na ordem de 90%. Extrapolações fora deste range requerem novas pesquisas.

Beckner e Song [1995] apresentaram um método para otimizar o valor presente total de um desenvolvimento completo de campo através da variação da localização e da sequência de poços produtores. Beckner e Song usaram *simulated annealing* como ferramenta de otimização e expressaram o planejamento e a localização dos poços como o problema clássico do “caixeiro viajante”, onde a distância total percorrida é otimizada. Nesta analogia, as posições dos poços correspondem às cidades e o planejamento ao cronograma da viagem. Para um dado planejamento (sequência de localizações) a saída da simulação é usada para calcular o VPL do projeto (distância total).

O problema base foi: como colocar 12 poços horizontais de modo a desenvolver um campo. Sete casos diferentes de otimização foram investigados. Estes casos variaram de uma otimização de um desenvolvimento de um reservatório uniforme, com custo de poço uniforme até um caso que otimizava o desenvolvimento de um reservatório com permeabilidade variável, pressões iniciais variáveis e custos de poços variáveis. O tempo médio de completação e perfuração de três meses por poço foi a restrição para o planejamento.

Os resultados mostraram que um espaçamento entre poços uniforme é ótimo para o desenvolvimento sob recuperação primária. Na otimização do VPL do projeto, custos de poços variáveis influenciaram a escolha das posições dos poços tanto quanto as variações nas propriedades do reservatório.

Entre os trabalhos mais recentes realizados na linha de pesquisa em desenvolvimento e gerenciamento de campos devem ser mencionados os desenvolvidos por Andrade Filho [1997] e Cruz [1999]. Estes trabalhos envolveram o uso de simuladores comerciais.

Andrade Filho [1997] desenvolveu um algoritmo híbrido baseado em métodos diretos, tais como algoritmo genético, método politopo e busca tabu, para a otimização de problemas de desenvolvimento de reservatórios de petróleo. Este algoritmo envolvia a integração entre simulação e análise econômica ao utilizar o simulador como um gerador de dados para o cálculo da função-objetivo, a qual consistia em uma análise de fluxos de caixa resultantes das previsões de produção obtidas a partir das simulações.

Cruz [1999] introduziu o conceito de “mapa de qualidade”, que é uma representação bi-dimensional das respostas do reservatório e suas incertezas. Os pontos necessários para gerar o mapa de qualidade são obtidos utilizando um modelo de simulação com um único poço e variando a posição do poço em cada rodada para ter uma boa cobertura de toda a malha. A “qualidade” de cada posição do poço é a produção de óleo acumulada após um longo tempo de produção. Este conceito de qualidade pode ser aplicado para comparar reservatórios, para classificar realizações estocásticas e incorporar incertezas associadas às características do

reservatório ao processo de tomada de decisões, (como a escolha das posições para os poços) demandando um número menor de simulações envolvendo todo o campo.

Métodos baseados na integração de dados

Arnondin, Ding e Startzman [1994,1995] aplicaram estes métodos. Arnondin [1995] usou um programa comercial denominado *Production Analyst* (PA) da Geoquest integrado a uma planilha Excel. Utilizando uma ferramenta de regressão disponível no Microsoft Excel em conjunto com informações geradas pelo PA, Arnondin fez uma previsão da produção de poços restrita às facilidades de produção. Não se utilizou a simulação numérica nem se realizou nenhuma análise econômica.

Ding e Startzman [1994] usaram um programa de otimização interativo para a resolução de problemas de locações de poços simultaneamente à seleção de facilidades de produção no projeto de desenvolvimento de campos. Um modelo generalizado dá fundamento à função-objetivo, que pode ser otimizada através de dois métodos: 0-1 *Integer Programming* e *Lagrangian Relaxation*. Estas aplicações podem ser usadas para minimizar investimentos para um determinado cenário e realizar a análise de sensibilidade.

1.3 Análise Preliminar do Problema

Muitas das soluções apresentadas no passado usaram métodos estatísticos, métodos gradientes, ou programação linear como estratégia de otimização. Os problemas também foram simplificados para evitar rodadas de simulação muito longas e instáveis. Algumas tentativas foram feitas para superar estas limitações, através da execução de poucas rodadas e uso de métodos estatísticos para a avaliação de tendências e valores interpolados. No entanto outras limitações surgiram tais como incertezas relativas à faixa de validade dos parâmetros, intervalos de confiança e valores médios. Além disso, apenas problemas de tamanho moderado foram considerados para economizar tempo computacional.

Vários pesquisadores tentaram a redução de parâmetros para um domínio bidimensional. Deste modo, o VPL ficou no terceiro eixo, compondo a terceira dimensão. A superfície gerada pelo VPL pode ser construída através de técnicas de interpolação de duas dimensões. Deve-se ressaltar que este método é restrito, utilizando apenas os dois parâmetros que apresentam maior influência sobre a função-objetivo. A utilização desta técnica requer uma grande simplificação, podendo gerar resultados com pouca acurácia.

Soluções baseadas em poucos valores de função avaliados foram utilizadas para derivar realizações conforme métodos estatísticos para obter outros cenários. Esta abordagem depende de se obter correlações entre diferentes casos. Um grau de incerteza é parte deste tipo de tratamento uma vez que as extrapolações são baseadas em uma combinação de parâmetros, suas faixas e sensibilidades.

Alguns métodos usaram simuladores simplificados para acelerar o processo global. O resultado obtido foi utilizado como um indicador para uma rodada mais detalhada que refinaria a solução. Como o valor ótimo foi estimado por rodadas de simulação simplificadas ele poderia alterar a solução quando um método mais sofisticado for realizado

Pedroso Jr [1999] desenvolveu uma metodologia automatizada para a otimização do número de poços produtores verticais e das localizações para a perfuração destes em um reservatório em fase de desenvolvimento, utilizando simulação numérica. Seu trabalho serviu como ponto de partida para a metodologia desenvolvida neste novo estudo, a qual incluiu um maior número de variáveis e parâmetros relacionados ao problema de modo a apresentar uma maior aplicabilidade e avanços, principalmente quanto a relação entre a precisão e o número de simulações.

No presente trabalho se propôs desenvolver métodos para a otimização de estratégias de produção primária (número e localização de poços produtores verticais) e para a definição, de forma simplificada, de esquemas de injeção de água (número e posicionamento de poços injetores), a serem aplicados em campos em estágio inicial de desenvolvimento. Ele também estuda a reestruturação de estratégias de recuperação para campos já em fase de produção

(perfuração de novos poços produtores e injetores). Para a realização deste trabalho utiliza-se a simulação numérica de reservatórios. Os métodos desenvolvidos incluem uma etapa de análise de sensibilidade de variáveis com forte influência na função-objetivo e realizam uma análise econômica para várias alternativas. Estes métodos requerem também algumas simplificações para reduzir o tempo e o número de simulações sem diminuir a qualidade dos resultados.

Este trabalho está dividido em 6 capítulos. No Capítulo 1 são apresentados os objetivos e a revisão bibliográfica realizada para o estudo do problema que foi abordado. No Capítulo 2, os fundamentos teóricos de Mecanismos de Produção, Estratégias de Produção, Simulação de Reservatórios e Engenharia Econômica são revistos. O Capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida para a solução do problema estudado. No Capítulo 4 são apresentadas as aplicações escolhidas para a exemplificação e validação da metodologia e no Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos. O Capítulo 6 contém as principais conclusões e recomendações observadas ao longo da realização do trabalho.

Capítulo 2

Fundamentos Teóricos

Nesta capítulo serão revistos os conceitos básicos associados a mecanismos naturais de produção, estratégias de produção, simulação de reservatórios e engenharia econômica. Estes tópicos foram pesquisados durante a construção da metodologia apresentada neste trabalho, pois a escolha da estratégia de recuperação a ser implantada em um campo é determinada pelo seu mecanismo de produção e pela conjuntura econômica.

2.1 Mecanismos Naturais de Produção: Fundamentos

O comportamento dos reservatórios é ditado por forças viscosas, capilares e gravitacionais. Entre os fatores que influenciam este comportamento estão: características geológicas, propriedades rocha-fluido, mecanismos de escoamento e facilidades de produção.

Para que um poço produza, sua pressão de fundo deve ser inferior à pressão no reservatório. O fluido presente nas adjacências do poço tende então a se despressurizar devido ao contato com uma zona de pressão inferior, apesar de o contato com o fluido do resto do reservatório tentar manter sua pressão. A expansão dos fluidos não ocorre em conjunto com uma expansão do volume poroso e, deste modo, o volume adicional decorrente da expansão escoar para o poço. Com isso a despressurização se propaga no reservatório e a forma de resposta do reservatório a essa queda de pressão determina o mecanismo natural de produção. Os reservatórios apresentam

quatro tipos mais comuns de mecanismos naturais de produção: gás em solução, capa de gás, influxo de água e segregação gravitacional. Estes mecanismos que serão descritos a seguir, podem ocorrer de forma combinada

2.1.1 Gás em Solução

Em um reservatório saturado, qualquer diminuição de pressão provoca o aparecimento de bolhas de gás no reservatório. Como o gás é muito compressível, ele se expande mais que o óleo, conseguindo deste modo retardar o abaixamento da pressão. Apesar das bolhas de gás diminuírem a permeabilidade relativa do óleo, elas retardam, ao menos inicialmente quando não formam ainda uma fase contínua, a diminuição da pressão, devido à sua alta compressibilidade. Com a diminuição da pressão e aumento da saturação de gás, este torna-se uma fase contínua e começa então a ser produzido “preferencialmente” (não molhante), reduzindo a capacidade do reservatório de manter sua pressão. A razão gás-óleo, inicialmente baixa, cresce rapidamente. Além da pressão do reservatório que cai rapidamente devido à produção do óleo (que apresenta baixa compressibilidade), a perda de leves pela fase líquida também prejudica a produção de óleo, pois esta perda acarretará em um aumento na viscosidade do óleo.

Esse mecanismo é típico dos reservatórios saturados ou de reservatórios inicialmente subsaturados após atingirem a pressão de saturação e o fator de recuperação do óleo é da ordem de 5 a 30%. As condições de abandono são causadas por altas RGO na superfície e baixas pressões no reservatório, impossibilitando a continuidade da produção

2.1.2 Capa de Gás

No caso de um reservatório com capa de gás (primária ou secundária, reservatório saturado), a alta compressibilidade do gás fornece energia para a produção. Quanto maior for a capa de gás, mais energia estará disponível. O posicionamento dos poços tem como critério escolher os intervalos de completação o mais distante possível da capa de gás (que expandirá com o tempo), mas não tão próximo do contato óleo-água, para não gerar uma grande produção de água.

O perfil de produção para este mecanismo apresenta uma queda de pressão muito mais lenta que o apresentado pelo mecanismo de gás em solução. A RGO na superfície aumenta conforme a capa de gás em expansão se aproxima dos poços produtores. O grau de atenuação na diminuição de pressão é função do volume de gás produzido e do volume da capa de gás. Uma produção muito alta pode ainda causar o aparecimento de cone de gás.

O fator de recuperação do óleo para campos com este mecanismo se encontra na faixa de 20-60%, influenciado pelo mergulho do reservatório e tamanho da capa de gás. Uma capa de gás pequena seria de 10% do volume de óleo (nas condições do reservatório), enquanto uma capa de gás grande seria acima de 50% do volume de óleo. As condições de abandono são causadas por altas RGO na superfície e baixas pressões no reservatório, impossibilitando a continuidade da produção. Elas podem ser adiadas por meio da redução das vazões de produção dos poços com altas RGO, ou por meio da recompletação destes poços para produzirem mais longe da capa de gás.

O mecanismo de capa de gás pode ser suplementado por reinjeção do gás produzido. Os poços de injeção de gás devem ser localizados no topo da estrutura injetando na capa de gás existente.

2.1.3 Influxo de Água

A água presente no reservatório facilita a produção de óleo por meio do mecanismo de expansão de líquido. Se, adjacente ao reservatório, houver um aquífero realimentado ou de grande volume em relação ao volume de óleo e a água é capaz de fluir para a região de óleo em decorrência de um diferencial de pressão que provoque o influxo natural de água. Deste modo, o efeito na produção de óleo é potencializado, já que a pressão do reservatório cai lentamente. Uma alta produção de óleo pode no entanto provocar a diminuição da pressão se a água do aquífero não conseguir penetrar no reservatório com uma vazão comparável à produção de fluidos. Uma posterior diminuição da produção causar a repressurização do reservatório. É necessário o controle da produção de óleo, visando minimizar a formação de caminhos preferenciais da água (digitações ou cone de gás) no seu percurso em direção ao poço, pois estes caminhos

preferenciais, uma vez formados, dificilmente podem ser dissipados. A produção de água nos campos sob esse mecanismo é alta e o fator de recuperação está na faixa de 30 a 70%, dependendo do aquífero natural ou da eficiência com que a água desloca o óleo.

A predição do tamanho e permeabilidade do aquífero é geralmente difícil, pois normalmente poucos dados são coletados. A previsão da resposta do aquífero frequentemente se mantém como uma grande incerteza na elaboração de estratégia de desenvolvimento do campo.

O influxo de água pode ser imposto por meio de injeção de água. Se a permeabilidade da zona de água for significativamente reduzida devido a compactação ou diagênese, pode ser necessário injetar na zona de óleo. Uma solução comum é inicialmente produzir o reservatório usando depleção natural, e instalar facilidades de injeção se o aquífero for insuficiente para a manutenção de pressão. A resposta do aquífero (ou impacto dos poços injetores de água) deve manter a pressão do reservatório próxima da pressão inicial, possibilitando um lento declínio da produção de óleo, com elevação gradual da produção de água. A RGO da superfície deve se manter próxima da RGO em solução se a pressão do reservatório for mantida acima do ponto de bolha.

2.1.4 Segregação Gravitacional

Sob condições favoráveis o óleo e o gás se separam com o gás e componentes hidrocarbonetos mais leves movendo-se para as partes mais altas do reservatório. O processo de segregação gravitacional depende da estrutura e de uma permeabilidade favorável ao fluxo na direção vertical. Sob condições mais normais o gás é impedido de se mover em direção ao topo da estrutura pelas heterogeneidades no reservatório e forças capilares de trapeamento.

2.1.5 Mecanismos Combinados

Na realidade, muitos reservatórios apresentam mais de um dos mecanismos de produção acima citados. A combinação mais comum é a de capa de gás e influxo natural de água (aquífero). Observa-se que para estes reservatórios com mecanismos combinados um dos

mecanismos é predominante e os demais apresentam contribuições menores. Devem ser feitas estimativas para a contribuição de cada um destes mecanismos. Os mecanismos de deslocamento (capa de gás e influxo de água) são normalmente mais eficientes que os de depleção (gás dissolvido e expansão de líquido).

2.2 Estratégias de Produção

A escolha de uma estratégia de produção é uma tarefa de grande importância na qual deve-se considerar o mecanismo de produção do campo, pontos de drenagem e injeção e os recursos disponíveis. Ela determina o fator de recuperação dos reservatórios e a vazão de produção, que irão influenciar a análise econômica realizada para avaliar a atratividade de cada projeto. É também uma tarefa muito difícil pois há várias alternativas a serem testadas e muitas incertezas envolvidas. Deve-se considerar também as contínuas mudanças no ambiente externo. A complexidade do problema exige então ferramentas de auxílio à decisão que na maioria das vezes trabalha com a eliminação de estratégias menos atrativas e análise mais profunda de apenas um número limitado de possíveis estratégias. Após escolhidas algumas estratégias, o projeto deve ser detalhado para a melhor alternativa. O projeto deve ficar sob contínua revisão e pode mudar com novas informações devido à aquisição de dados ou ajuste de histórico de produção ou até mudanças no ambiente externo.

A produção aumenta com a perfuração de novos poços, atingindo um pico ou patamar máximo. Após um certo tempo, a produção entra em declínio, devido a diminuição de pressão do reservatório. Este processo é fortemente dependente de uma série de características do reservatório, dos fluidos, do número e tipo de poços, de fatores econômicos, etc.

Em um processo típico, a produção diminuiria até o limite econômico, quando esta seria interrompida. Dependendo de uma série de outros fatores, podem-se seguir uma série de ciclos de recuperação suplementar, dependendo principalmente da viabilidade econômica de cada ciclo. Estes ciclos também são interrompidos quando o limite econômico é atingido ou quando se torna viável o início de outro ciclo.

Inicialmente é realizado um estudo teórico que tem o objetivo de fornecer a melhor alternativa sob o ponto de vista de estratégia geral de produção, número e tipo de poços aproximado para dimensionar as facilidades de produção, escolha do esquema de injeção (relação do número de poços produtores e injetores), etc.

A etapa seguinte compreende um estudo mais aprofundado da alternativa escolhida. Através de técnicas de simulação de reservatório, pode-se fazer estudos comparativos mais aprofundados para definir a localização dos poços, as características detalhadas de cada poço e determinar a vazão de produção ótima, entre outras. Na construção dos modelos devem ser consideradas as particularidades de cada reservatório, principalmente as heterogeneidades que apresentam grande influência no refinamento da solução obtida.

A terceira etapa compreende o estudo da aplicação de técnicas especiais de recuperação, incluindo sistemas de elevação artificial, injeção de água e gás e outras técnicas tais como injeção de polímeros, combustão *in-situ*, injeção de vapor, WAG, etc.

Os poços não são perfurados simultaneamente e a medida que novos poços são perfurados, novas informações são adquiridas. Deste modo, a estratégia escolhida pode ser reestruturada em alguns casos. Condições externas também podem provocar alterações na escolha do esquema de produção. Por exemplo, o preço do óleo ou a descoberta de uma nova tecnologia ou até a mudança de uma lei podem alterar o número e a localização de poços produtores e injetores.

2.2.1 Produção Primária

A definição da estratégia de produção primária envolve uma combinação de mecanismos de produção com a geometria externa e interna do reservatório. O esquema de produção é função das características particulares de cada campo pois a produção primária utiliza a energia natural do reservatório.

O número ideal aproximado de poços é estimado com base no volume de óleo (VOIS), no fator de recuperação típico de cada mecanismo de produção e em dados econômicos. A

distribuição de fluidos no reservatório é então analisada para se estimar uma localização inicial para cada poço.

Os poços produtores devem ser perfurados em locais distantes do aquífero e da capa de gás para evitar a formação de “cones” (fenômeno que ocorre quando a água ou o gás invadem a região de produção por terem maior mobilidade diminuindo muito e até inviabilizando a produção de óleo).

O controle da pressão é muito importante para um bom fator de recuperação do reservatório, especialmente para mecanismos de gás em solução. A queda de pressão em certo momento deve ser compensada por mecanismos de elevação artificial.

Os simuladores numéricos permitem que a localização de poços possa ser melhor estudada, gerando resultados com maior confiabilidade.

Para alguns reservatórios pode ser interessante a redução de espaçamento (*infill drilling*) onde poços são perfurados para produzir de áreas não-drenadas. O uso de simuladores também é fundamental para identificar áreas com potencial para este procedimento.

2.2.2 Injeção de Água

A injeção de água é um dos métodos mais utilizados devido aos baixos custos e benefícios advindos deste procedimento. Muitas vezes, o esquema de produção já é inicialmente previsto com injeção de água pois em muitos reservatórios, a manutenção de pressão é essencial para que a pressão não caia muito rapidamente.

De forma similar aos poços produtores, o comportamento de um poço injetor é função de propriedades específicas do reservatório. Dependendo da capacidade de produzir e injetar fluidos (produtividade e injetividade), podemos fazer um estudo da relação ideal entre poços produtores e injetores para maximizar a drenagem de maneira econômica, pois a escolha dos poços produtores/injetores (padrão geométrico da malha) deve também ser estudada de modo a otimizar

a recuperação. Os esquemas mais conhecidos são “linha direta” (*direct line drive*), “linha esconsa” (*staggered line drive*), malha de 4, 5, 7 ou 9 pontos (*four, five, seven or nine-spot*).

Este método pode não ser adequado para alguns casos. Entre os reservatórios mais comuns para os quais não é indicado o uso de injeção de água estão os que são heterogêneos e apresentam pouca continuidade, pois o efeito da injeção de água pode não chegar ao produtor. Em outros campos, pode ocorrer o contrário, ou seja, a água escoar por fraturas ou caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada desde o início da injeção.

Em determinadas situações que surgem ao longo da vida do reservatório, pode-se converter produtores em injetores para evitar custos elevados de perfuração e o fechamento de poços por corte de água elevado. A otimização de esquemas de injeção para reservatórios complexos também requer o uso de simuladores numéricos.

2.2.3 Recuperação Suplementar

A recuperação suplementar de óleo envolve a injeção de materiais que normalmente não estão presentes no reservatório. O objetivo dos processos de recuperação suplementar é mobilizar o óleo “residual” ao longo de todo o reservatório, buscando normalmente a manutenção de pressão do reservatório. Alguns métodos também visam facilitar o escoamento de petróleo para o poço (diminuindo a viscosidade do óleo, reduzindo a tensão interfacial ou forças capilares) ou em outros casos dificultar o escoamento de água para os poços.

Se a mobilidade (permeabilidade/viscosidade) da fase deslocante for maior do que a da fase que está sendo deslocada, a razão de mobilidade é desfavorável, o que leva a um mecanismo de deslocamento ineficiente. Esta razão de mobilidade pode ser reduzida por meio da diminuição da viscosidade do óleo e do aumento da viscosidade da fase deslocante ou através do aumento da permeabilidade do óleo e da diminuição da permeabilidade da fase deslocante.

O fluido injetado deve ser compatível com os fluidos e as rochas do reservatório, de forma a não prejudicar a capacidade de injeção (obstrução da garganta de poros devido ao inchamento

de argilas). Antes de iniciar um processo de recuperação suplementar, é necessário analisar a rocha reservatório, as propriedades dos fluidos e o histórico de produção.

Entre os métodos mais conhecidos de recuperação suplementar estão:

- Métodos Térmicos: Injeção de Vapor, Combustão *in-situ*
- Métodos Químicos: Injeção de Polímeros, Injeção de Solventes

Injeção de Vapor

A injeção de vapor envolve a injeção contínua de vapor com título em torno de 80% para deslocar o óleo em direção aos poços produtores. Esta injeção aquece o óleo e reduz a sua viscosidade. Também é importante para a manutenção da pressão do reservatório. O método é aplicável principalmente a óleos viscosos em arenitos com alta permeabilidade não-consolidados, não sendo normalmente usado em reservatórios carbonáticos.

Combustão *in-situ*

Na combustão *in-situ* o ar é injetado de forma a se obter uma combustão controlada que aquecendo a rocha, diminui a viscosidade do óleo e facilita a sua migração para o poço. O calor gerado pela combustão é transferido por condução e convecção, reduzindo a viscosidade do óleo. O ar injetado também tem a função de manter a pressão do reservatório. É importante que a saturação de óleo e a porosidade sejam altas para minimizar a perda de calor para a rocha.

Injeção de Polímeros

O objetivo da injeção de polímeros é melhorar o deslocamento da fase óleo. Ela promove uma diminuição da mobilidade e um aumento na viscosidade da água e permite um contato com um maior volume do reservatório. Se as viscosidades forem altas, uma concentração de polímero mais elevada é necessária para se atingir um maior controle de mobilidade. Os resultados

normalmente são melhores se a injeção de polímeros for iniciada antes que a razão óleo-água se torne excessivamente alta.

Injeção de Solventes

A injeção de solventes aumenta a recuperação de óleo ao promover uma diminuição na tensão interfacial óleo-água, solubilizar o óleo e emulsificar o óleo e a água, melhorando a mobilidade. Este método é caro e complexo e deve-se ter um bom controle para que não ocorra degradação de compostos químicos em altas temperaturas.

2.3 Escolha de Estratégia

A escolha da estratégia de produção através de um algoritmo de otimização é difícil de ser generalizada devido às particularidades de cada um dos fatores descritos nos Itens 2.1 e 2.2.

Uma metodologia geral é o objetivo de longo prazo desta pesquisa, mas estudos como este trabalho são importantes para estudar alguns tipos de reservatórios, mecanismos e tipos de produção para formar uma base de conhecimentos para uma futura integração das metodologias desenvolvidas.

A dificuldade de generalização cresce devido ao objetivo de se realizar o processo de otimização com poucas simulações procurando evitar inviabilizar o processo devido ao excesso de esforço computacional. O uso de simuladores numéricos entretanto é fundamental para dar maior confiabilidade ao processo.

2.4 Simulação de Reservatórios

Os simuladores de reservatórios são programas de computador para a resolução de equações de escoamento de massa e calor em meios porosos que obedecem a determinadas condições iniciais e de contorno. A simulação de reservatórios é uma ferramenta muito importante para modelar o escoamento em meios porosos, auxiliar na caracterização de

reservatórios e identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. Deste modo, através do uso de um simulador pode-se obter um ajuste de histórico e uma previsão de produção para o campo. A análise dos resultados de uma simulação permite definir um plano de desenvolvimento para o reservatório que otimize uma função-objetivo econômica ou técnica. Possibilita também monitorar e avaliar o comportamento do campo com maior confiabilidade.

O número e tipo de equações que serão resolvidas pelo simulador são função de: características geológicas do reservatório, características do fluido, processo de recuperação, do tempo e capacidade computacional disponíveis e dos recursos financeiros disponíveis.

Ao construir o modelo de simulação devem ser considerados os seguintes fatores: objetivos do estudo, complexidade do problema, qualidade desejada para a descrição, quantidade e qualidade dos dados de produção, precisão requerida, tempo e custo. As principais limitações impostas são: capacidade computacional (número e tamanho dos blocos e número de componentes) e quantidade e qualidade das informações disponíveis (dados geológicos e de produção).

O modelo de simulação resulta da combinação de 4 modelos que serão descritos a seguir.

- Modelo Físico: engloba as características do reservatório (rochas/fluidos), o processo de recuperação, a aplicação da conservação de massa, energia e quantidade de movimento, o número de componentes presentes.
- Modelo Matemático: para a determinação das equações que governam o processo físico.
- Modelo Numérico: que será aplicado para a discretização das equações matemáticas.
- Modelo Computacional: que será utilizado para a solução das equações.

Dentre os modelos numéricos conhecidos, o mais utilizado pela simulação numérica de reservatórios é o das diferenças finitas. A utilização deste método implica na divisão do reservatório em blocos (células). Ao aplicar a equação de conservação de massa para cada componente e para cada bloco, obtém-se um sistema de equações que são resolvidas simultaneamente a cada intervalo de tempo. Este sistema de equações é não-linear (os coeficientes da matriz dependem das variáveis que compõe este mesmo sistema). Para obter as soluções deste sistema a cada intervalo de tempo deve-se utilizar métodos iterativos como o de Newton-Raphson.

Com relação ao número de componentes, existem dois modelos que são os mais difundidos: *Black-Oil*, que apresenta 3 componentes (óleo, água e gás), e o composicional que considera a existência de mais componentes, acarretando em um aumento no número de equações e no tempo de simulação. No modelo composicional é incluída a possibilidade de monitoramento mais rigoroso da mudança de fase dos componentes, a depender das condições de pressão e temperatura do reservatório em que se encontram. O modelo térmico é aplicado para casos em que se observa efeitos significativos decorrentes de variações de temperatura. Para este modelo acrescenta-se a equação de conservação de energia na modelagem do problema.

O modelo mais utilizado é o *Black-Oil*, que apresenta as seguintes características: isotérmico, sem reações químicas e equilíbrio instantâneo entre as fases. Para que este modelo possa ser usado em casos com um número maior de componentes, é necessário agrupá-los em três pseudo-componentes.

2.4.1 Etapas do estudo de simulação de reservatórios

O estudo de simulação de reservatório pode ser dividido em quatro partes:

- Caracterização do campo
- Montagem do modelo de simulação

- Ajuste de histórico de produção
- Previsão de produção

O estudo tem início com a caracterização do reservatório. Nesta etapa deve-se coletar dados relacionados à propriedades de fluidos (PVT), distribuição de pressão e saturações de fluidos, propriedades de rochas (porosidade, permeabilidade), propriedades rocha-fluido (permeabilidade relativa, curva de pressão capilar) que serão importantes para a construção do modelo(s) geológico(s). Estes dados são obtidos através de testes em poços, sísmica, testemunhos, perfilagem, tomografia entre poços, análise PVT, etc.

Ao construir o modelo de simulação, é necessário definir a quantidade e as dimensões dos blocos, o número de camadas, o tipo de malha, a geometria e o número de componentes e fases, de modo a obter uma boa representação das características do campo.

A etapa seguinte é o ajuste de histórico, que complementa a caracterização do reservatório. Nesta etapa de ajuste de histórico são realizadas mudanças no modelo de simulação de modo que os resultados obtidos por meio da simulação se tornem bem próximos dos dados reais de produção do campo.

Uma vez que tenha se conseguido um bom ajuste de histórico é possível extrapolar as curvas de produção e obter uma previsão de produção para o campo. A previsão de produção para um reservatório sob as condições atuais de operação e/ou algum plano de desenvolvimento alternativo (redução de espaçamento, injeção de água após produção primária, etc.) tem como principal objetivo determinar as condições de operação ótimas que serão utilizadas na recuperação de hidrocarbonetos do reservatório.

Estudos de simulação são muito úteis mesmo antes do início da produção. Para reservatórios em estágio inicial de desenvolvimento, pode-se utilizar a simulação de reservatórios para realizar estudos de sensibilidade que serão importantes para o planejamento de estratégias de desenvolvimento e na aquisição de dados adicionais que sejam necessários.

2.5 Engenharia Econômica

A engenharia econômica utiliza um conjunto de métodos e técnicas para a quantificação e avaliação dos riscos financeiros envolvidos nos projetos e fornece critérios para uma comparação consistente entre opções de investimentos tecnicamente viáveis. O uso destas técnicas permite determinar a atratividade de cada alternativa, auxiliando a gerência a selecionar as melhores possibilidades

2.5.1 Fundamentos

Em um estudo econômico diversas alternativas são comparadas. Suas diferenças estão expressas em termos financeiros. Os seguintes princípios fundamentais para decisão econômica foram propostos por Grant *et alli* [1982].

- 1) É muito importante reconhecer e definir de modo claro todas as possíveis alternativas de investimento (projetos) para a tomada de decisão;
- 2) Antes de se definir os procedimentos para a elaboração e avaliação de um projeto é necessário determinar o ponto de vista a ser adotado na tomada de decisão;
- 3) Cada alternativa apresenta um fluxo de caixa único (um esquema de investimentos e outro de receitas). Deste modo, cada alternativa acarretará em diferentes conseqüências que serão avaliadas;
- 4) É necessário quantificar as conseqüências esperadas para cada alternativa devem ser quantificadas para que sejam realizadas as comparações necessárias. As conseqüências esperadas devem ser expressas de modo homogêneo em termos monetários para maior conveniência na sua comparação.

2.5.2 Análise de Alternativas de Investimento

O desenvolvimento de um campo de óleo ou gás requer um alto investimento, especialmente em lâmina d'água profunda e apresenta um grande número de incertezas envolvendo fatores políticos, econômicos e técnicos. São necessárias hipóteses restritivas para fatores de recuperação, preços do óleo e gás, custos de investimento/operação e taxa de inflação.

O gerenciamento de um reservatório requer que o campo e os projetos associados a ele sejam avaliados e analisados ao longo de toda a sua vida. Uma análise econômica fornece os resultados que serão considerados na escolha entre as possibilidades de investimento. A exploração de um campo produtor pode ser realizada de diversas maneiras. Conseqüentemente, existem também várias formas de aplicação de capital. Cada uma das alternativas requer determinados recursos e proporciona determinadas possibilidades. Deste modo, elas devem ser comparadas para que a gerência possa escolher a mais adequada.

Nem sempre as alternativas de investimento com maior rentabilidade podem ser implantadas, pois com freqüência os recursos disponíveis são limitados. Para a tomada de decisão é necessário a realização de estudos econômicos em conjunto com uma análise detalhada dos recursos disponíveis.

2.5.3 Indicadores Econômicos

A rentabilidade dos investimentos é determinada pela taxa de juros a eles associada. Ao se analisar uma alternativa de investimento é necessário considerar que os recursos por ela demandados não estarão mais disponíveis para serem aplicados em outras possíveis fontes de ganhos.

Para que um investimento seja atrativo ele deve render, no mínimo, a taxa de juros apresentada por aplicações correntes e de baixo risco. Esta taxa é a taxa mínima atrativa de retorno ou taxa mínima de atratividade. Os métodos para comparação entre as diversas alternativas são baseados no princípio de equivalência (uma única taxa de juros é aplicada para todas as possibilidades).

Entre os indicadores mais utilizados estão: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Coeficiente de Retorno (CR).

- **Valor Presente Líquido:** O cálculo do VPL é realizado transportando-se para o tempo inicial todos os custos e todas as receitas provenientes do projeto. (O valor atual do fluxo de caixa é calculado utilizando-se a taxa mínima de atratividade. O VPL representa em termos financeiros o resultado da realização de um projeto. É bastante adequado para comparar projetos que apresentem custos e receitas diferenciados.
- **Coeficiente de Retorno:** O CR é definido como sendo a razão entre o lucro líquido e a soma de todos os investimentos atualizados. Este indicador representa quantas unidades monetárias serão obtidas para cada unidade monetária investida.
- **Taxa Interna de Retorno:** é a taxa de juros que, utilizada ao transportar valores para o tempo inicial, iguala os valores dos custos e receitas, tornando o fluxo de caixa nulo. A TIR indica a atratividade do projeto ao compará-la com as taxas de outros projetos e com a taxa mínima de atratividade.

A utilização do indicador econômico adequado é muito importante. A escolha de uma proposta depende de diversos fatores, como por exemplo nível de investimento, caixa disponível, aversão ao risco, etc. Para cada alternativa, os indicadores econômicos podem ser combinados para fornecerem o melhor embasamento para a tomada de decisões .

2.6 Consideração de Incertezas

A escolha da estratégia de produção normalmente é mais importante quando poucos dados estão disponíveis, portanto, num cenário de incertezas. Este cenário aliado aos investimentos necessários para exploração do campo resultam em riscos que podem ser quantificados através de processos como no trabalho de Steagall e Schiozer [2001].

O trabalho desenvolvido aqui, entretanto, não leva em conta diferentes modelos geológicos mas isso pode ser feito através de um processo de otimização para cada modelo geológico possível. Estes modelos devem ser agrupados em, por exemplo, otimistas pessimistas e prováveis, também podem ser utilizados métodos mais simplificados. A combinação de muitos modelos geológicos diferentes e processos de otimização complexos pode inviabilizar a utilização destes procedimentos, devido ao elevado esforço computacional requerido.

Por isso, deve-se procurar adequar a metodologia aos objetivos do estudo. Quanto maior o número de informações disponíveis e mais importante for o projeto, maior deve ser o refinamento do processo.

Capítulo 3

Metodologia

A escolha de estratégias de recuperação para campos de petróleo é um problema bastante complexo por envolver um grande número de variáveis, podendo-se encontrar mais de uma resposta satisfatória, conforme a combinação de dados de entrada.

Para que uma metodologia permita definir a estratégia mais adequada é necessário que ela inclua o maior número de variáveis possível, associadas principalmente ao modelo geológico, às condições de produção e ao cenário econômico. Deste modo, ela apresentará uma grande abrangência, podendo ser aplicada a uma grande diversidade de reservatórios. Esta metodologia tem o objetivo de apresentar opções para a estratégia de recuperação de um campo, observando indicadores econômicos e a disponibilidade de recursos para investimento no projeto. Entretanto, pela complexidade do tema, a metodologia desenvolvida tem o objetivo de ser aplicável somente a alguns tipo de reservatórios, como será descrito ao longo deste capítulo.

A escolha de estratégia de recuperação é mais importante na fase de desenvolvimento de campos pois muitas decisões importantes devem ser tomadas pela gerência nesta fase, envolvendo grandes investimentos financeiros. Há uma grande necessidade de determinar a vazão de produção máxima para o campo para dimensionar estações de tratamento, definir o número de poços a serem perfurados e o tipo de estação ou plataforma, assim como o diâmetro adequado das tubulações para a movimentação dos fluidos, sistema de recuperação suplementar,

compressores, bombas, etc. No entanto, avanços na tecnologia e mudanças no cenário econômico podem tornar necessária uma reestruturação na estratégia de recuperação atual de um campo já em fase de produção. As opções possíveis para reestruturá-la de modo a melhorar o desempenho econômico deste campo são: perfuração de novos poços, fechamento, recanhoneio e recompletação dos poços já existentes, conversão de poços produtores em injetores e implantação de métodos de elevação artificial e de recuperação suplementar. É necessário analisar as características de comportamento do campo, o volume de óleo não-drenado e as circunstâncias econômicas.

Deste modo, a metodologia a ser aplicada para a definição da estratégia de recuperação depende principalmente do estágio de desenvolvimento do campo, de seu mecanismo de produção e do objetivo do projeto. Neste trabalho foi elaborada uma metodologia aplicável à (1) campos em desenvolvimento somente com produção primária própria (2) com sistema simplificado de injeção de água e (3) à reestruturação de estratégia de campos em fase de produção através da perfuração de novos poços produtores e/ou injetores verticais. É realizada uma análise do perfil de produção do campo considerando o seu mecanismo de recuperação e avaliado se este deve ser recuperado por meio de um sistema de produção primária (contendo apenas poços produtores) ou se é necessário acrescentar um sistema de injeção de água para aumentar a sua recuperação e lucratividade.

É importante ressaltar que um grande número de poços acarreta altos investimentos, considerando tanto o custo das perfurações quanto o tipo de construção da estação coletora de tratamento ou plataforma. Em determinados casos, o ganho marginal associado aos últimos poços perfurados é pequeno, levando à escolha de uma alternativa que embora apresente uma pequena redução no VPL possuirá um maior CR sobre o capital investido, associado a uma significativa diminuição no valor dos investimentos. O capital disponibilizado ao não se perfurar estes novos poços com reduzido ganho marginal pode ser aplicado em outros projetos com maior rentabilidade, gerando assim um aumento no ganho financeiro e ampliando a carteira de projetos da empresa.

3.1 Descrição do processo de elaboração da metodologia

O desenvolvimento da metodologia apresentada neste trabalho foi organizado em etapas que serão descritas a seguir.

Inicialmente foi feito um estudo para identificação de variáveis que compõe o processo de definição da estratégia de recuperação. Em seguida foram realizados testes para a determinação das variáveis mais importantes. Com base nas informações obtidas a respeito das variáveis foram elaborados procedimentos para a escolha da estratégia de recuperação mais adequada para um reservatório considerando seu estágio de desenvolvimento e seu mecanismo de produção.

Seria muito difícil iniciar a elaboração de uma metodologia aplicável a todos os casos possíveis de reservatório. Por isso, neste trabalho, optou-se por definir algumas premissas e escolher alguns casos representativos para a elaboração da metodologia para definição de estratégia de recuperação. O conjunto de rotinas desenvolvido poderá ser utilizado na construção de uma metodologia mais abrangente e sofisticada, que se tornará viável à medida que estudos mais aprofundados forem realizados.

As premissas e os procedimentos, que serão agora descritos, aplicam-se a três casos analisados na metodologia desenvolvida neste trabalho: (1) planejamento de estratégia primária, (2) estratégia com sistema de injeção de água para ser implantada em campos em fase inicial de desenvolvimento e (3) elaboração de plano para reestruturação de estratégias de campos em fase de produção. Uma medida muito importante para garantir a boa qualidade dos resultados foi a inclusão de etapas de refinamento nestes procedimentos para melhor avaliação do impacto de algumas variáveis na função-objetivo. Os refinamentos são interessantes pois podem adequar o tempo de processamento ao objetivo do projeto.

3.1.1 Premissas Gerais

O modelo geológico inicial, juntamente com a distribuição de fluidos no reservatório, é construído utilizando-se informações obtidas a partir de levantamentos sísmicos, testes de poços, análise de testemunhos. Entre estas informações estão: permeabilidade, porosidade, distribuição de pressão no reservatório, curvas de pressão capilar, curvas de permeabilidade relativa, perfis de

produção e vazão de fluidos (óleo, gás e água),etc. Neste trabalho, foi feita a aplicação de técnicas geoestatísticas (krigagem) para a determinação dos valores de alguns parâmetros para todos os pontos de malha.

Quanto maior o número de informações disponíveis, melhor será a qualidade do modelo. Os parâmetros de entrada do modelo devem ser reavaliado à medida que novas informações forem fornecidas, de modo a se promover um aumento no grau de confiabilidade da previsão de produção do reservatório obtida com base nas curvas de produção de fluidos (óleo, gás e água). Se as incertezas associadas às variáveis que compõem o problema forem consideradas, será necessário realizar um maior número de simulações para este modelo para que o impacto destas nos resultados possa ser corretamente avaliado.

O parâmetro a ser maximizado depende dos objetivos estabelecidos e deve ser definido no início do processo de otimização. Neste trabalho foram escolhidas três funções-objetivos: duas econômicas – Valor Presente Líquido (VPL) e Coeficiente de Retorno (CR) e uma associada a parâmetros do reservatório – Produção Acumulada de Óleo (N_p) que permitirão que se faça uma comparação adequada entre as várias alternativas apresentadas para a recuperação do campo.

Parâmetros econômicos com taxa de atratividade e preço de venda do óleo, são fortemente dependentes de vários eventos internacionais e apresentam um comportamento muito dinâmico, variando bastante ao longo do tempo. Considerando as principais finalidades da metodologia desenvolvida neste trabalho, optou-se por utilizar um modelo econômico simplificado. Para facilitar o cálculo dos indicadores econômicos, estes e demais parâmetros foram mantidos constantes neste trabalho e não foram considerados royalties e participações pois apesar de estes influenciarem os resultados, eles não influem na construção dos procedimentos de otimização que compõem a metodologia proposta.

Neste trabalho, para tornar mais simples o processo de desenvolvimento da metodologia, optou-se por utilizar apenas poços verticais nas estratégias de recuperação que serão propostas para os campos. São necessárias adaptações para que poços direcionais e horizontais possam ser incluídos.

Utilizou-se um intervalo de entrada em produção dos poços constante, para se trabalhar com um cronograma mais próximo da realidade, que dependerá do número de sondas disponíveis, do localização do reservatório e dos tipos de rochas que o compõem.

Com relação à completação e vazão de produção dos poços foram adotadas as seguintes hipóteses:

Para os poços produtores:

- O óleo é produzido com a máxima vazão possível até o limite de pressão estabelecido, dadas as condições de operação dos poços.
- Os poços são completados em todas as camadas em que não há presença de água com produção inicial significativa.
- As completações serão fechadas ao atingir um valor estabelecido para o BSW. Os poços não apresentam elevação artificial.

Para os poços injetores:

- A água é injetada com a máxima vazão possível até o limite de pressão estabelecido. Os poços são completados em todas as camadas de água, exceto onde é interessante a injeção de água diretamente na zona de óleo para antecipar a produção.

Estes parâmetros podem ter seus valores alterados de acordo com o tipo de reservatório e logística, de modo a facilitar o trabalho do especialista. De qualquer forma, o modo de operação deve ser estabelecido para cada caso, mas não deve afetar de forma significativa a metodologia de trabalho.

Na construção da metodologia deve-se procurar minimizar o número de simulações e o tempo de execução destas, sem acarretar em perdas significativas na qualidade dos resultados obtidos. Graus de refinamento tornam os métodos mais sofisticados por incluírem um maior número de variáveis associadas ao problema (ex: reiniciar o processo para mais de um espaçamento, analisar diferentes configurações iniciais para um mesmo espaçamento ou testar diferentes seqüências de entrada para os poços) possibilitando a obtenção de resultados mais acurados. No entanto tornam necessária a realização de um maior número de simulações, devendo-se por isso considerar a importância e as exigências de cada projeto, que são dependentes de diversos parâmetros, como por exemplo: tamanho, produtividade e fator de recuperação de cada campo, as incertezas geológicas e o cenário econômico. É muito importante também avaliar a disponibilidade de recursos tecnológicos e financeiros para o projeto.

A seguir serão apresentados os três casos para os quais foram desenvolvidos procedimentos de otimização da estratégia de produção.

3.1.2 Caso A: campo em estágio inicial de desenvolvimento com produção primária

Neste trabalho foi desenvolvido um procedimento para a definição de uma estratégia ótima de produção primária a ser implantada para o desenvolvimento de um campo que será produzido sob a ação de seu mecanismo natural. A aplicação deste procedimento permite determinar o número ótimo de poços produtores verticais e as posições mais adequadas para a perfuração destes no campo.

Para a determinação do número ótimo de poços produtores foi aplicado o algoritmo de otimização descrito a seguir:

O procedimento de otimização (Figura 3.1) tem início com a definição de um espaçamento base para os poços. A escolha de um espaçamento base adequado é muito importante para uma determinação correta das regiões do campo com maior potencial de produção. O espaçamento a ser utilizado no modelo de simulação é função de características do reservatório (tamanho, grau de heterogeneidade), do raio de drenagem dos poços, das dimensões dos blocos da malha

utilizada no modelo de simulação e dos recursos tecnológicos e financeiros disponíveis. Ao se definir o espaçamento base e a posição para o primeiro poço, obtém-se a configuração inicial dos poços para o modelo de reservatório.

Este modelo original contendo todos os poços, os quais são abertos simultaneamente, é simulado para a determinação das regiões com maior potencial de produção. A contribuição marginal de cada poço e a função-objetivo do campo são calculadas e os poços são classificados seguindo a ordem decrescente dos valores da função-objetivo de cada poço. Uma quantidade correspondente a 20% (por exemplo) do número inicial de poços produtores é removida, observando a restrição de que poços adjacentes (a distância entre eles é menor ou igual ao limite estabelecido) não podem ser removidos na mesma rodada de simulação e cria-se um novo arquivo.

A utilização da restrição que poços vizinhos não podem ser removidos em uma mesma rodada de simulação e a geração de listagens com as classificações dos poços produtores a cada rodada é muito importante para garantir a boa qualidade dos resultados, pois observa-se que ao se remover um poço, o óleo que seria drenado por ele passa a ser drenado por seus vizinhos e, deste modo, poços que inicialmente apresentavam uma produção de óleo muito baixa podem ter um grande aumento na sua produção e conseqüentemente nos seus VPL.

É necessário que na determinação inicial do número ótimo de poços produtores todos os poços sejam abertos simultaneamente para que todos os poços possam ser avaliados em igualdade de condições e as suas funções-objetivos sejam corretamente calculadas.

A escolha do critério de remoção de 20% do número inicial de poços a cada rodada foi necessária para que o algoritmo apresente resultados com boa qualidade associados a um número adequado de simulações necessárias para a determinação do número ótimo de poços produtores. Para campos em que se observa um número muito grande de poços com VPL negativo nas rodadas iniciais pode-se utilizar o critério de remoção de 50% dos poços com VPL negativo para reduzir o número de simulações. Para os casos apresentados aqui não houve diferença significativa nos resultados usando estes diferentes critérios.

Este procedimento é repetido até se observar uma diminuição no valor da função-objetivo para o campo.

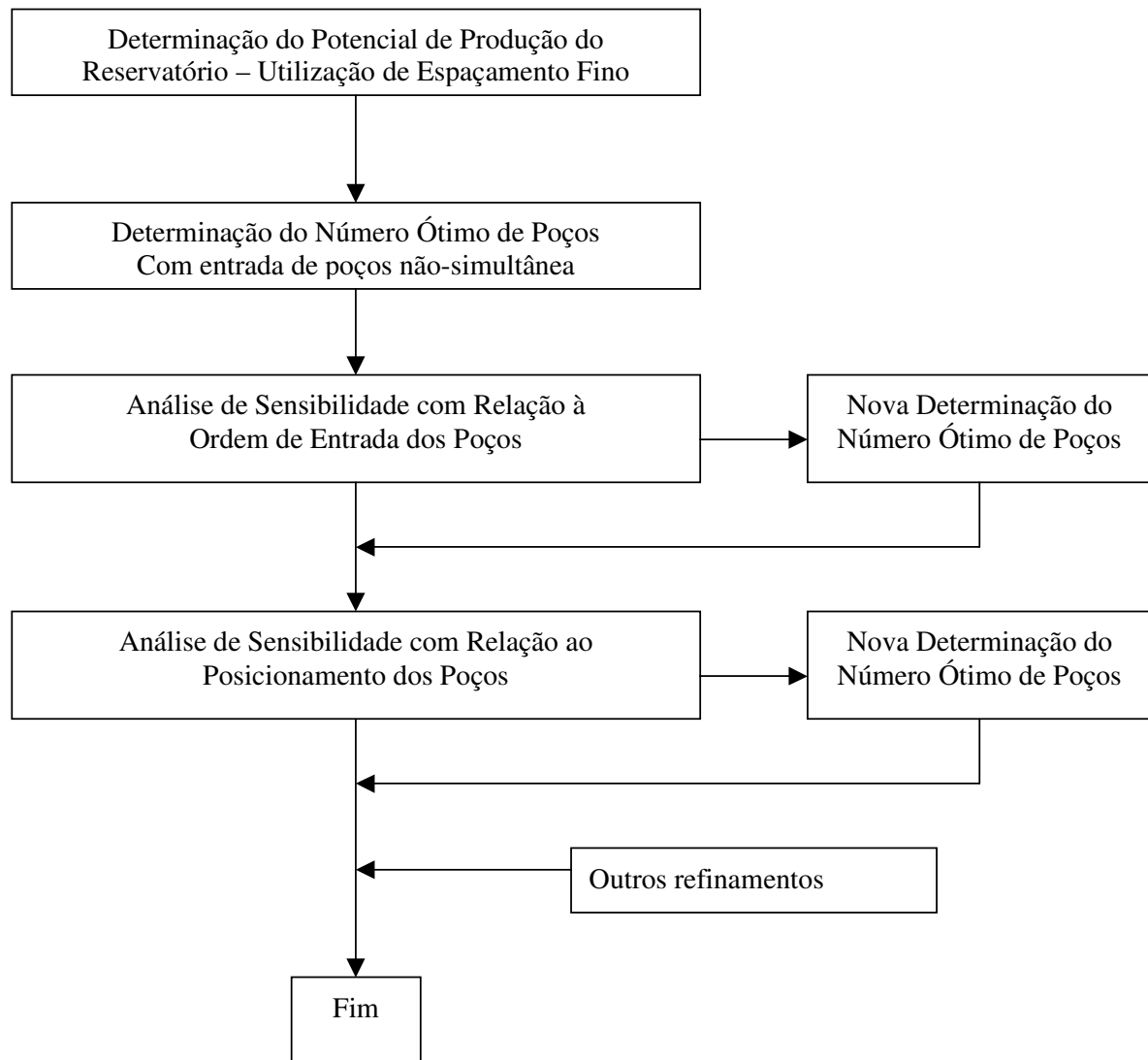


Figura 3.1: Fluxograma do procedimento para definição de estratégia primária.

Outros refinamentos podem ser incluídos no processo da Fig. 3.1, conforme o estudo em questão. Recomenda-se sempre uma análise de sensibilidade prévia. Alguns refinamentos foram investigados neste trabalho mas apenas a inicialização do processo através de diferentes configurações iniciais está apresentada nos resultados.

3.1.3 Caso B: campo em estágio inicial de desenvolvimento com sistema simplificado de injeção de água

A otimização de uma estratégia de recuperação incluindo injeção de água pode ser realizada através de um processo no qual o número ideal e a configuração dos poços injetores é determinada simultaneamente à determinação do número ótimo de poços produtores e das posições em que estes serão perfurados. Neste trabalho, preferiu-se desenvolver um procedimento mais simplificado, visando reduzir o número de simulações e acelerar o processo. O procedimento elaborado para este caso tem por finalidade determinar o número ótimo de poços injetores e o posicionamento ideal para estes após a configuração ótima para os poços produtores ter sido definida através da utilização do método anteriormente proposto. Pode-se utilizar um processo iterativo com mudança do número de produtores e injetores a cada passo como um refinamento do processo.

Para a determinação do número ótimo de poços injetores a serem perfurados no campo avaliado aplicou-se o algoritmo representado pela Figura 3.2 e descrito a seguir:

Com base na configuração previamente definida para os poços produtores (conforme a metodologia do Caso A) e nas características do modelo de reservatório são escolhidas posições para um número de poços injetores verticais. Calcula-se o aumento gerado na função-objetivo do campo ao se abrir cada poço injetor isoladamente, de modo a se avaliar seus respectivos potenciais para se definir a seqüência de abertura para estes poços injetores. O primeiro poço a ser aberto é o que promover o maior aumento na função-objetivo do campo.

A quantidade de injetores deve levar em consideração as características dos reservatórios, o número de poços produtores, e as limitações de vazão de injeção. Pode-se fazer cálculos analíticos para a obtenção de uma estimativa inicial deste número e das condições de operação para os poços.

A escolha do número de injetores no caso estudado neste trabalho foi baseada na produtividade dos produtores e injetividade dos injetores, o que resultou em um número de

injetores próximo do número ótimo de produtores obtido através do procedimento anteriormente descrito.

Esta escolha não é tão crítica e serve apenas para uma estimativa inicial já que o método se encarregará de promover a otimização para maximizar a função-objetivo escolhida.

Os poços injetores são abertos progressivamente segundo a ordem decrescente do aumento gerado por estes na função-objetivo do campo (potencial). A cada rodada mais um dos poços injetores é aberto e a função-objetivo do campo é novamente calculada. Este processo é repetido até que seja observada uma diminuição no valor da função-objetivo do campo.

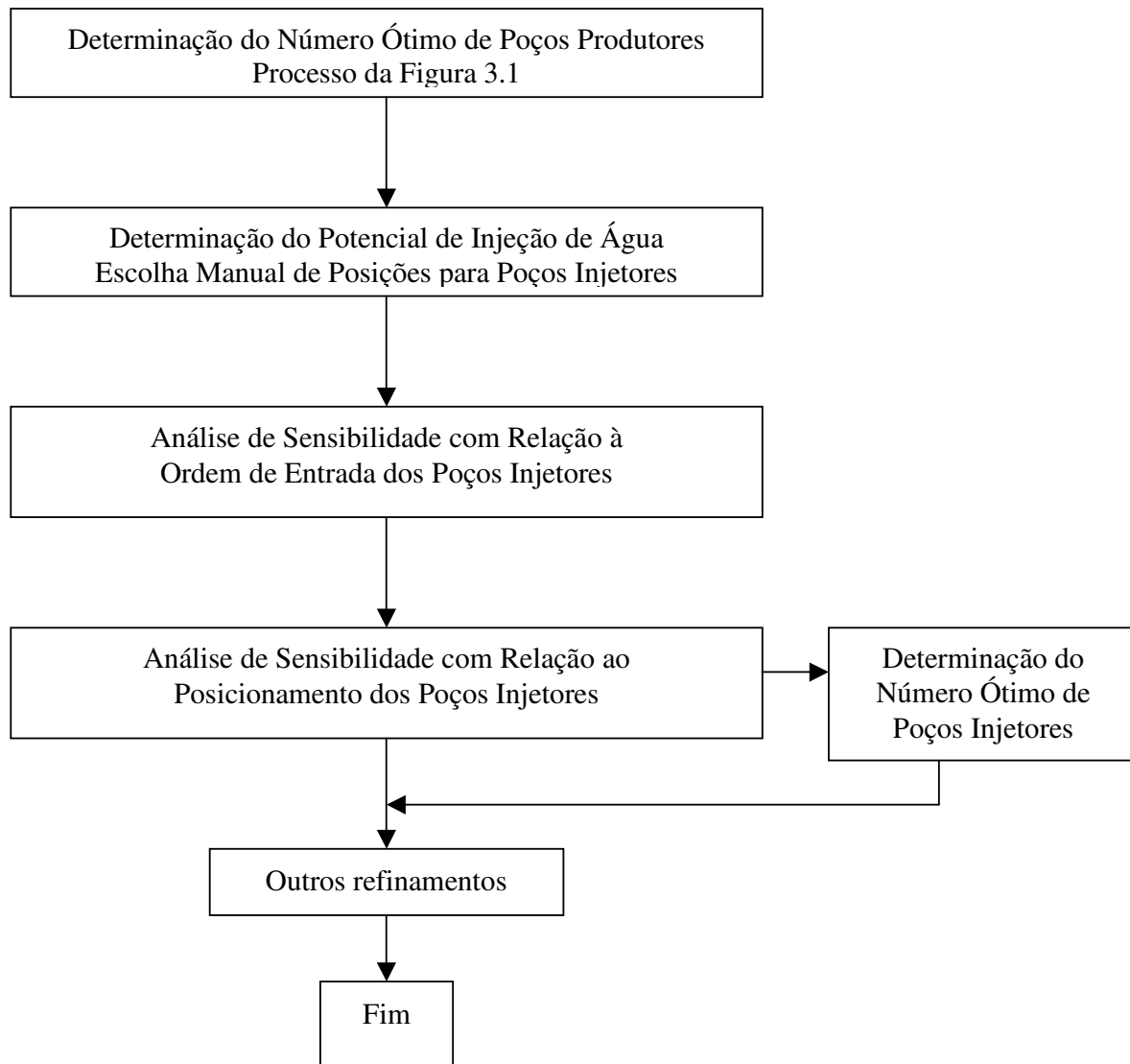


Figura 3.2: Fluxograma do procedimento para definição de estratégia com injeção de água.

Após o processo de otimização dos injetores, recomenda-se nova otimização dos produtores e a sequência do processo iterativo caso seja viável em tempo e esforço computacional e necessário devido aos objetivos do projeto. Deste modo é possível melhorar a qualidade dos resultados.

Para evitar número excessivo de simulações após o processo apresentado na Figura 3.2 pode-se apenas promover um estudo para reestruturar a estratégia através de um processo semelhante ao do Caso C apresentado a seguir.

3.1.4 Caso C: Reestruturação de estratégia de recuperação

Neste trabalho também foi desenvolvido um procedimento para a definição de reestruturações na estratégia de recuperação de campos já em fase de produção. Este procedimento permite avaliar a viabilidade da perfuração de novos poços verticais para estes campos, determinando o número de poços produtores e/ou injetores a serem perfurados para os campos avaliados. Para a definição do melhor investimento a ser realizado para a reestruturação da estratégia aplicada ao campo representado por este modelo, aplicou-se o algoritmo representado pela Figura 3.3 e descrito a seguir.

Com base em uma análise do mapa de saturação residual de óleo após simulação inicial com os poços originais são escolhidas posições para novos poços produtores ou injetores onde várias estratégias podem ser utilizadas. Em casos simples, pode-se basear os novos poços em mapas de saturação residual de óleo.

Em alguns casos muito complexos ou heterogêneos, recomenda-se que sejam feitos mapas de qualidade como no trabalho de Cruz [1999] para levar em consideração também a produtividade. Em casos mais críticos, podem ser feitos mapas de acréscimo de VPL baseados em simulações. Entretanto isto aumenta o tempo de processamento.

São gerados novos arquivos, cada um contendo um novo poço em uma das posições definidas. Os arquivos são simulados e o valor da função-objetivo para o campo é calculado para cada alternativa testada. Determina-se então o tipo mais adequado e a melhor posição para a perfuração do novo poço.

O mesmo procedimento é utilizado para avaliar a viabilidade técnica e econômica para a perfuração de mais poços combinando as melhores opções. O processo é repetido aumentando o número de poços até que seja observada uma inversão na tendência de aumento no valor da função-objetivo para o campo.

No caso do exemplo apresentado neste trabalho não há eliminação de poços visto que este procedimento se aplica a campos em produção onde os poços existentes já estão operando. No caso de uma reestruturação de estratégia prevista, deve-se avaliar também a retirada dos poços.

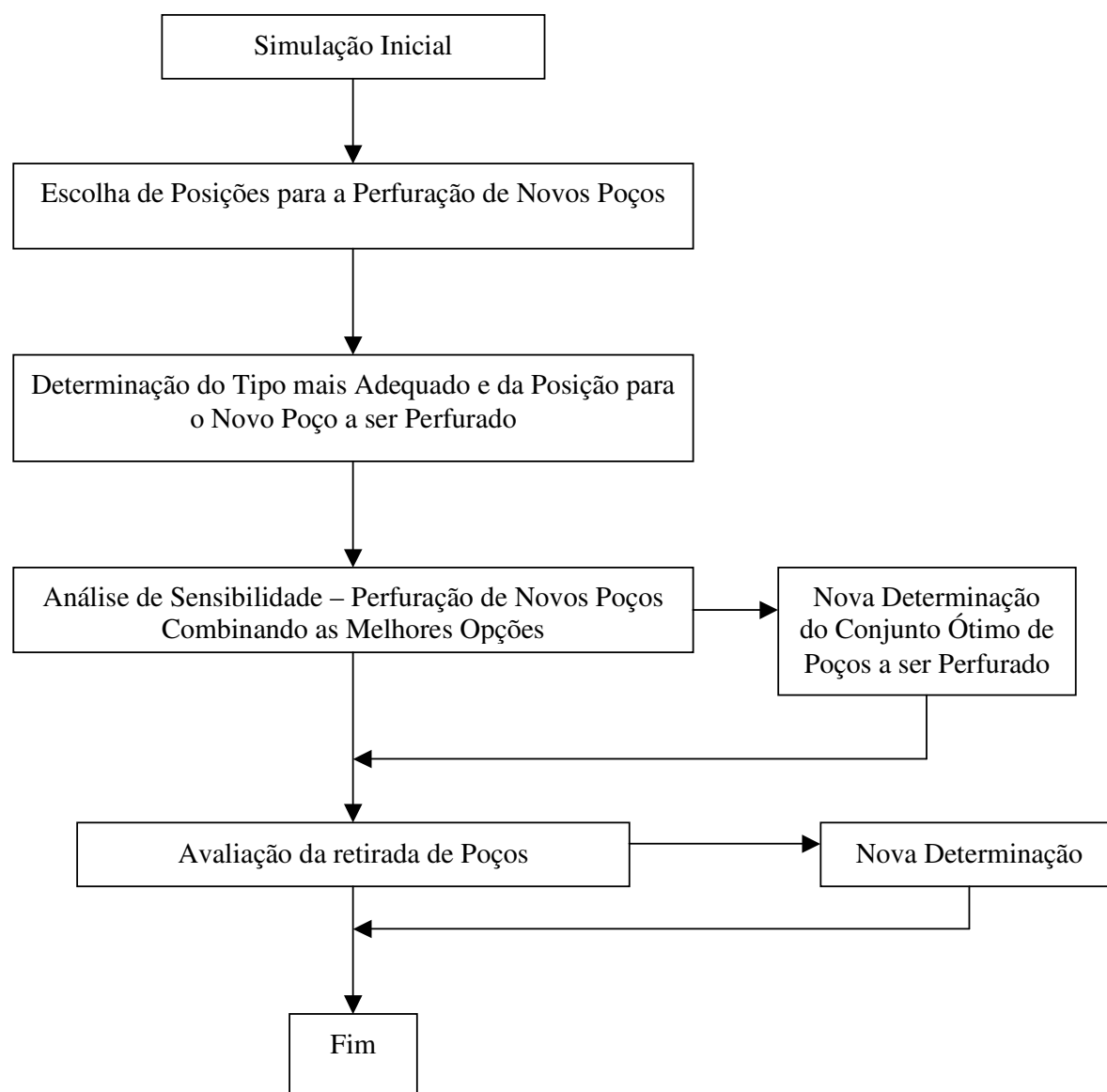


Figura 3.3: Fluxograma do procedimento para reestruturação de estratégia de recuperação.

3.1.5 Outras Considerações

A etapa final foi o planejamento e realização de testes para as aplicações que foram escolhidas para a validação da metodologia de otimização desenvolvida. Esta metodologia não fornece uma solução única, mas um conjunto de opções com seus respectivos resultados técnicos e financeiros. Foram desenvolvidos métodos para a análise destes resultados utilizando mais de um indicador e para análises de sensibilidade e incerteza para determinados parâmetros do reservatório. Estas análises serão importantes para quantificar e avaliar com maior precisão os riscos presentes nas diversas alternativas de estratégia de produção para os diferentes campos de petróleo.

3.2 Cálculo da função-objetivo

Para este trabalho o simulador escolhido foi o simulador comercial IMEX versão 2000 da CMG. O pós-processamento incluiu as operações realizadas após as simulações com o objetivo de visualizar e permitir a interpretação dos resultados. Os arquivos de saída são processados e os valores da função-objetivo para os poços e para o campo foram calculados considerando a previsão de produção de óleo e gás e de injeção de água, o número de poços perfurados e os investimentos associados e utilizando uma planilha eletrônica. No cálculo dos indicadores econômicos são considerados os custos de equipamentos, serviços e diversos; a lâmina d'água associada ao tipo de plataforma. O tipo e o número de plataformas necessárias para a produção do campo são definidos conforme o número de poços do modelo de simulação. Deve-se considerar também o custo de abandono dos poços, o qual está diretamente associado ao tipo de plataforma. Para um reservatório em terra, deve-se informar o custo da estação coletora. Um mesmo reservatório localizado em diferentes localidades será explorado de diferentes modos. Por exemplo, o número de poços para campos em terra é geralmente maior que o número de poços para campos marítimos pois apresentam menor custo.

O modelo econômico aplicado ao cálculo da função-objetivo é simplificado neste trabalho pois o objetivo estabelecido é o desenvolvimento de metodologia e não a rigorosa otimização dos casos estudados. Para maior precisão no cálculo de indicadores econômicos são necessárias

várias informações adicionais relacionadas aos investimentos, custos, taxas e impostos que não foram considerados ou foram incluídos de forma simplificada neste trabalho.

3.3 Redução do número de simulações numéricas

Em estudos de otimização que envolvam o uso de simulação numérica de reservatórios o tempo e o número de simulações realizadas são os parâmetros que precisam ser controlados de modo a evitar a inviabilização do método. Deve haver um equilíbrio entre importância do estudo, tempo disponível, tempo de execução da simulação e capacidade computacional. Pois um método que apresente resultados com grande precisão não será adequado se demandar um tempo muito longo de processamento ou um elevado esforço computacional, sendo mais indicado um método incluindo algumas simplificações, que gere resultados próximos dos valores máximos com um número de simulações bastante reduzido. Em estudos que apresentem um alto grau de incertezas associadas aos parâmetros que compõem o modelo a ser enviado ao simulador torna-se bastante conveniente aplicar modelos mais simples, que demandem um tempo de simulação menor. A importância deste fato aumenta para campos cuja descoberta é recente, pois a quantidade de informações a respeito de suas características e propriedades é pequena impossibilitando a determinação precisa de seus valores.

No desenvolvimento da metodologia apresentada neste trabalho foram realizadas algumas simplificações na construção dos modelos utilizados, de modo a se obter tempos de simulação adequados. Também foram pesquisadas medidas para diminuir o número de simulações requeridas para a definição da estratégia de recuperação para os casos estudados. Foram incluídos refinamentos na metodologia com o propósito de deixar para o usuário do processo de otimização definir o nível de precisão requerido, lembrando entretanto que normalmente o tempo computacional aumenta muito para se obter resultados com alto grau de precisão.

Pode-se observar que o comportamento típico de um processo de otimização como este tem o formato da curva da Figura 3.4. No início, com poucas simulações adicionais observa-se um grande acréscimo nos valores da função-objetivo. Com o passar do tempo, necessitam-se de

muito esforço computacional para pequenos incrementos nos valores da função-objetivo. A decisão de quando momento de parada para o processo depende dos objetivos do estudo.

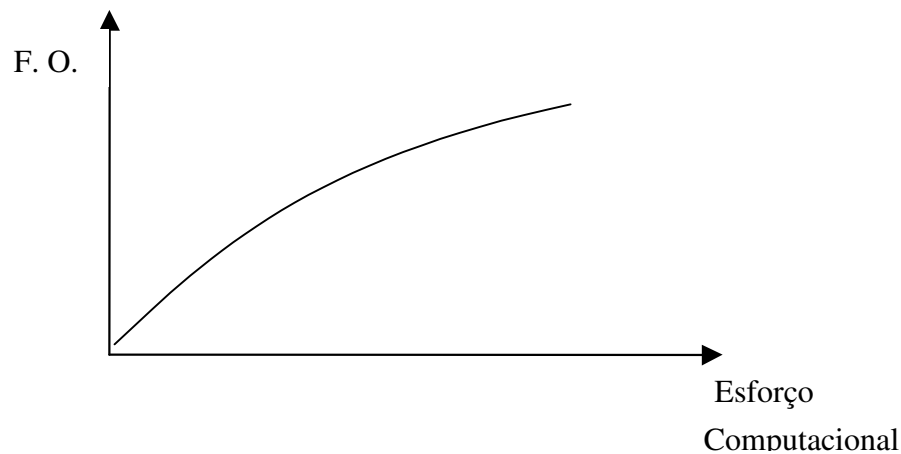


Figura 3.4: Curva F.O. vs Esforço Computacional teórica para o processo de otimização utilizado.

Deve-se ressaltar que na prática a curva da Figura 3.4 não é conhecida e alguns refinamentos podem gerar “saltos de qualidade” para os resultados, como no exemplo da Figura 3.5. A decisão de antecipar o momento de encerramento do processo em alguns casos pode levar a resultados não-satisfatórios.

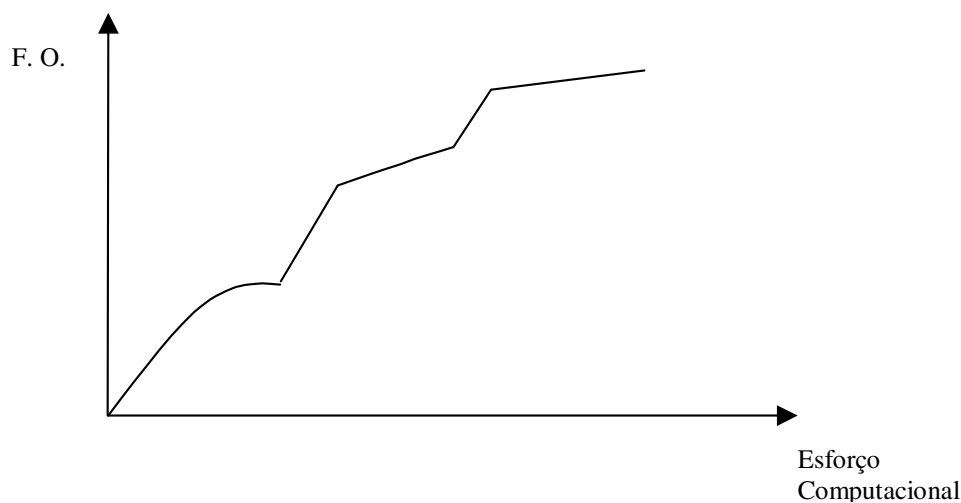


Figura 3.5: Curva F.O. vs Esforço Computacional real para o processo de otimização utilizado.

3.4 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade da função-objetivo em relação a determinados parâmetros fornece informações importantes que poderão influir fortemente na decisão gerencial a ser tomada.

Neste trabalho foi realizada a análise de sensibilidade para algumas variáveis importantes para os casos estudados: localização, ordem de entrada dos poços e critérios para estabelecer a vizinhança entre estes. Para avaliar a importância destes parâmetros associados à estratégia de produção do campo, foi necessária a realização de novas simulações, pois as condições sob as quais o campo é produzido são modificadas.

Outras variáveis como completação, condições de operação dos poços, intervalo (frequência) de entrada dos poços e elevação artificial não foram testadas, mas a análise do impacto destas nos resultados seria interessante para outros modelos de reservatório.

3.5 Refinamentos

Conforme já foi mencionado, a inclusão de etapas de refinamento garante a boa qualidade dos resultados e podem adequar o tempo de processamento ao objetivo do projeto.

Para os procedimentos de otimização que compõem a metodologia proposta há um número muito grande de refinamentos possíveis. Estes refinamentos incluem testes de diferentes condições de operação (vazão de produção e vazão de injeção) para os poços e a definição do intervalo de completação e das condições de operação para cada poço segundo suas características e testes de diferentes configurações para o número ótimo de poços.

O esforço computacional pode ser reduzido durante o procedimento de remoção dos poços. Após a classificação dos poços, pode-se remover mais de uma unidade produtora por vez, para

reduzir o número de simulações. O número de poços a ser removido a cada rodada é função de diversos parâmetros e quanto menor for o espaçamento inicial entre os poços mais significativa será a redução do número de simulações por meio deste mecanismo.

Os refinamentos utilizados neste trabalho foram: testes de diferentes configurações para o número ótimo de poços e utilização de dois critérios diferentes para definir o número de poços a ser eliminado a cada rodada.

3.6 Aplicabilidade

A metodologia desenvolvida neste trabalho tem a sua aplicação inicialmente restrita às premissas estabelecidas. Ela pode ser utilizada para reservatórios localizados em terra ou marítimos, sendo necessário modificar os valores de entrada de alguns parâmetros como custo de perfuração dos poços, investimentos destinados à aquisição de equipamentos, logísticas, etc.

As principais limitações dos casos estudados são:

- Só são considerados poços verticais;
- Somente injeção de água está incluída como método de recuperação suplementar;
- Não são consideradas restrições operacionais, de superfície, isto é, as soluções obtidas referem-se somente às condições de produção do reservatório independente da viabilidade operacional.

Capítulo 4

Aplicações

Neste capítulo serão apresentados alguns exemplos para a validação da metodologia desenvolvida e os modelos de reservatório utilizados para estes, comentando os seus aspectos mais importantes.

4.1 Descrição de Casos

Foram escolhidos 3 exemplos para a validação da metodologia desenvolvida. O Caso A é um campo marítimo em fase de desenvolvimento cujo mecanismo de produção é influxo de água devido a um aquífero de fundo. Para os Casos B e C foram modelos com as mesmas características geológicas: reservatórios marítimos inicialmente subsaturados, nos quais o mecanismo atuante é o de gás em solução. No Caso B considerou-se que o campo se encontrava em um estágio inicial de desenvolvimento. No Caso C, este campo já estava em fase de produção, apresentando portanto uma estratégia de recuperação já estabelecida.

4.2 Dados Comuns aos Modelos

A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros comuns aos modelos estudados

Tabela 4.1: Principais características comuns aos modelos avaliados.

Parâmetros	Valor	Unidades
Densidade do Óleo	0,866	(Água = 1)
Densidade do Gás	0,745	(Ar = 1)
Pressão de Saturação	210,33	Kgf/cm ²
S _{wi}	18	%
S _{or}	22	%
Custo de Perfuração/ Poço Produtor – mar	5300000	US\$
Custo de Perfuração/ Poço Injetor – mar	4900000	US\$
Custo de Perfuração/ Poço Produtor – terra	1000000	US\$
Custo de Perfuração/ Poço Injetor – terra	890000	US\$
Taxa de Atratividade Anual	15	%
Número de Sondas Perfurando	1	-
Lâmina de Água	60	m
Plataforma Caisson	3500000	US\$
Plataforma Jaqueta	13000000	US\$

Para os Casos A e C o custo de produção foi de 8 US\$/bbl e o preço de venda do óleo foi de 18 US\$/bbl. Para o Caso B estes valores foram de 10 US\$/bbl e 25 US\$/bbl respectivamente. O preço de venda do gás foi de 90 US\$/1000 m³ para os três casos.

O Apêndice A indica que para uma lâmina de água de 60 m pode-se usar tanto uma plataforma do tipo Caisson quanto do tipo Jaqueta. Nas aplicações marítimas a seguir foi estabelecida a utilização de uma plataforma do tipo Caisson para um número de 7 poços, duas plataformas para casos em que o número de poços varia entre 8 e 14, três plataformas para casos em que este número esteja entre 15 e 21 e uma plataforma tipo Jaqueta para casos com um número de poços superior a 22. Esta escolha foi baseada nos custos de aquisição das plataformas. Isto entretanto está livre para modificações para cada caso estudado.

É necessário enfatizar novamente que não foi necessário utilizar um modelo econômico muito detalhado, pois neste trabalho o mais importante foi a construção da metodologia para a

resolução do problema de definição de estratégias de recuperação. Desta forma, vários itens do modelo econômico estão simplificados.

4.3 Caso A: Reservatório Marítimo em Fase de Desenvolvimento com Influxo de Água

O modelo utilizado para o Caso A apresenta isotropia com relação a permeabilidade nas direções vertical e horizontal. É um modelo marítimo composto por 3 camadas (uma de água de duas de óleo) com um total de 1323 células. O mecanismo natural de produção é o influxo de água devido a presença de um aquífero atuante abaixo da camada de água. O sistema utilizado neste modelo é trifásico (óleo, gás e água) e seu tempo de processamento é relativamente pequeno. Este modelo é apresentado na Figura 4.1 e suas principais características são apresentadas nas Tabelas 4.1 e 4.2

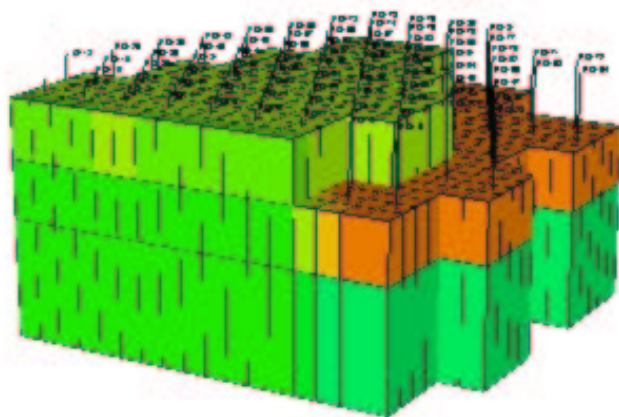


Figura 4.1: Modelo de reservatório utilizado no Caso A.

Tabela 4.2: Principais características do modelo utilizado no Caso A.

Parâmetros	Valor	Unidades
Número de Blocos Total	1323	blocos
Blocos Ativos/Blocos Inativos	858/465	blocos
Malha	$21_i \times 21_j \times 3_k$	-
Espessura das Camadas i e j	$D_i = 100$ e $D_j = 100$	m
Espessura da Camada k	$D_{k1} = 50$; $D_{k1} = 25$; $D_{k1} = 25$	m
Permeabilidade Horizontal	$K_h = 200$	mD
Permeabilidade Vertical	$K_v = 10$	mD
Porosidade (ϕ)	25	%
Profundidade Média	3125	m
Tempo de Perfuração/Poço	4	meses
BHP Min por Poço Prod.	200	kgf
Equipamentos, Serviços, Diver.	20.000.000	US\$

4.4 Caso B: Reservatório Marítimo em Fase de Desenvolvimento com Gás em Solução

O modelo utilizado para o Caso B é um pouco mais complexo que o modelo anteriormente descrito, aproximando-se mais dos casos reais de reservatório. É um modelo marítimo composto por 5 camadas (uma de água e quatro de óleo) com um total de 7140 blocos e se encontra dividido em três regiões. Inicialmente o reservatório encontra-se subsaturado e observa-se a formação de uma capa de gás após o ponto de saturação ter sido atingido devido à produção (capa de gás secundária). O sistema utilizado neste modelo é trifásico (óleo, gás e água) e ele apresenta processamento relativamente rápido. As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam o modelo avaliado neste caso e Tabelas 4.1 e 4.3 mostram os valores das principais propriedades deste modelo.

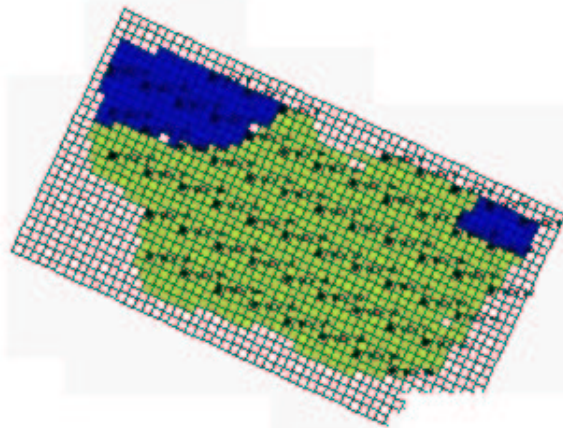


Figura 4.2: Configuração inicial de produtores para o Caso B.

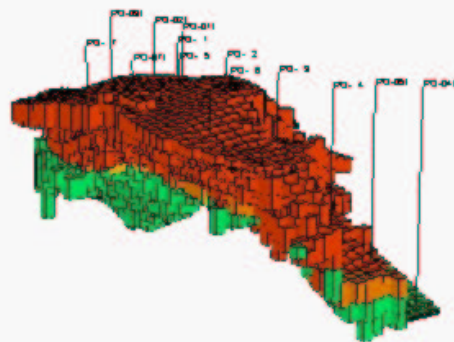


Figura 4.3: Configuração inicial de injetores para o Caso B.

Tabela 4.3: Principais características do modelo utilizado no Caso B.

Parâmetros	Valor	Unidades
Número de Blocos Total	7140	blocos
Malha	51 _i x28 _j x5 _k	-
Espessura das Camadas i e j	150	m
Espessura da Camada k	Fornecida para Cada Bloco	m
Permeabilidade Horizontal	255	mD
Permeabilidade Vertical	25,5	mD
Porosidade (ϕ)	24	%
Profundidade Média	3100	M
Tempo de Perfuração/Poço	4	meses
BHP Min por Poço Prod.	200	kgf
BHP. Máx por Poço Inj	400	kgf
Vazão Máxima por Poço Inj.	2000	m ³ /d
Equipamentos, Serviços, Diver.	20.000.000	US\$

4.5 Caso C: Reservatório Marítimo em Fase de Produção com Gás em Solução

No Caso C foi utilizado um modelo parecido com o do Caso B, alterando-se apenas a malha e a espessura dos blocos e o seu estágio de desenvolvimento, considerando-se que este campo já se encontrava em fase de produção. A estratégia inicialmente definida para a sua recuperação utilizou um sistema contendo um total de 48 poços verticais sendo 35 poços produtores e 13 injetores (de água) e o perfil de produção foi avaliado com base em histórico dos poços referente a um período de 7 anos. A Figura 4.3 mostra o modelo utilizado para este caso e as Tabelas 4.1 e 4.4 apresenta as suas principais características.

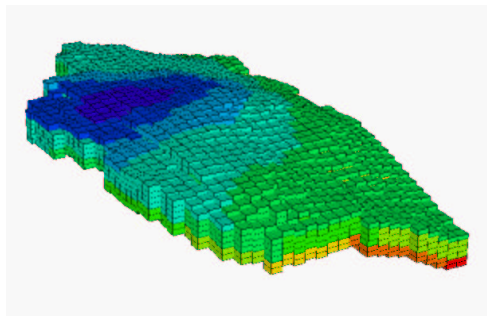


Figura 4.4: Modelo de reservatório utilizado no Caso C.

Tabela 4.4: Principais características do modelo utilizado no Caso C.

Parâmetros	Valor	Unidades
Número de Blocos Total	7140	blocos
Malha	$51_i \times 28_j \times 5_k$	-
Espessura das Camadas i e j	150	m
Espessura da Camada k	Fornecida para Cada Bloco	m
Permeabilidade Horizontal	255	mD
Permeabilidade Vertical	25,5	mD
Porosidade (ϕ)	24	%
Profundidade Média	3100	M
Tempo de Perfuração/Poço	4	meses
BHP Min por Poço Prod.	Definida para cada poço	kgf
Vazão Máxima por Poço Prod.	Definida para cada poço	m^3/d
BHP. Máx por Poço Inj	Definida para cada poço	kgf
Vazão Máxima por Poço Inj.	Definida para cada poço	m^3/d
Equipamentos, Serviços, Diver.	20.000.000	US\$

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos para as aplicações descritas anteriormente e serão comentados aspectos importantes mostrando as vantagens da utilização da metodologia desenvolvida.

Serão abordados os seguintes tópicos: definição da função-objetivo, número de simulações necessárias para a obtenção de resultados satisfatórios, comparação dos resultados obtidos com diferentes configurações iniciais e com diferentes espaçamentos e refinamentos desenvolvidos para melhorar a qualidade dos resultados.

5.1 Escolha da Função-Objetivo e Procedimento de Remoção dos Poços

Para as três aplicações que serão apresentadas, o valor presente líquido (VPL) foi definido como função-objetivo que deve ser maximizada. A classificação dos poços também foi realizada utilizando o valor presente líquido. Para uma melhor avaliação das alternativas de estratégias também foram analisados o coeficiente de retorno (CR) e a produção de óleo acumulada (N_p). Serão apresentados gráficos do VPL em função do CR e da N_p , com o objetivo de auxiliar a identificação de estratégias que maximizem simultaneamente a produção de óleo, o coeficiente de retorno e o valor presente líquido total para o campo.

5.2 Resultados obtidos: Caso A

Para o modelo utilizado no Caso A foram analisados os seguintes espaçamentos base: 200 e 400 m. Foram escolhidas duas configurações iniciais cada uma contendo 81 poços, para o espaçamento de 200 m e uma configuração inicial, contendo 31 poços, para o espaçamento de 400 m. Estas configurações são geradas a partir da definição da posição do primeiro poço na malha de simulação e elas serão utilizadas para a determinação da configuração ideal para os poços produtores que comporão a estratégia primária a ser implantada para o desenvolvimento do campo representado pelo modelo.

5.2.1 Determinação do Potencial de Produção e Valor Presente

As figuras 5.1 a 5.4 são mapas de distribuição de valor presente (VP) dos poços ao longo do campo para a primeira configuração testada para o espaçamento de 200 m, gerados para algumas das rodadas (simulações) realizadas para a determinação inicial do número ótimo de poços. Observa-se que a distribuição das zonas de maior valor presente se modificam conforme os piores poços vão sendo removidos. Isto ocorre porque o óleo que seria drenado por um poço que foi removido passa a ser drenado pelos seus vizinhos que, conseqüentemente apresentarão melhores desempenhos. Logicamente, o VP aumenta pois um número menor de poços resulta em maior produção. O uso destes mapas deve ser feito de modo bastante criterioso devido às características da grandeza envolvida (VP). Na fase de avaliação da distribuição do potencial de VP a utilização destes mapas é bastante interessante pois na impossibilidade de realizar várias simulações, o mapa de VP pode ser um bom indicador de onde perfurar os poços produtores. Os mapas obtidos com um grande número de poços são os mais adequados para esta finalidade e seu uso pode tornar o processo de otimização mais rápido e garantir a geração de resultados mais precisos. Há uma região boa no centro do reservatório e outra na parte esquerda inferior.

Configuração 1:

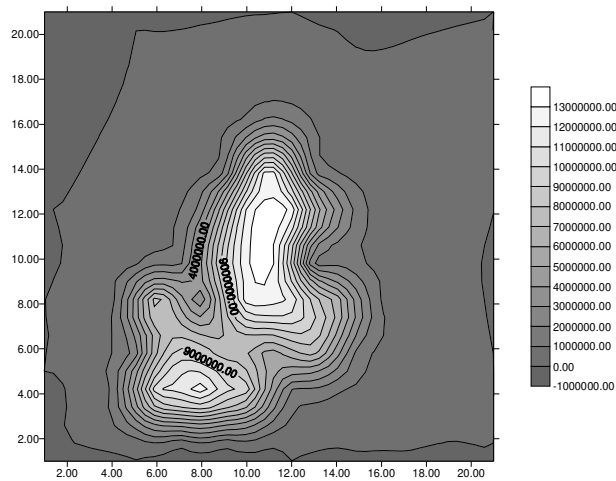


Figura 5.1: Mapa de VP – 1ª rodada.

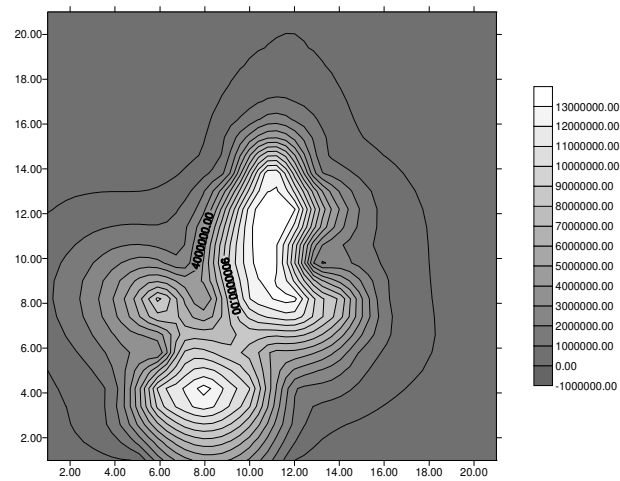


Figura 5.2; Mapa de VP – 3ª rodada.

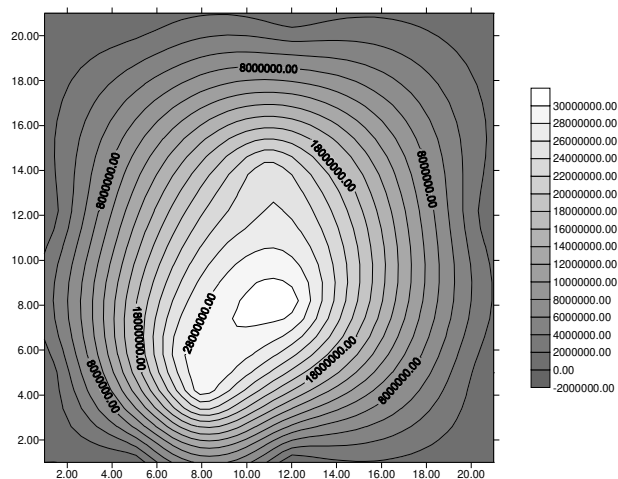


Figura 5.3: Mapa de VP – 6ª rodada.

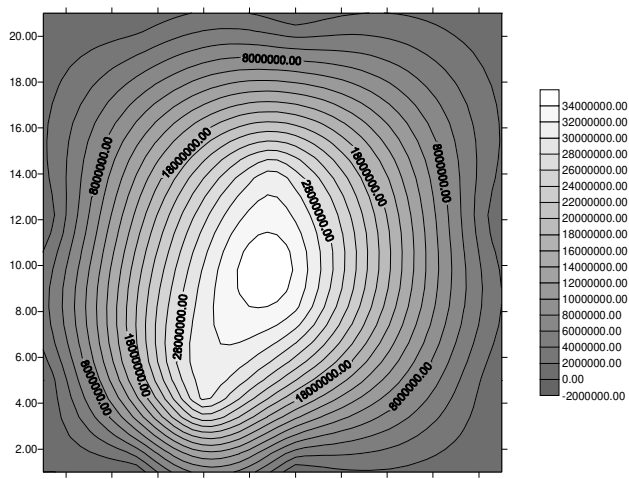


Figura 5.4: Mapa de VP – 9ª rodada.

A Figura 5.5 apresenta os VPL de cada poço para a rodada de simulação inicial em ordem decrescente. Observa-se que devido ao grande número de poços presentes nesta rodada, estes de encontram muito próximos. Deste modo, grande parte dos poços produz muito pouco e conseqüentemente têm VPL negativo. Os piores poços estão localizados nas extremidades do campo

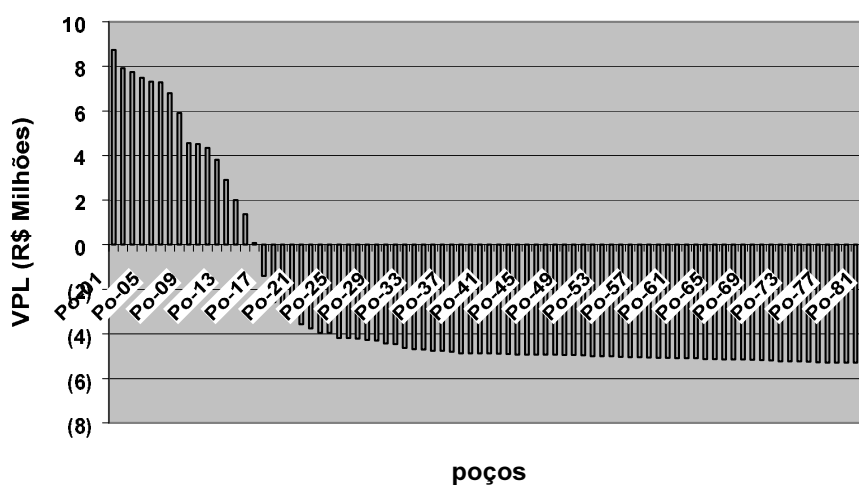


Figura 5.5: Configuração 1 – Espaçamento 200 m – VPL dos poços na rodada inicial.

Na determinação do número aproximado de poços produtores os piores poços vão sendo removidos a cada rodada de simulação realizada até que a função-objetivo para o campo decresça. A Figura 5.6 mostra o comportamento da função-objetivo ao longo destas rodadas.

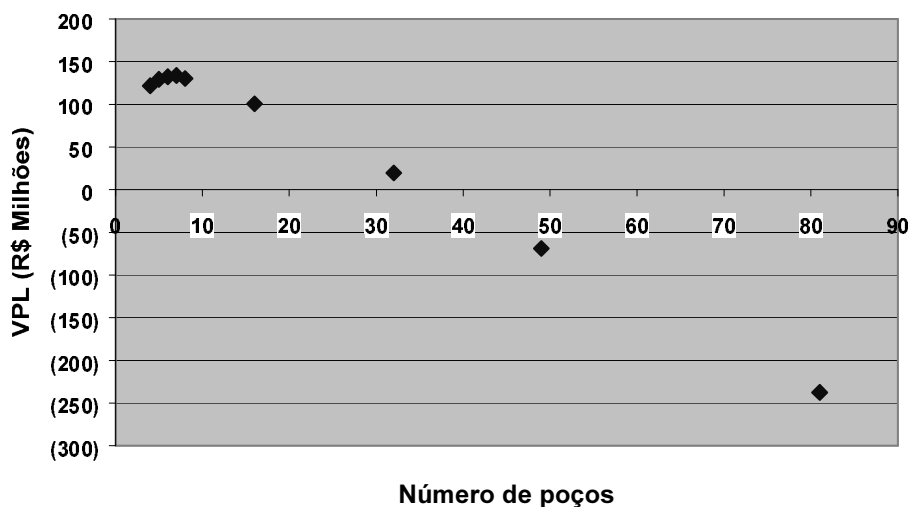


Figura 5.6: Configuração 1 – Espaçamento 200 m – Determinação do potencial de VP.

Analisando o gráfico da Figura 5.6 verifica-se que com a remoção dos piores poços o VPL do campo que é inicialmente negativo cresce rapidamente. O número aproximado de poços produtores para esta configuração encontra-se em torno de 7.

5.2.2 Determinação do Número Ótimo de Poços Produtores

A opção de abrir todos os poços ao mesmo tempo é importante para avaliar o potencial das regiões mas a opção mais realista é abrir os poços segundo um cronograma que no caso deste exemplo foi de 4 meses de intervalo entre perfurações.

A ordem natural de entrada de poços é começando pelo poço com maior VPL e seguindo a sequência de menores VPL posteriormente.

Com esta mudança, logicamente o VPL diminui um pouco pois a produção é adiada. O número ótimo de poços pode também mudar e por isso é necessário fazer alguns testes para verificar o novo número. A Figura 5.7 permite comparar os resultados obtidos na determinação do número aproximado e do número ótimo de poços produtores.

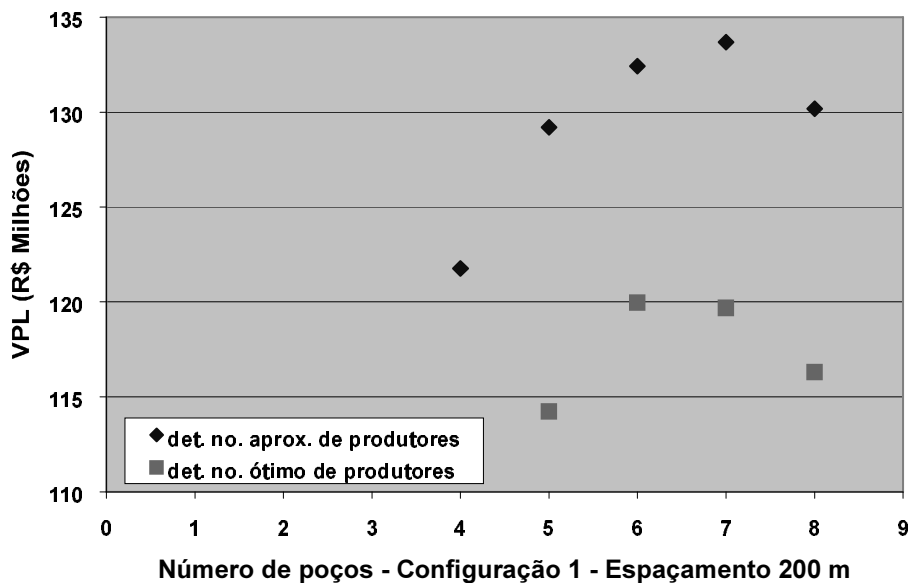


Figura 5.7: Comparação entre os resultados para a determinação do nº aproximado e a determinação do nº ótimo de produtores – VPL vs nº poços.

O teste proposto para este trabalho é variar para cima e para baixo o número de poços e continuar o processo até que o VPL pare de aumentar.

Para esta configuração inicial definida para o espaçamento de 200 m empregado no modelo utilizado no Caso A observou-se que ao abrir os poços segundo o cronograma determinado o número ideal de poços diminui de 7 para 6 poços produtores. Isto ocorreu devido à abertura sequencial dos poços, que faz com que eles comecem a produzir mais tarde.

5.2.3 Refinamentos

Para o problema de definição de estratégia primária para campos recém-descobertos, há um grande número de refinamentos que podem ser incluídos no procedimento de otimização aplicado com o objetivo de melhorar a qualidade dos resultados obtidos. Entre estes refinamentos possíveis podemos citar: testes para diferentes seqüências de entrada dos poços, testes de diferentes posicionamentos para o número ótimo de poços obtido, avaliação de um maior número de configurações iniciais e espaçamentos base além de outros como testar diferentes condições de operação e intervalos de completação para os poços.

Para este Caso A, após a determinação inicial do número ótimo de poços, foram realizados 2 refinamentos relativos à alguns parâmetros associados às condições de produção do reservatório. Os parâmetros escolhidos foram: ordem de entrada e posicionamento dos poços obtidos pela determinação inicial e a análise destes foi feita separadamente, não se considerando dependência de um em relação ao outro. Foram definidas 3 configurações iniciais para dois espaçamentos (duas configurações para o espaçamento de 200 m e uma configuração para o espaçamento de 400 m e foram testadas três seqüências de entrada para os melhores poços e três diferentes configurações para os mesmos.

As três seqüências para entrada dos poços testadas foram: entrada dos poços seguindo a ordem decrescente de seus VPL, entrada dos poços seguindo a ordem crescente de VPL e entrada segundo o critério de menor distância entre os poços. Como as diferenças entre os resultados obtidos utilizando estas três seqüências não foram significativas não foram testadas outras seqüências. Isto ocorreu porque o modelo é relativamente homogêneo. Para modelos mais complexos, com diferença entre os resultados significativa, pode ser necessário avaliar um número maior de seqüências de entrada.

Com relação ao teste de diferentes posicionamentos para os melhores poços também foi observado que os resultados obtidos para estes não apresentaram diferenças consideráveis devido às características do modelo. Deste modo não foram testados outros arranjos. A Figura 5.8 apresenta os resultados destes refinamentos.

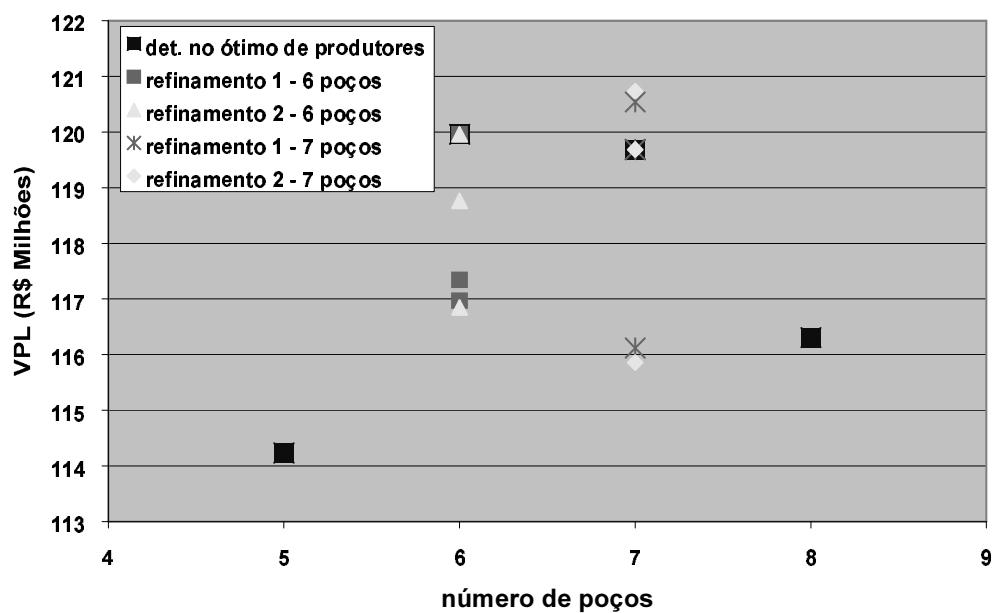


Figura 5.8: Comparação entre os resultados obtidos na determinação do número ótimo e com os refinamentos – VPL vs nº poços.

Os resultados obtidos com a aplicação do procedimento de otimização à esta primeira configuração para o espaçamento de 200 m aplicado ao modelo escolhido para o Caso A são apresentados nas figuras 5.9 a 5.11.

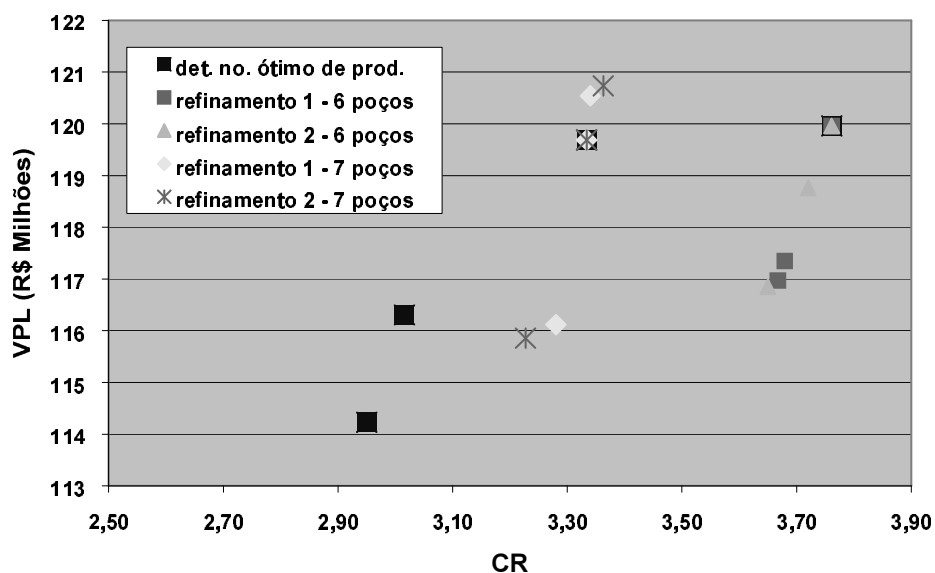


Figura 5.9: Caso A – Configuração 1 – Espaçamento 200m – VPL vs CR.

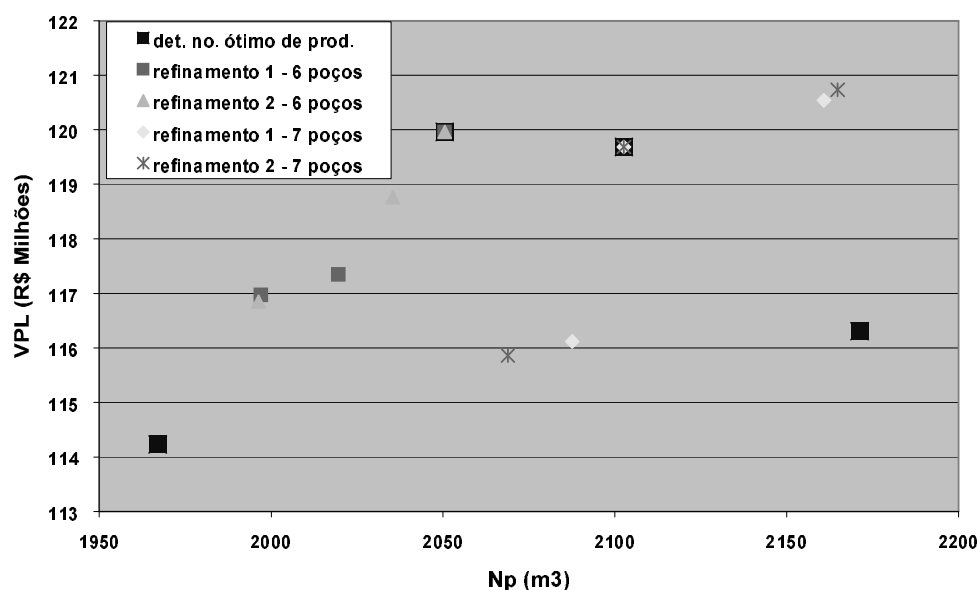


Figura 5.10: Caso A – Configuração 1 – Espaçamento 200m – VPL vs Np.

Com esta 1ª configuração inicial, após a realização de todas as etapas do procedimento de otimização, determinou-se que o número ótimo de poços é igual a 6. Os VPL destes poços, considerando apenas o custo de perfuração e de operação, são apresentados na Figura 5.11

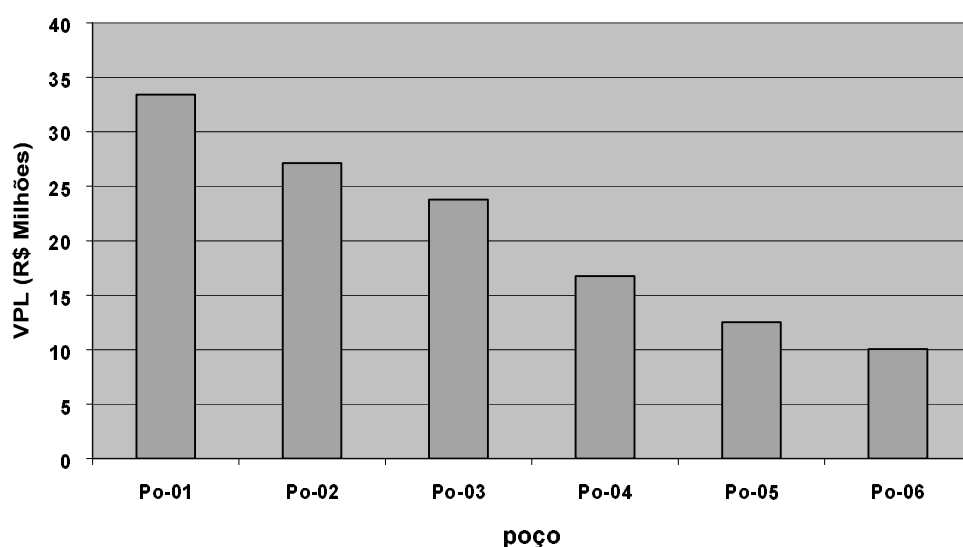


Figura 5.11: Caso A – Configuração 1 – Espaçamento 200m – melhores poços.

Observou-se que por este modelo ser relativamente homogêneo e simples os refinamentos não proporcionaram mudanças significativas nos valores de VPL, CR e Np e que o número ótimo de poços permaneceu igual a 6.

5.2.4 Outras Configurações

Uma segunda configuração inicial para o espaçamento inicial de 200 m (Configuração 2) e uma configuração inicial para o espaçamento base de 400 m (Configuração 3) foram avaliadas para comparação dos resultados. A segunda configuração foi gerada deslocando os poços da configuração anterior um bloco para direita e para baixo. A terceira configuração foi gerada mantendo-se a posição do primeiro poço da primeira configuração e dobrando-se o espaçamento entre os poços

Configuração 2

Os mapas obtidos ao longo das rodadas realizadas para a determinação da distribuição de VP para esta segunda configuração para o espaçamento de 200 m são apresentados nas figuras 5.12 a 5.15.

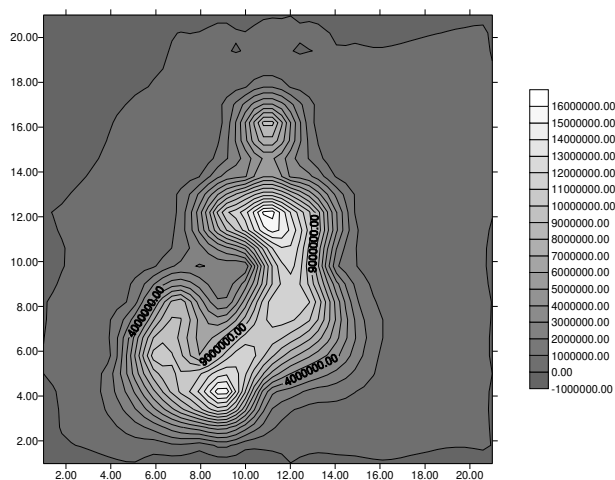


Figura 5.12: Mapa de VP – 1ª rodada.

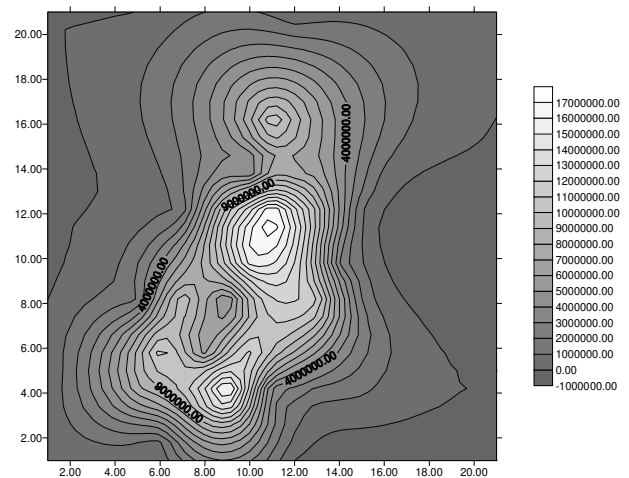


Figura 5.13: Mapa de VP – 3ª rodada.

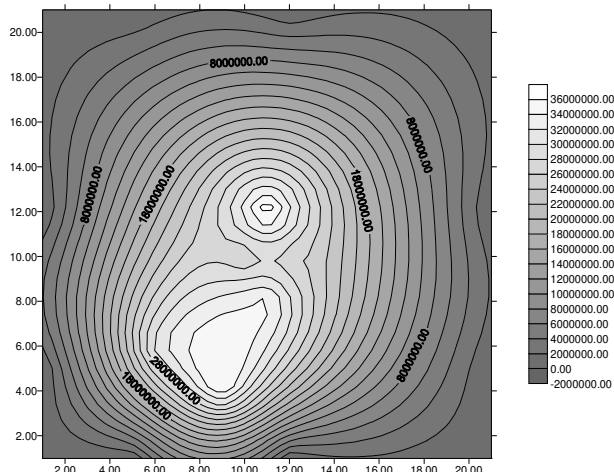


Figura 5.14: Mapa de VP – 6ª rodada.

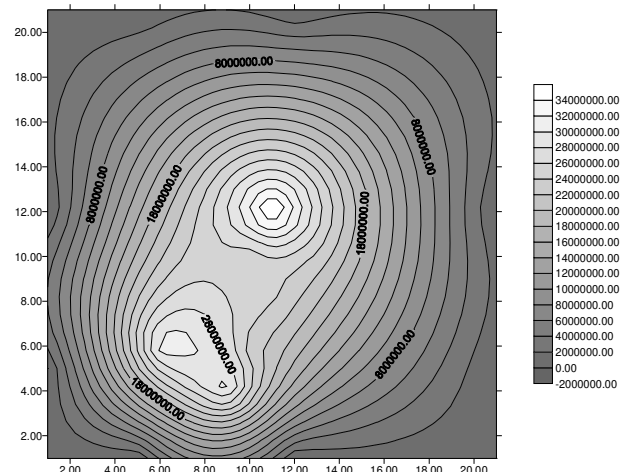


Figura 5.15: Mapa de VP – 9ª rodada.

Analisando os mapas gerados com a 2ª configuração inicial escolhida para o espaçamento de 200 m, observa-se que a distribuição de VP para o campo com esta configuração é razoavelmente diferente da obtida com a 1ª configuração devido às diferentes posições para os poços. É importante também dizer que como esta 2ª configuração inicial apresentava o mesmo número de poços da 1ª configuração (81), também foram necessárias 9 simulações nesta etapa de avaliação de potencial. e que o mapa da 1ª rodada é bastante diferente do mapa da 9ª rodada, como verificado para a configuração anterior.

Configuração 3 - Espaçamento 400 m

Esta configuração gerada para um segundo espaçamento foi avaliada para verificar se a sua utilização promoveria a obtenção de resultados precisos com um número menor de simulações, visando reduzir o tempo total do processo de otimização. Inicialmente ela continha 31 poços.

Os mapas obtidos ao longo das rodadas de simulação realizadas para a avaliação do potencial de VP para esta configuração são apresentados nas figuras 5.16 a 5.19.

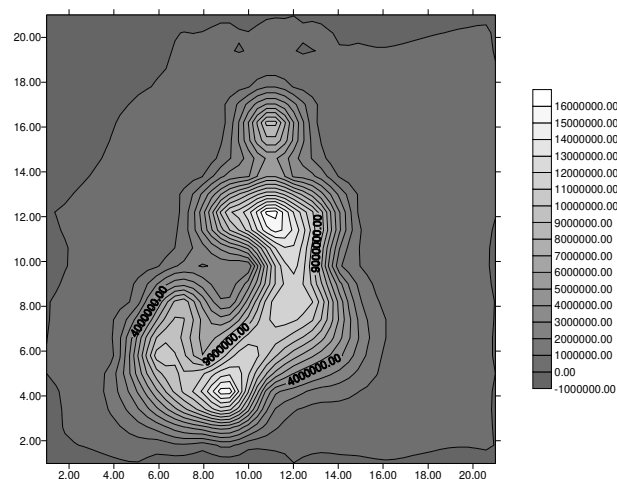


Figura 5.16: Mapa de VP – 1ª rodada.

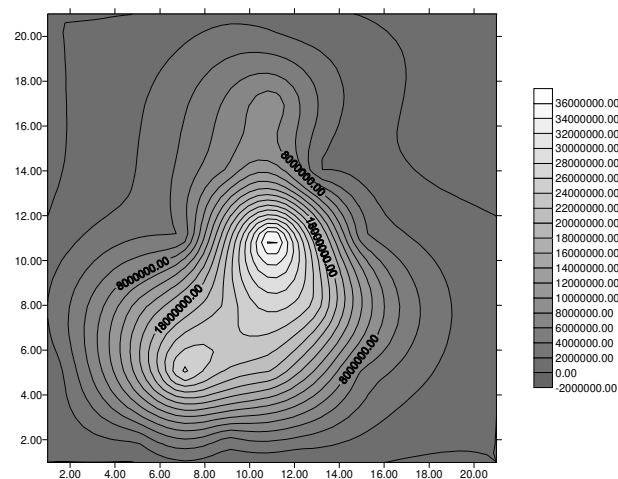


Figura 5.17: Mapa de VP – 3ª rodada.

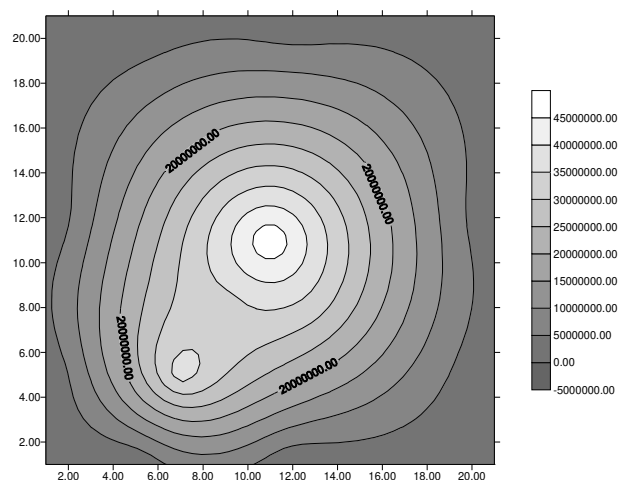


Figura 5.18: Mapa de VP – 6ª rodada.

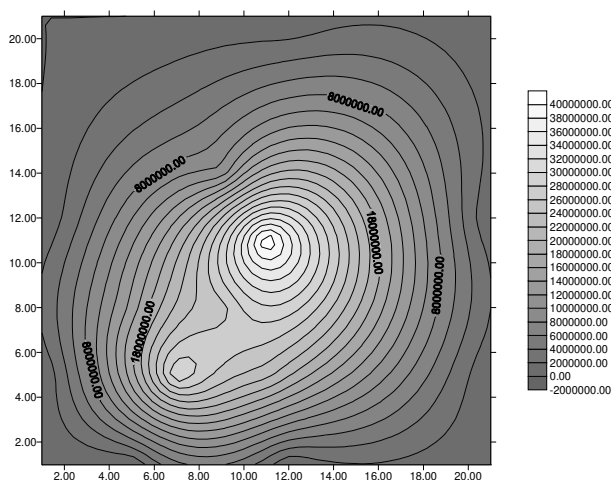


Figura 5.19: Mapa de VP – 8ª rodada.

Analisando estes mapas gerados para a configuração inicial escolhida para o espaçamento de 400 m, observou-se que, assim como o ocorrido para as configurações testadas para o espaçamento de 200 m, a distribuição de VP para o campo também se modifica conforme os piores poços são removidos.

Como esta configuração inicial apresenta 32 poços, o número de simulações realizadas nesta etapa de avaliação de potencial foi menor (8 simulações). Este fato fez com que o processo de otimização fosse mais rápido ao utilizar este espaçamento. No entanto é conveniente ressaltar que apesar de a utilização de um espaçamento inicial menor demandar mais simulações, em geral ele permite a obtenção de resultados mais precisos. Deste modo, é muito importante identificar o momento em que se pode encerrar a avaliação de diferentes espaçamentos. Se os resultados obtidos com um espaçamento base de 500 m forem inferiores aos resultados obtidos com um espaçamento de 400 m, não é necessário avaliar espaçamentos maiores (600, 700 e 800m).

Os resultados obtidos para as configurações testadas para os espaçamentos de 200 e 400 m são apresentados nas figuras 5.20 a 5.25

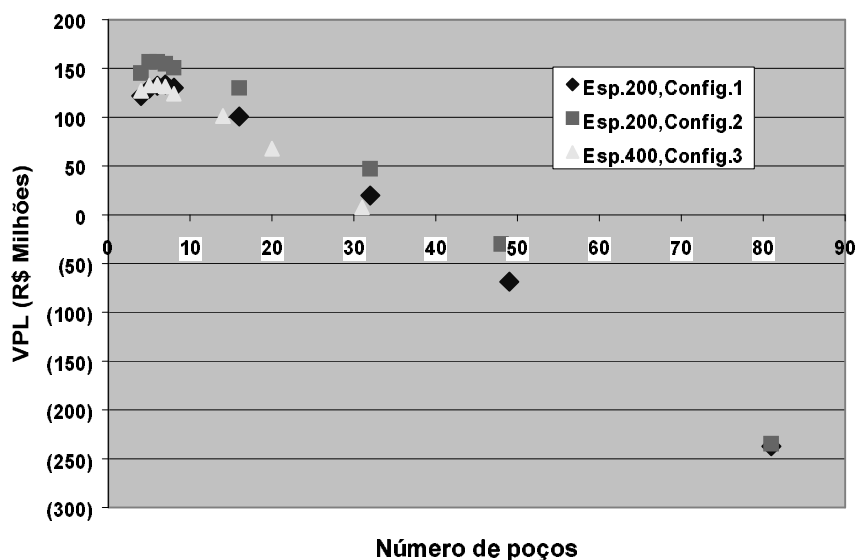


Figura 5.20: Aplicação 1 – Soma dos VPL dos poços – determinação de potencial de VPL.

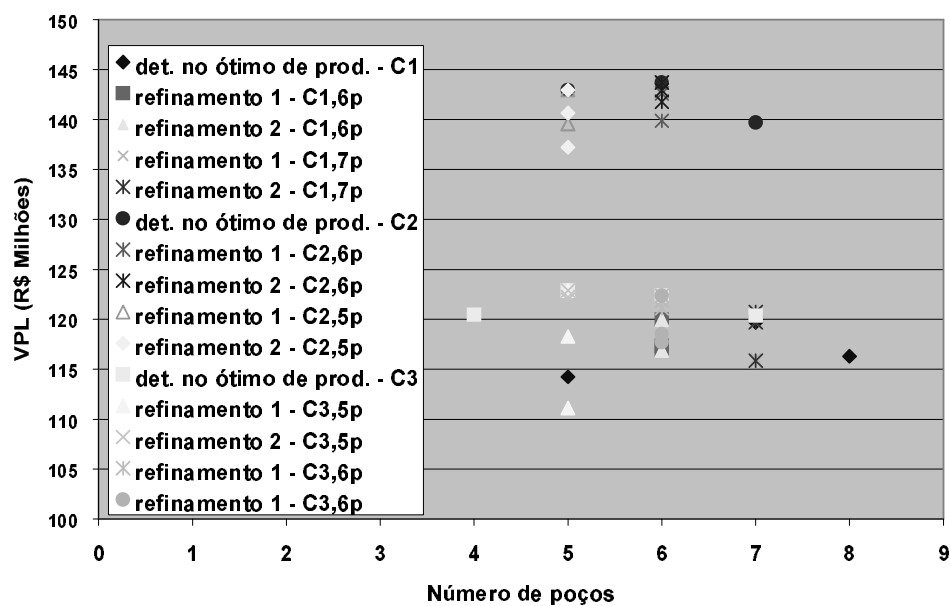


Figura 5.21 – Aplicação 1 – Soma dos VPL dos poços – Comparação entre os resultados obtidos com os refinamentos para as 3 configurações.

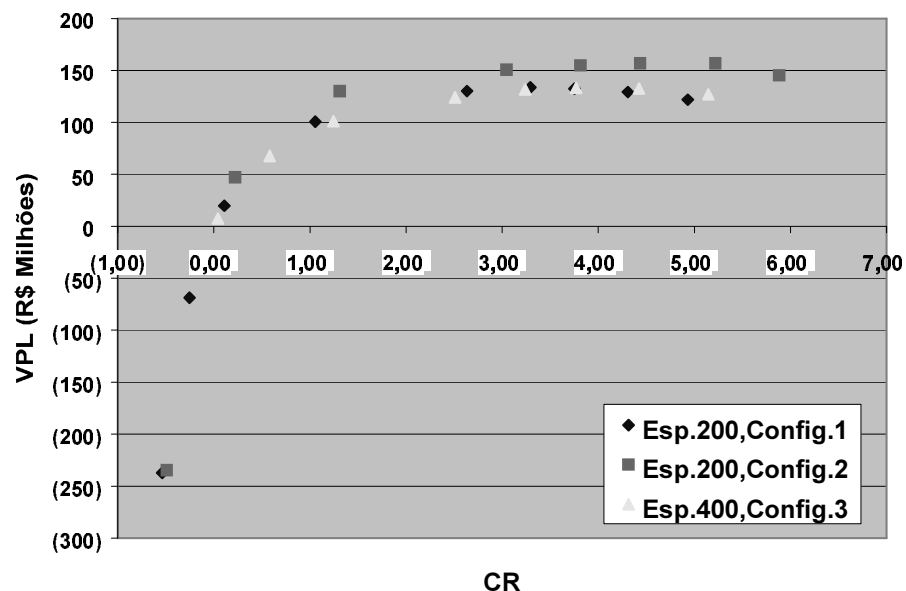


Figura 5.22: Aplicação 1 – VPL vs CR. – Determinação de Potencial de VP.

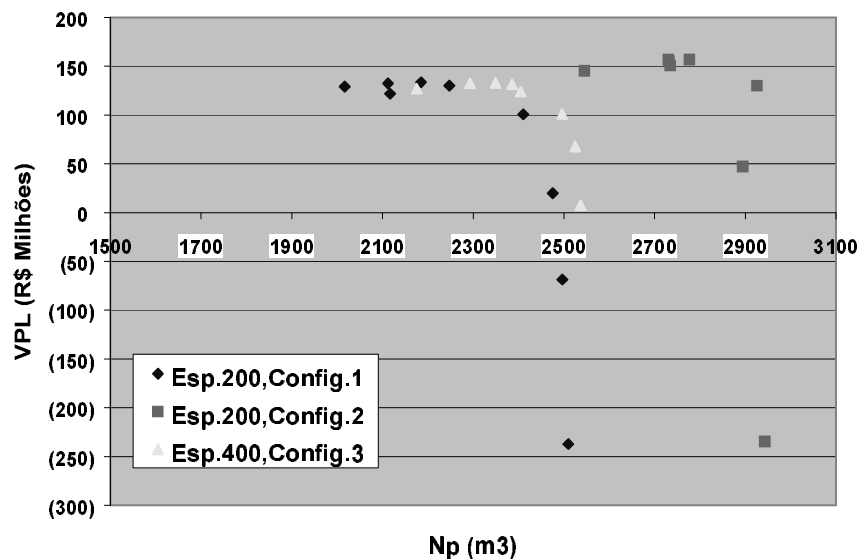


Figura 5.23: Aplicação 1 – VPL vs Np. – Determinação do Potencial de VP.

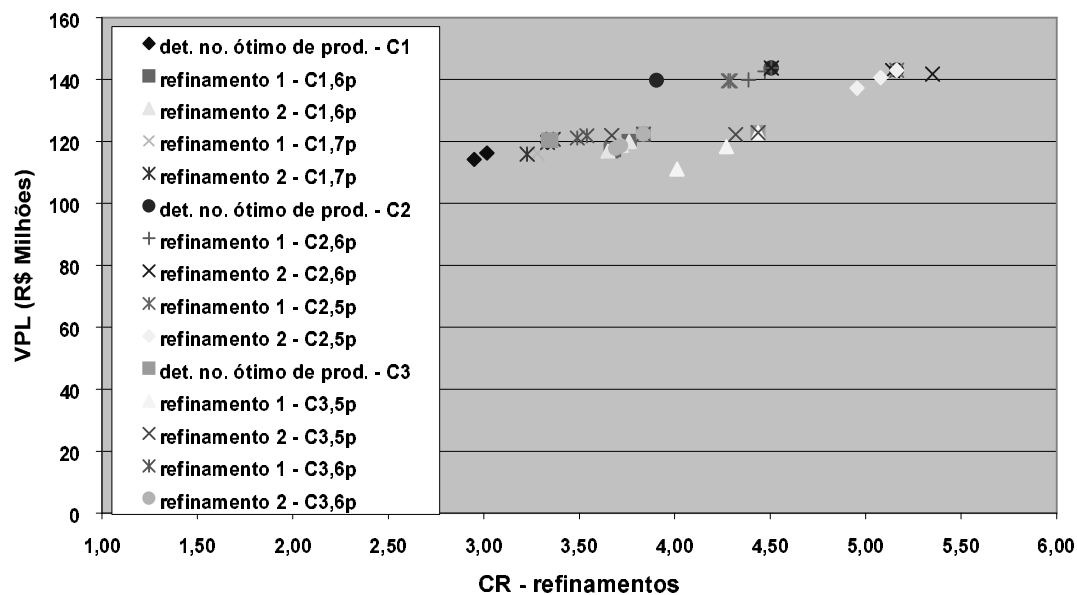


Figura 5.24: Aplicação 1 – VPL vs CR – Comparação entre os Resultados obtidos com os refinamentos para as configurações testadas.

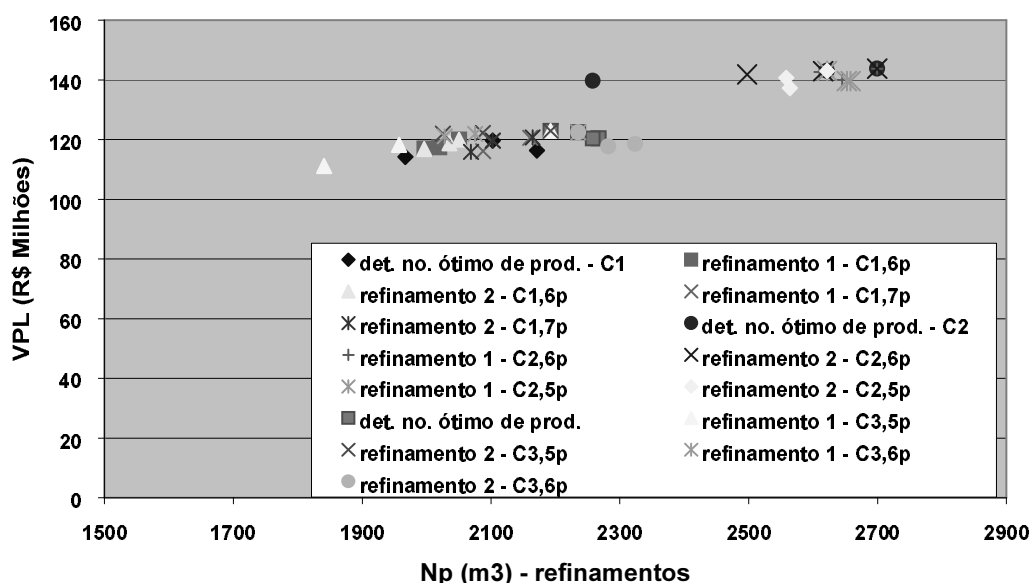


Figura 5.25: Aplicação 1 – VPL vs Np – Comparação entre os Resultados obtidos com os refinamentos para as configurações testadas.

Observando estes gráficos pode-se afirmar que para este modelo mais simples, os resultados obtidos para as diferentes comparações testadas com os dois espaçamentos, os resultados obtidos foram próximos, não sendo necessário avaliar um maior número de configurações iniciais e espaçamentos base.

A metodologia desenvolvida não indica exatamente a melhor estratégia de produção primária a ser implementada no campo. Ela apresenta um conjunto de alternativas para auxiliar na decisão gerencial. Analisando a quantidade e os tipos de projetos em carteira e os recursos tecnológicos e financeiros disponíveis, a empresa poderá decidir qual a melhor opção de investimento.

Os melhores resultados para o modelo utilizado no Caso A são mostrados nos gráficos das figuras 5.26 a 5.27:

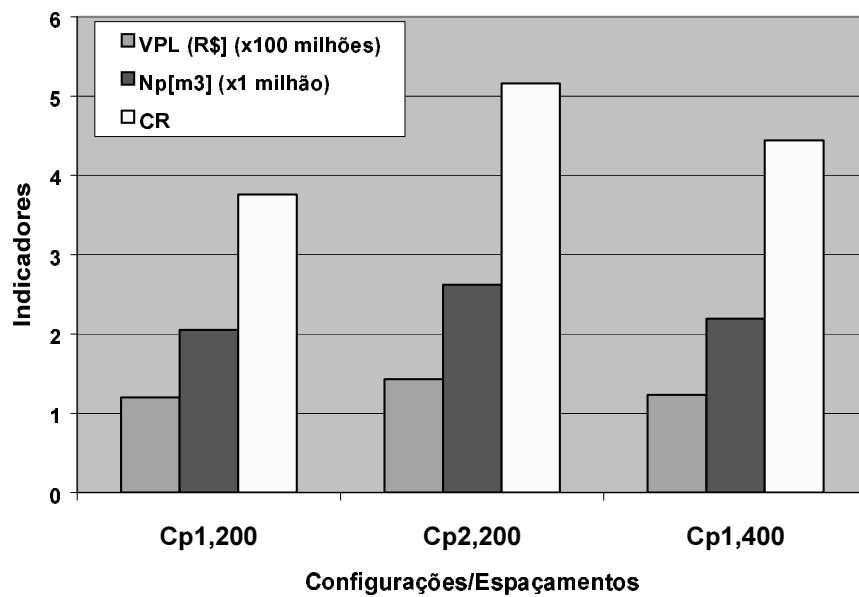


Figura 5.26: Aplicação 1 – melhores resultados.

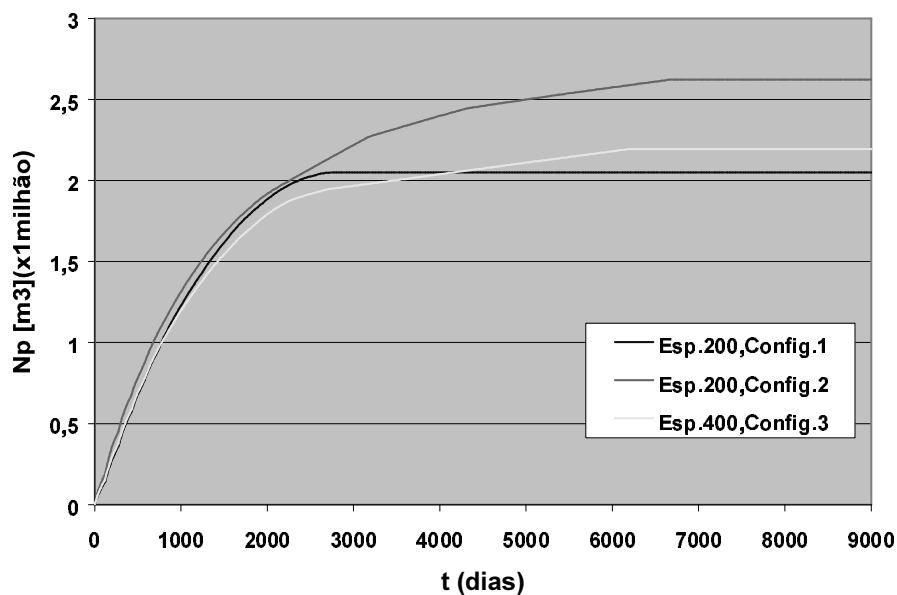


Figura 5.27: Aplicação 1 – melhores resultados – Np vs t.

Analisando estes dois últimos gráficos, pode-se afirmar que se há uma grande disponibilidade de recursos, o mais adequado seria escolher a estratégia de desenvolvimento que promoverá a maximização do Valor Presente Líquido (VPL). No entanto, se os recursos são limitados e a gerência tiver por meta o melhor retorno de investimento, o mais adequado seria maximizar o indicador Coeficiente de Retorno (CR). Analisando os resultados obtidos com os espaçamentos e configurações definidos para este modelo, a estratégia a ser escolhida é composta por 7 poços, nas melhores posições para a segunda configuração inicial avaliada para um espaçamento de 200 m, pois ela apresenta o maior VPL e o maior CR para o modelo de reservatório utilizado no Caso A.

Por ser um campo relativamente homogêneo, não foram observadas diferenças significativas entre os resultados obtidos para diferentes espaçamentos. Diferenças mais expressivas foram encontradas entre os resultados obtidos para diferentes configurações iniciais para um mesmo espaçamento

A utilização da restrição que poços vizinhos não podem ser eliminados em uma mesma rodada e a geração de listagens com as classificações dos poços produtores a cada rodada é muito importante para garantir a boa qualidade dos resultados, pois observa-se que ao se remover um poço, o óleo que seria drenado por ele passa a ser drenado por seus vizinhos e, deste modo, poços que inicialmente apresentavam uma produção de óleo muito baixa podem ter um grande aumento na sua produção e conseqüentemente nos seus VPL.

Com relação aos resultados obtidos na análise de sensibilidade, a melhor seqüência de entrada para os poços produtores é a que obedece a ordem de classificação destes segundo a sua função-objetivo. Os poços localizados em pontos com maior potencial de produção devem ser os primeiros a serem abertos.

5.3 Resultados Obtidos: Caso B

Para o modelo utilizado no Caso B definiu-se um espaçamento base de 600 m. e foram escolhidas 3 configurações iniciais, contendo 60, 52 e 59 poços. O número de poços pra cada

configuração inicial e as posições destes dependem da posição escolhida para o primeiro poço na malha de simulação. Estas configurações serão utilizadas para a determinação do sistema ideal de poços produtores para este campo.

5.3.1 Determinação do Potencial de Produção e Valor Presente

As figuras 5.28 a 5.31 são mapas de distribuição de valor presente (VP) dos poços ao longo do campo, gerados para algumas das rodadas (simulações) realizadas para a determinação inicial do número ótimo de poços. Assim como o ocorrido para as configurações testadas no caso anterior, observa-se que a distribuição das zonas de maior valor presente se modificam conforme os piores poços vão sendo removidos e estas modificações são ainda mais acentuadas pois este modelo é mais complexo do que o modelo construído para o Caso A.

Configuração 1

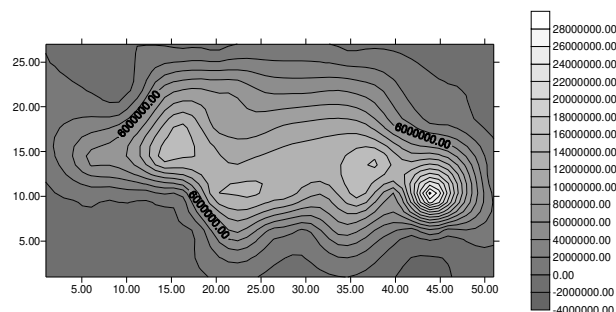


Figura 5.28: Mapa de VP – 1ª rodada.

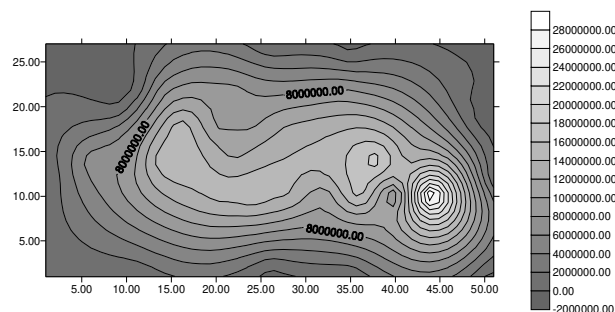


Figura 5.29: Mapa de VP – 3ª rodada.

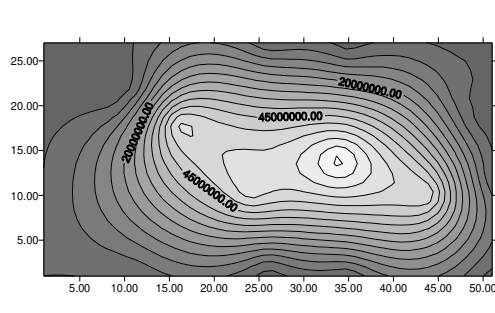


Figura 5.30: Mapa de VP – 6ª rodada.

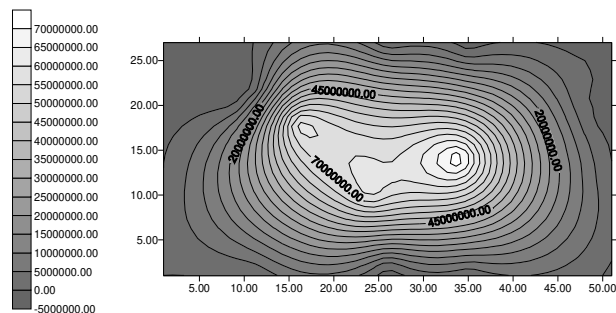


Figura 5.31: Mapa de VP – 9ª rodada.

Para a 1ª configuração definida para o espaçamento de 600 m, contendo 52 poços foram necessárias 8 simulações nesta fase de avaliação da distribuição de potencial para o campo. O mapa obtido para a primeira rodada contendo todos os poços possíveis para esta configuração apresenta-se bastante diferente do mapa gerado na 9ª rodada de simulação.

A Figura 5.32 apresenta os VPL de cada poço para a rodada de simulação inicial em ordem decrescente. Observa-se que nesta primeira configuração testada para o Caso B, devido ao mecanismo de produção do campo, apesar do elevado número de poços presentes nesta rodada, muitos destes poços têm VPL positivo. Assim como o verificado para o Caso A, os piores poços estão localizados nas extremidades do campo

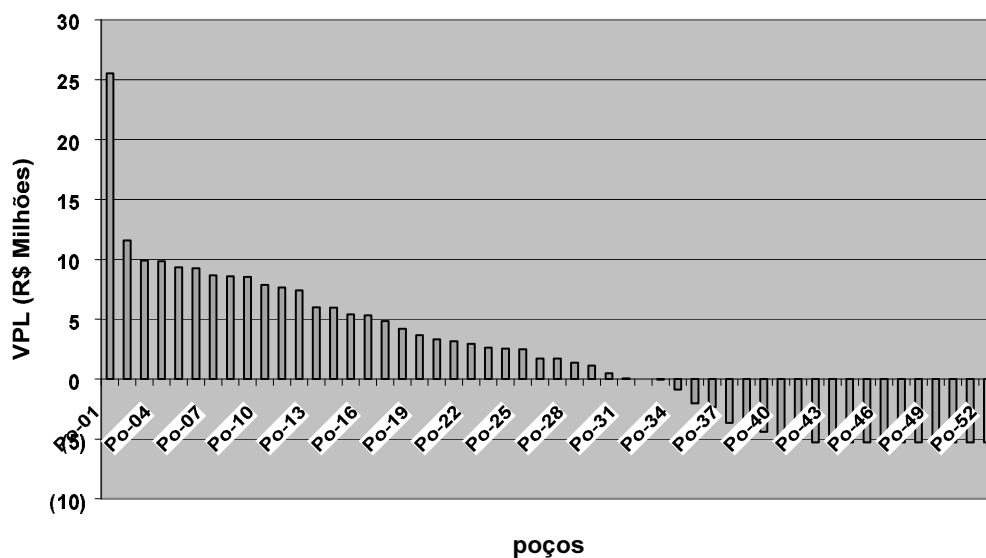


Figura 5.32: Configuração 1 – Espaçamento 600 m – VPL dos poços na rodada inicial.

A Figura 5.33 apresenta o comportamento da função-objetivo do campo ao longo das rodadas de simulação realizadas para a determinação do número aproximado de poços produtores.

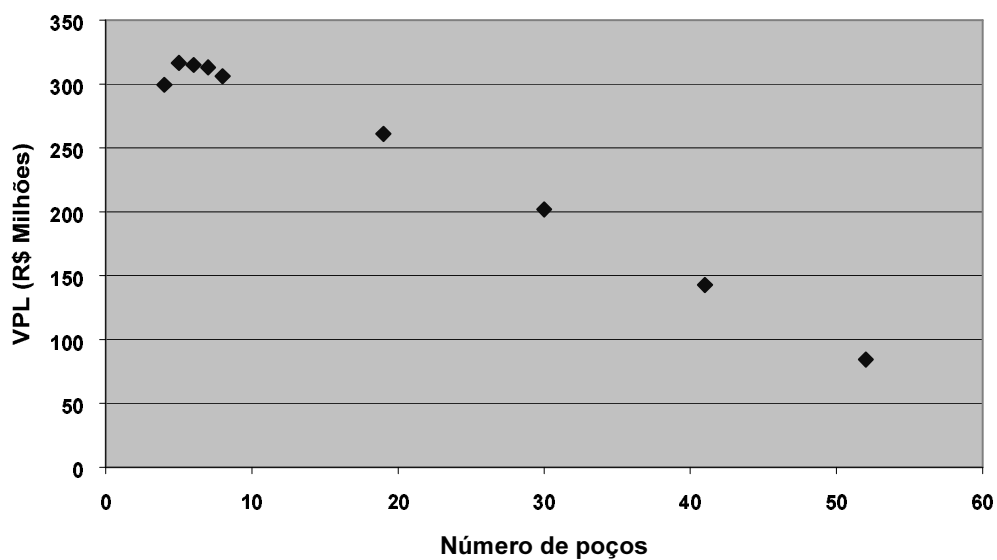


Figura 5.33: Configuração 1 – Espaçamento 600 m – Determinação do Potencial de VP.

Analisando este gráfico observa-se um rápido aumento na função-objetivo do campo nas primeiras rodadas de simulação. O número de poços produtores encontra-se próximo de 5.

5.3.2 Determinação do Número Ótimo de Produtores

Devido aos mesmos motivos apresentados no Caso A, para este Caso B foi utilizado o mesmo intervalo de 4 meses para a abertura seqüencial dos poços na etapa de determinação do número ótimo de produtores. Também foram realizados os mesmos testes para verificar o novo número. A Figura 5.34 apresenta uma comparação entre os resultados obtidos na determinação do número aproximado e a determinação do número ótimo de poços produtores.

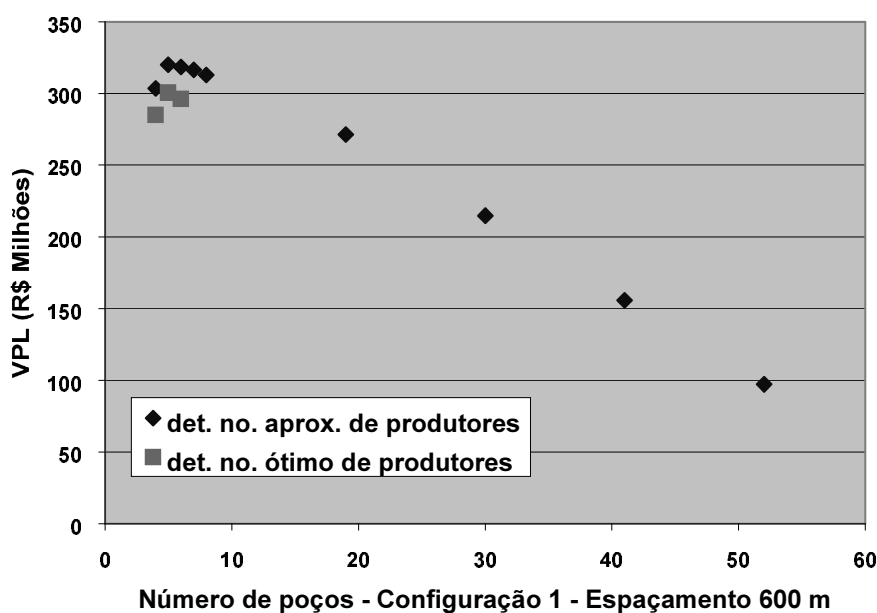


Figura 5.34: Comparação entre os resultados obtidos para a determinação do número aproximado e do número ótimo de poços produtores.

5.3.3 Refinamentos

Para este Caso B, após a determinação inicial do número ótimo de poços, foram realizados 2 refinamentos relativos à alguns parâmetros associados às condições de produção do reservatório. Os parâmetros escolhidos foram: ordem de entrada e configurações iniciais. As 3 configurações iniciais foram definidas para o espaçamento de 600 m.

As três seqüências para entrada dos poços testadas foram: entrada dos poços seguindo a ordem decrescente de seus VPL, entrada dos poços seguindo a ordem crescente de VPL e entrada segundo o critério de menor distância entre os poços. Como as diferenças entre os resultados obtidos utilizando estas três seqüências não foram significativas não foram testadas outras seqüências. Isto ocorreu devido à características físico-geológicas do modelo. Para modelos mais complexos, com diferença entre os resultados significativa, pode ser necessário avaliar um número maior de seqüências de entrada. A figura 5.35 apresenta os resultados obtidos para os refinamentos.

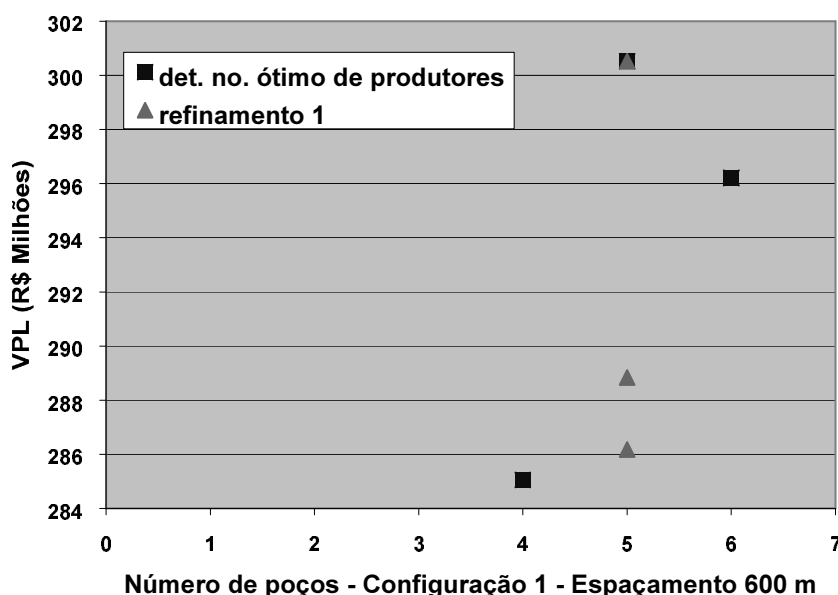


Figura 5.35: Comparação entre os resultados obtidos na determinação do número ótimo e com os refinamentos.

Analisando este gráfico observamos que os resultados obtidos com o refinamento estão bem próximos dos obtidos na determinação do número ótimo de poços produtores.

Os resultados obtidos para outros indicadores com esta primeira configuração são apresentados nas figuras 5.36 e 5.37.

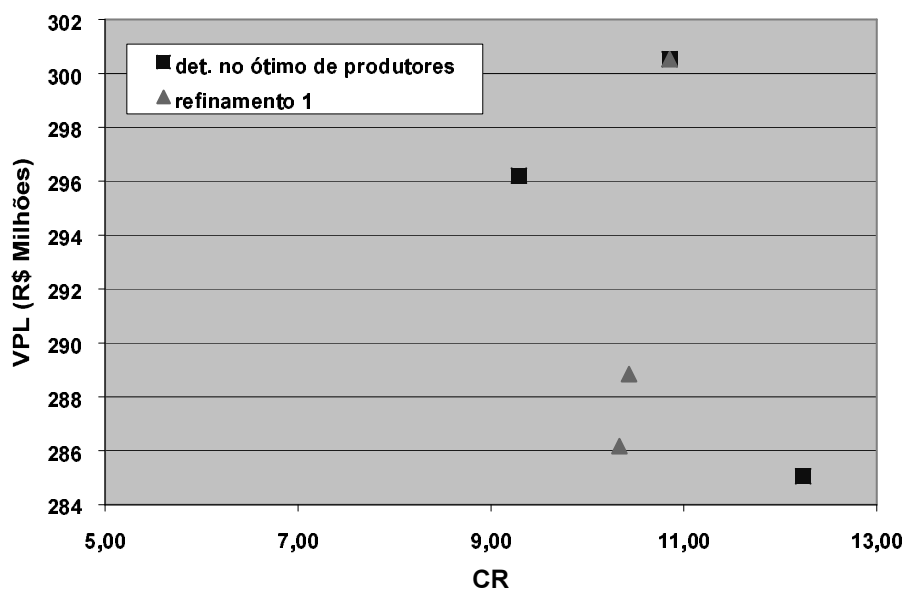


Figura 5.36: Configuração 1 – Espaçamento 600 m – VPL vs CR.

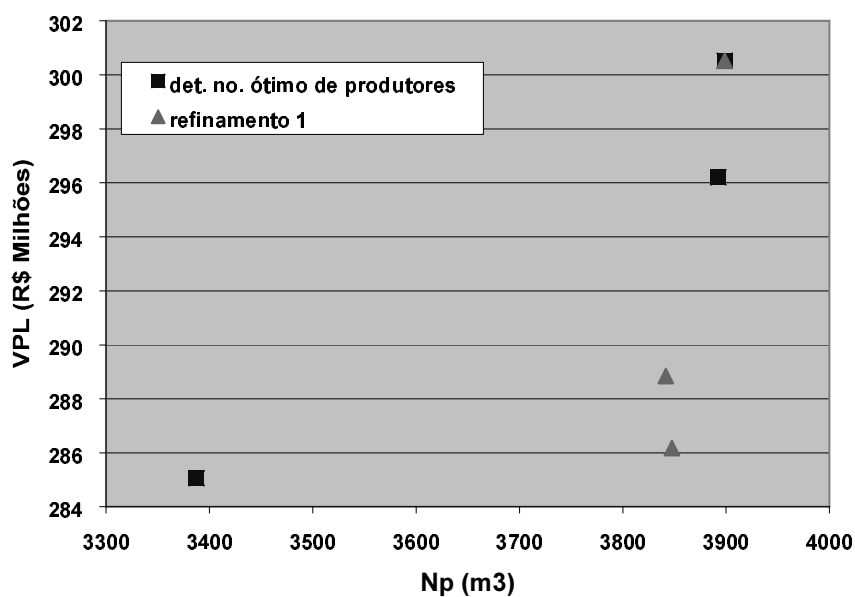


Figura 5.37: Configuração 1 – Espaçamento 600 m – VPL vs Np.

Para esta configuração determinou-se, após execução do procedimento de otimização, um número ótimo de poços igual a 5. Os VPL destes poços são apresentados na Figura 5.38

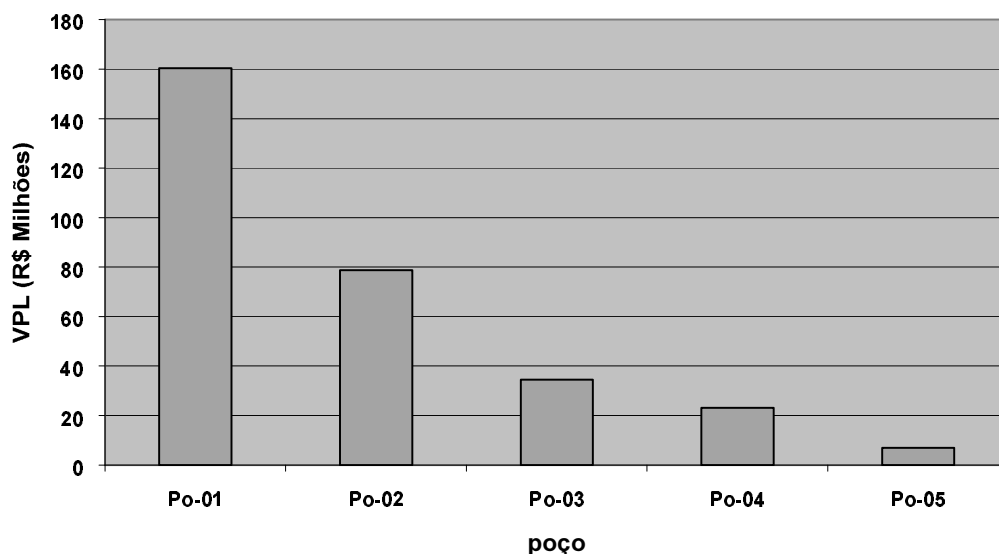


Figura 5.38: Configuração 1 – Espaçamento 600 m – melhores poços.

5.3.4 Outras Configurações

Foram testadas outras duas configurações iniciais para o espaçamento de 600 m para a comparação dos resultados. A seguir será detalhada a segunda configuração definida, por exemplo, com o deslocamento dos poços um bloco para a esquerda e para cima.

Configuração 2

A segunda configuração inicial escolhida para o espaçamento de 600 m apresentou 60 poços e foram necessárias 8 rodadas para a etapa de avaliação da distribuição de potencial de VP para o campo. Também para esta configuração foi observado que esta distribuição se modifica ao longo das rodadas de simulação com a remoção dos poços. As figuras 5.39 a 5.42 apresentam os mapas gerados ao longo destas rodadas.

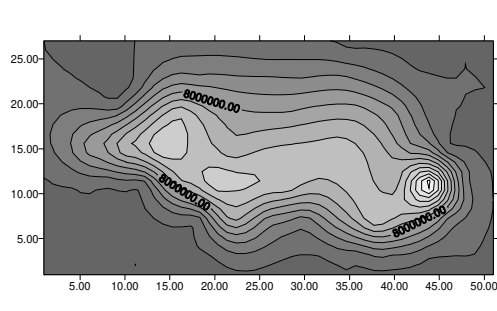


Figura 5.39: Mapa de VP – 1ª rodada.

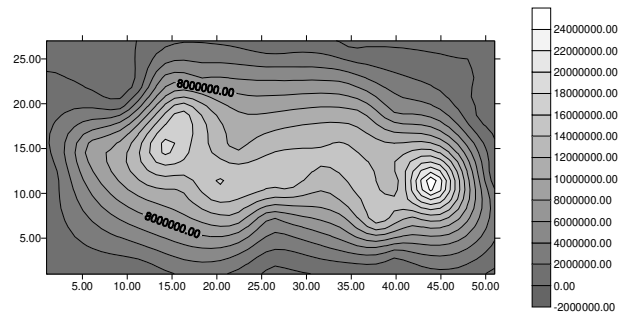


Figura 5.40: Mapa de VP – 3ª rodada.

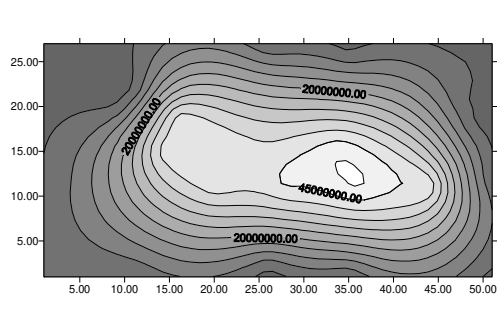


Figura 5.41; Mapa de VP – 6ª rodada.

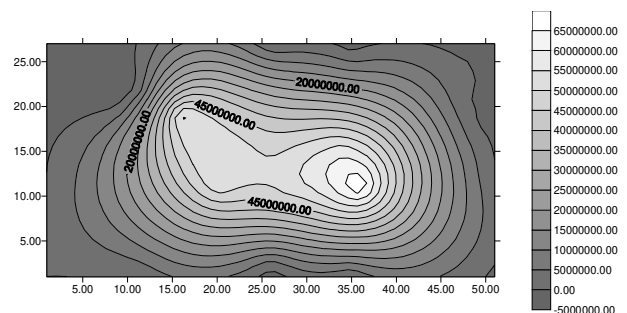


Figura 5.42; Mapa de VP – 8ª rodada.

Estes mapas estão bastante diferentes dos obtidos para a configuração anterior devido ao número diferente de poços e ao diferente posicionamento destes. Uma observação interessante é que devido às características do modelo, apesar da 1ª configuração utilizada conter um número menor de poços que a segunda, o número de simulações necessárias para a etapa inicial de determinação da distribuição de potencial utilizando a primeira configuração foi maior que o requerido para a mesma determinação de potencial com a segunda configuração.

Os resultados obtidos para as configurações escolhidas para o espaçamento de 600 m são apresentados nas figuras 5.43 a 5.49.

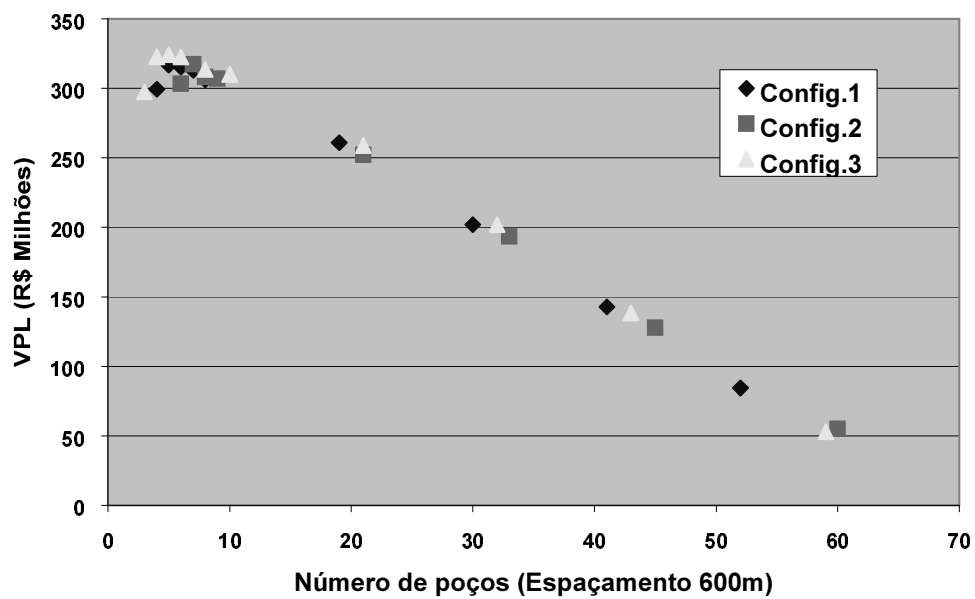


Figura 5.43: Aplicação 2 – Determinação de potencial de VP.

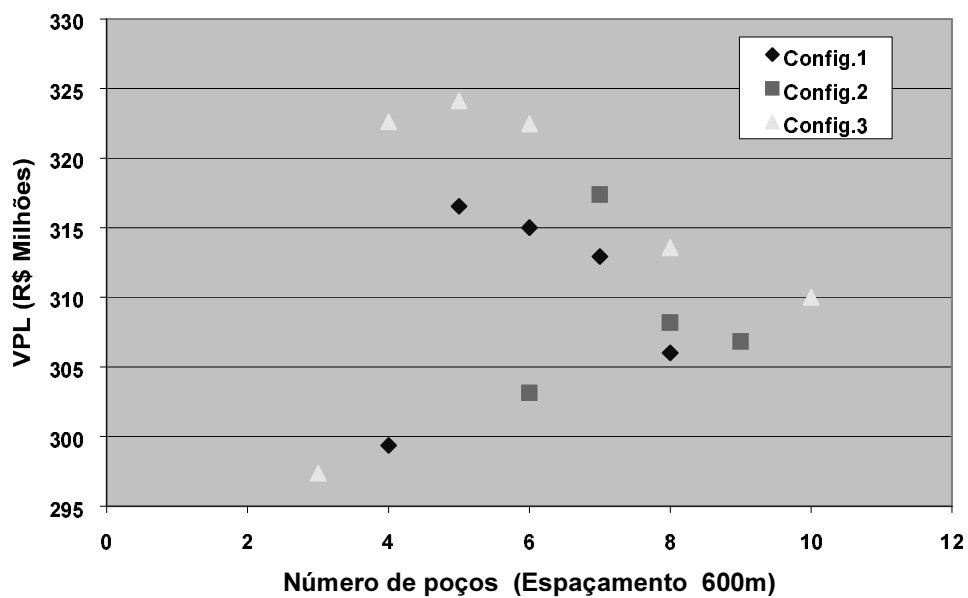


Figura 5.44: Detalhe da Figura 5.43 – Aplicação 2 – Determinação de potencial de VP.

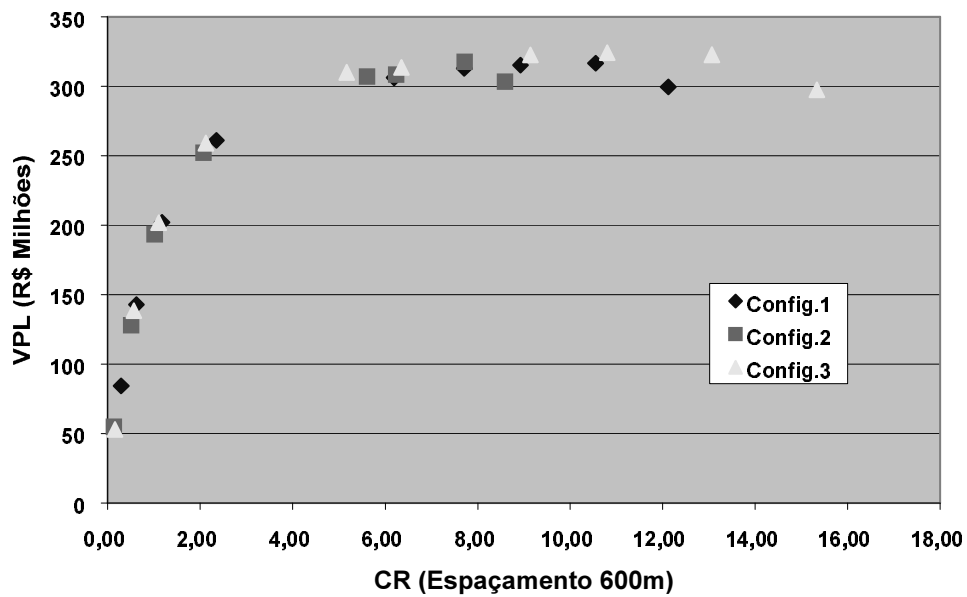


Figura 5.45: Aplicação 2 – VPL vs número de poços – Refinamentos.

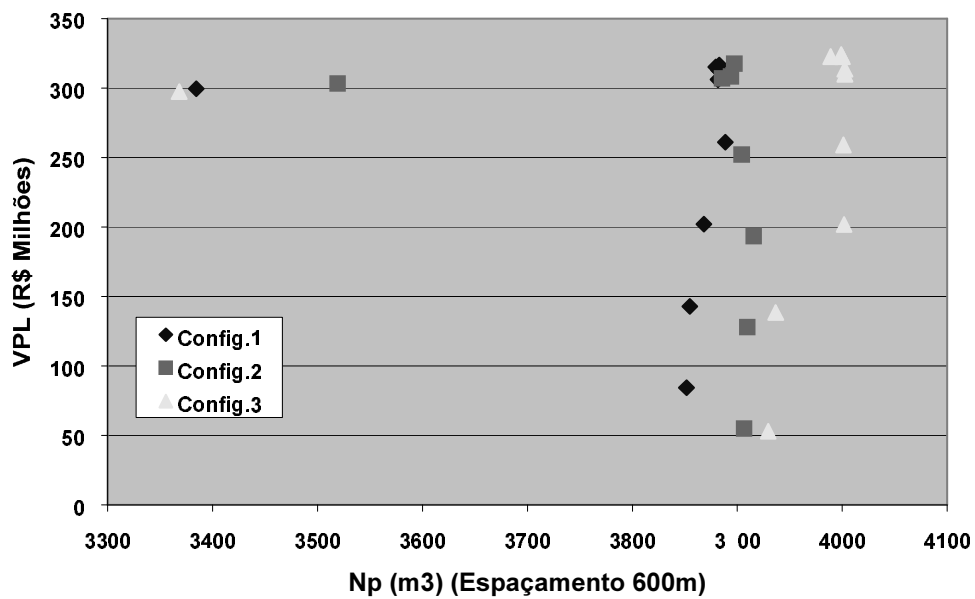


Figura 5.46: Aplicação 2 – VPL vs CR – Determinação de potencial de VP.

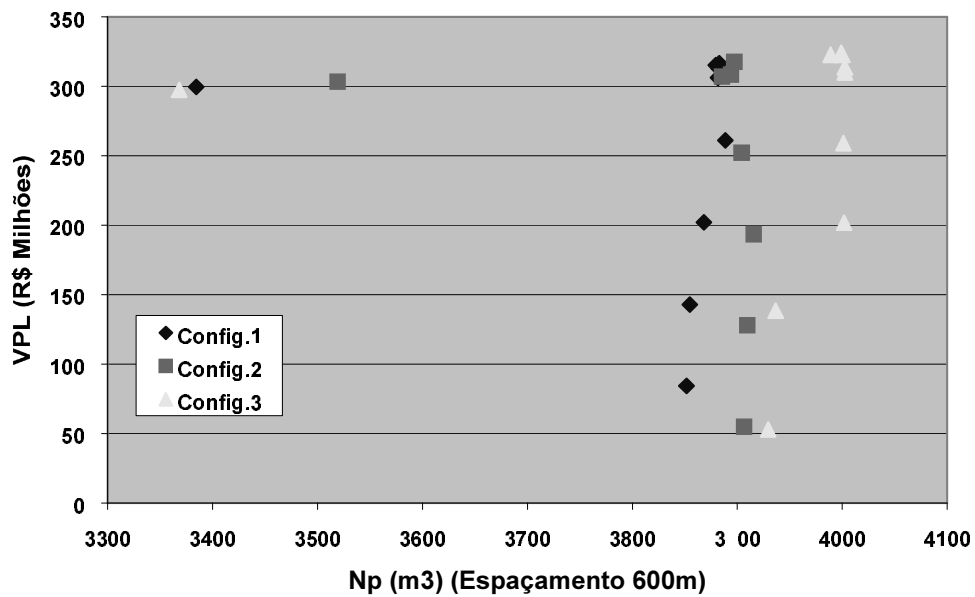


Figura 5.47: Aplicação 2 – VPL vs Np – Determinação de potencial de VP.

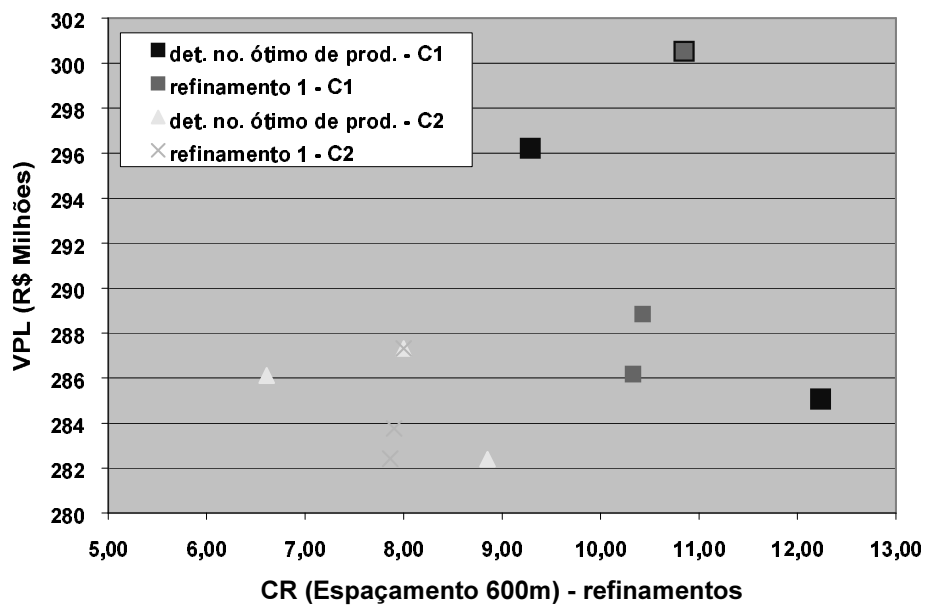


Figura 5.48: Aplicação 2 – VPL vs CR – Refinamentos.

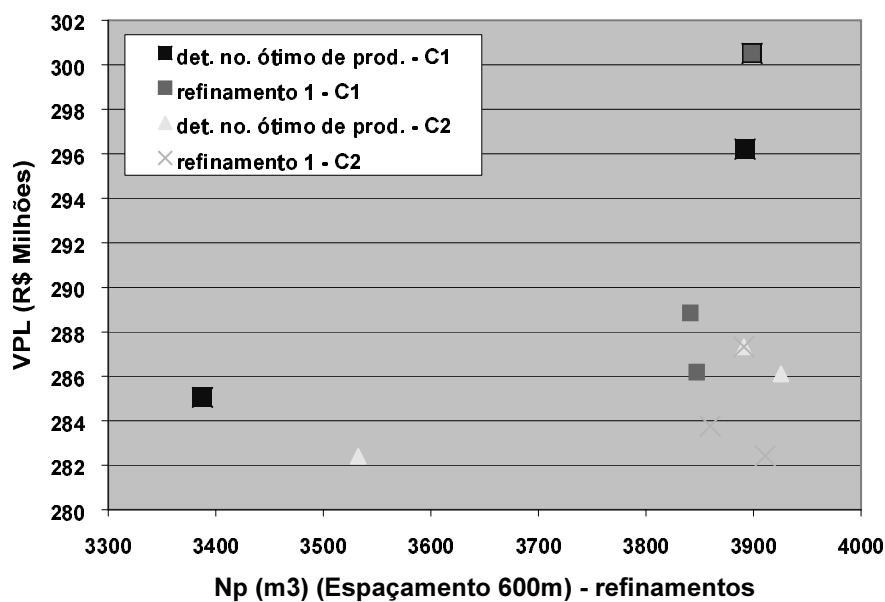


Figura 5.49: Aplicação 2 – VPL vs Np – Refinamentos.

Para este Caso B observa-se diferenças mais significativas entre os resultados obtidos com os refinamentos para as configurações do que para o Caso A, pois este modelo é mais complexo

As figuras 5.50 e 5.51 apresentarão os melhores resultados obtidos para o modelo utilizado no Caso B

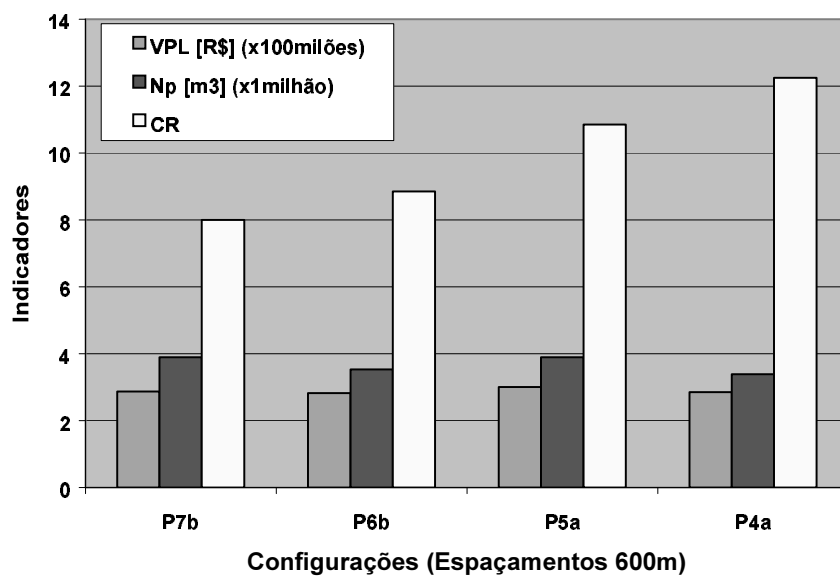


Figura 5.50: Aplicação 2 – melhores resultados – otimização de poços produtores.

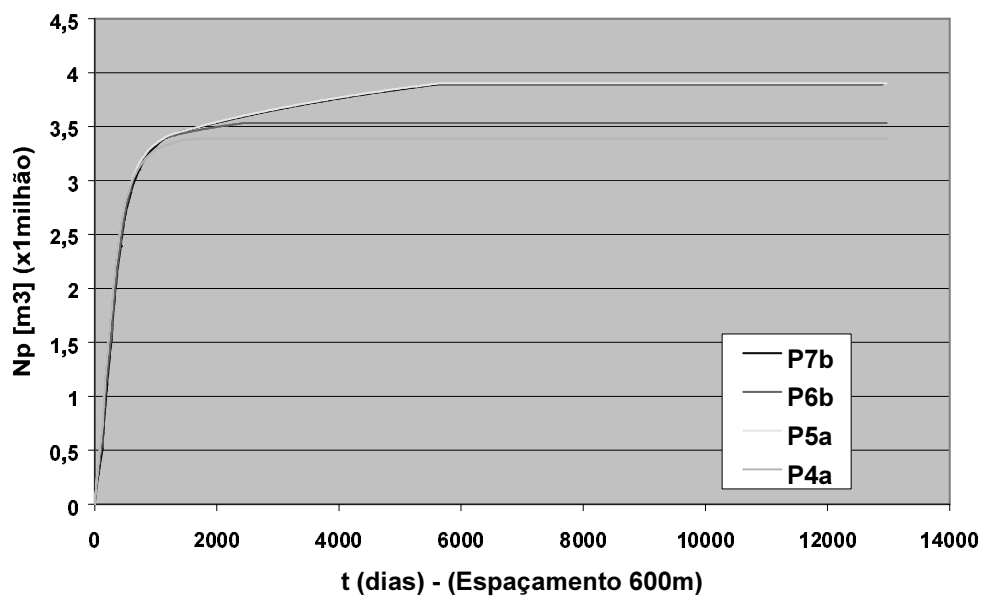


Figura 5.51: Aplicação 2 – melhores resultados – otimização de produtores – Np vs t.

O modelo utilizado para o Caso B é mais sofisticado que o utilizado no caso anterior. Ele apresenta um maior grau de heterogeneidade e foi dividido em regiões devido a presença de barreiras de transmissibilidade. Devido à estas características é necessário avaliar um maior

número de configurações iniciais para que o potencial de produção do campo possa ser corretamente determinado e os resultados obtidos tenham a precisão necessária para serem utilizados na tomada de decisões pela gerência.

A análise dos resultados obtidos indicará que se houver uma grande disponibilidade de recursos, e a gerência optar pelo sistema de poços produtores que promoverá a maximização do Valor Presente Líquido (VPL) para o campo, a alternativa a ser escolhida é a perfuração de 5 poços nas melhores posições da segunda configuração inicial. No entanto, se os recursos estiverem limitados e a gerência tiver por meta o melhor retorno de investimento, i.e. maximização do indicador Coeficiente de Retorno (CR), ela deverá optar pela perfuração de 4 poços também nas melhores posições da segunda configuração inicial.

Por ser um campo com maior grau de heterogeneidade e que apresenta barreiras de transmissibilidade, as diferenças entre os resultados obtidos com diferentes configurações para um mesmo espaçamento, foram ainda mais expressivas do que para o caso anterior. Também pelos mesmos motivos, a importância da utilização do critério de não-remoção de poços adjacentes em uma mesma rodada e a geração de listagens com as classificações dos poços produtores a cada rodada para garantir a boa qualidade dos resultados é maior do que para o caso A. Com relação aos resultados obtidos na análise de sensibilidade, assim como o observado para o Caso A, a melhor seqüência de entrada para os poços produtores é a que obedece a ordem de classificação destes segundo a sua função-objetivo. Os poços localizados em pontos com maior potencial de produção devem ser os primeiros a serem abertos.

Otimização do Sistema de Injeção de Água

A estratégia a ser implantada para o desenvolvimento do campo utilizado no Caso B inclui um sistema de injeção de água composto por poços injetores verticais. Serão avaliados sistemas de poços injetores associados a dois sistemas de poços produtores com as seguintes características: o primeiro é composto por 7 poços nas melhores posições da primeira configuração inicial anteriormente analisada e o segundo é composto por 5 poços nas melhores posições da segunda configuração inicial de produtores.

Foram escolhidas 3 configurações iniciais de injetores, cada uma contendo 7 poços, para a otimização do sistema de injeção que estará associado ao primeiro sistema de poços produtores. Para a otimização do sistema de injeção associado ao segundo sistema de poços produtores foram definidas 2 configurações iniciais de injetores. As posições dos poços injetores nestas configurações foram determinadas com base na localizações dos poços injetores e nas características do campo, de modo a promover a manutenção de pressão no reservatório e deslocar o óleo para os poços produtores.

Para a otimização do esquema de injeção de água inicialmente é feita uma avaliação do potencial de cada poço, analisando o aumento gerado por cada um na função-objetivo do campo para determinar a seqüência de entrada para eles. Na etapa seguinte, os injetores vão sendo abertos progressivamente e a função-objetivo do campo é calculada a cada rodada. Se esta aumentar mais um poço será aberto, caso contrário o processo é encerrado. As figuras 5.52 e 5.53 apresentam os resultados obtidos neste processo de otimização.

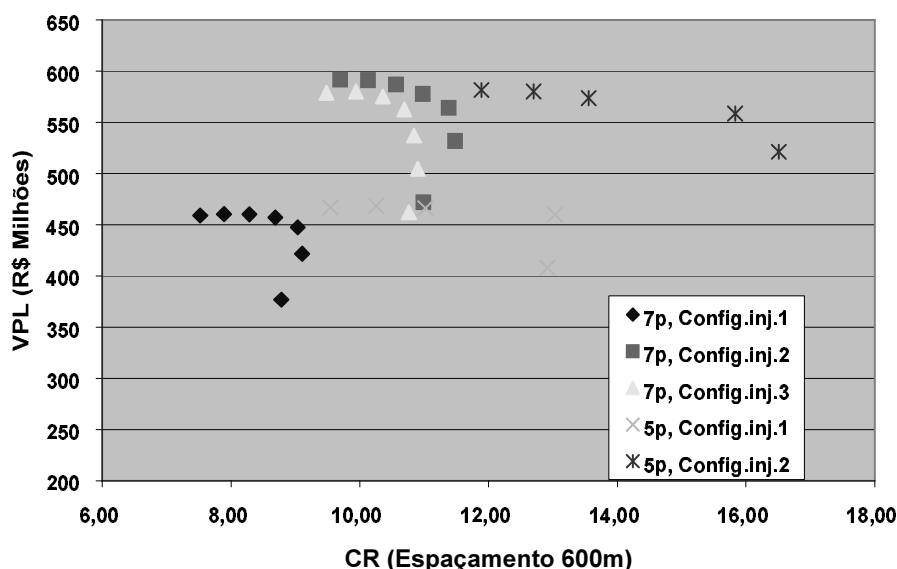


Figura 5.52: Aplicação 2 – VPL vs CR – inclusão de injeção de água.

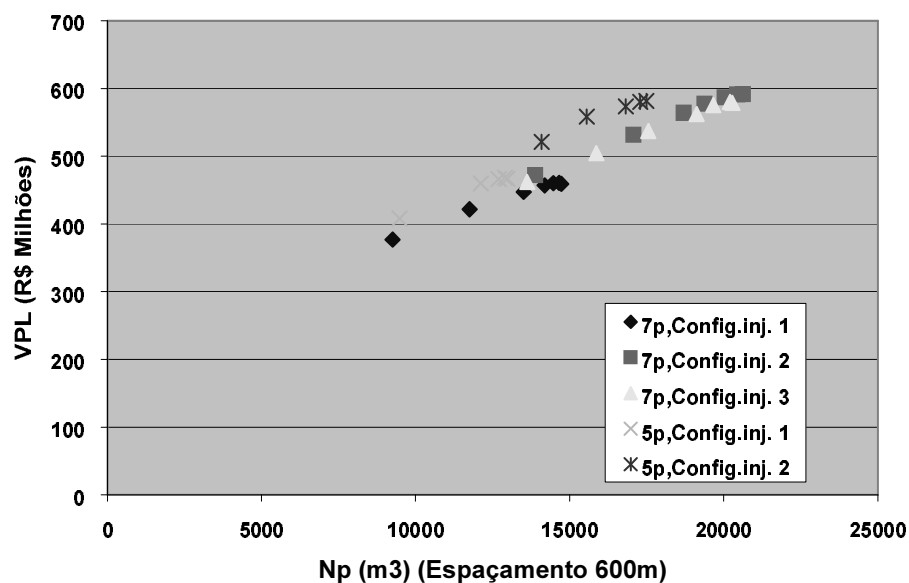


Figura 5.53: Aplicação 2 – VPL vs Np – inclusão de injeção de água.

Analisando estes gráficos observa-se que as diferenças entre os valores de VPL e CR para as diferentes configurações são bastante significativas o que torna este processo de otimização bastante importante. O procedimento elaborado para a otimização do sistema de injeção de água a ser implementado no campo é bastante adequado, considerando a sua simplicidade. Ele apresenta diversas alternativas que promovem a manutenção de pressão do reservatório e um aumento considerável no fator de recuperação: Os melhores resultados obtidos são apresentados nas Figuras 5.54 e 5.55.

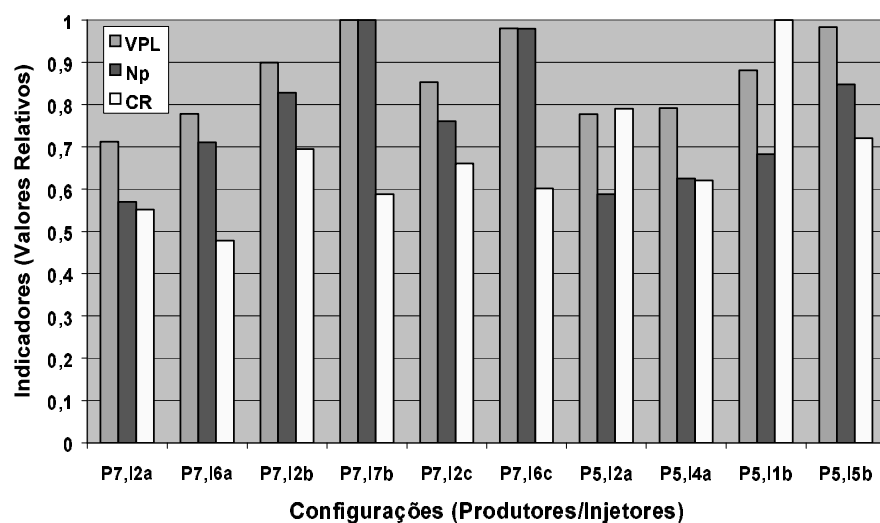


Figura 5.54: Aplicação 2 – melhores resultados – inclusão de injeção de água.

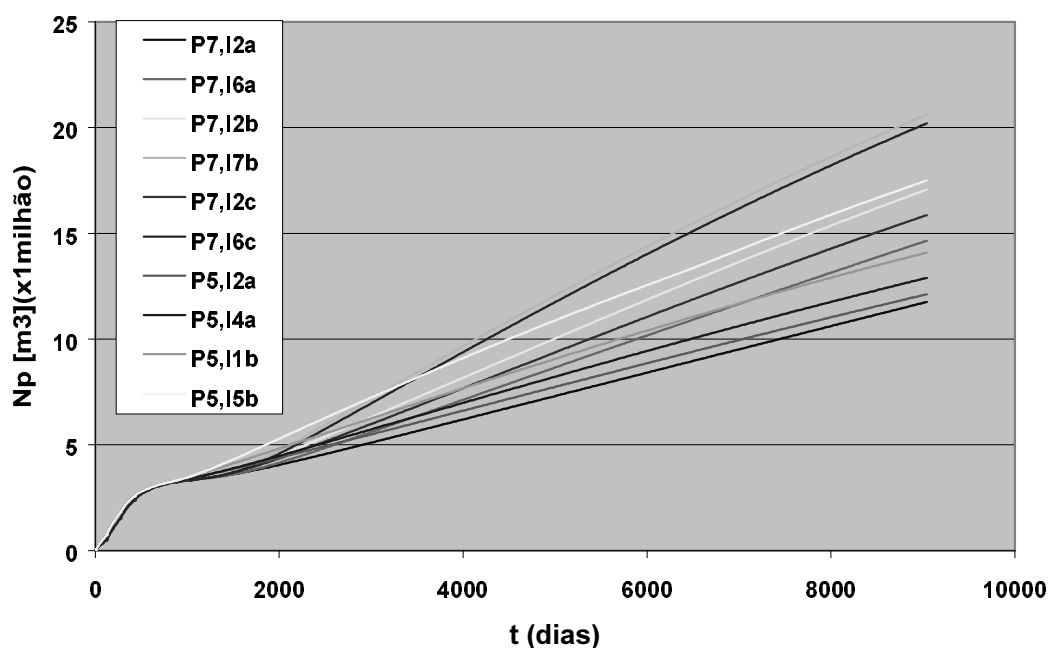


Figura 5.55: Aplicação 2 – melhores resultados – inclusão de injeção de água – Np vs t.

A análise destes resultados indicará que caso haja uma grande disponibilidade de recursos e a gerência visar a maximização do Valor Presente Líquido (VPL), para o campo, a alternativa a ser escolhida é a perfuração de 7 poços injetores nas melhores posições da primeira configuração inicial proposta para eles e estes postos estarão operando em conjunto com 7 poços produtores. No entanto, se os recursos estiverem limitados e a gerência tiver por meta o melhor retorno de

investimento, i.e. maximização do indicador Coeficiente de Retorno (CR), ela deverá optar pela perfuração de 1 poço injetor na melhor posição da 2 configuração inicialmente proposta para os injetores e este poço operará em conjunto com 5 poços produtores.

Como já foi dito anteriormente o modelo usado para o Caso B é mais sofisticado e para se obter resultados com boa qualidade e fazer uma avaliação correta do potencial do campo para que a gerência possa tomar melhores decisões, é necessário avaliar um número razoável de configurações iniciais para os poços injetores.

5.4 Resultados Obtidos: Caso C

Para este Caso C, o procedimento de otimização aplicado tem por objetivo definir o melhor investimento a ser feito para a reestruturação da estratégia de recuperação atual do campo.

Inicialmente, analisando os mapas de saturação residual de óleo, foram escolhidas 10 posições para a perfuração de um novo poço produtor e 10 posições para a perfuração de um novo poço injetor. Em seguida foram testadas 10 conjuntos de 2 injetores e 10 conjuntos compostos por um poço injetor e um poço produtor. As figuras 5.56 e 5.57 mostram os resultados obtidos.

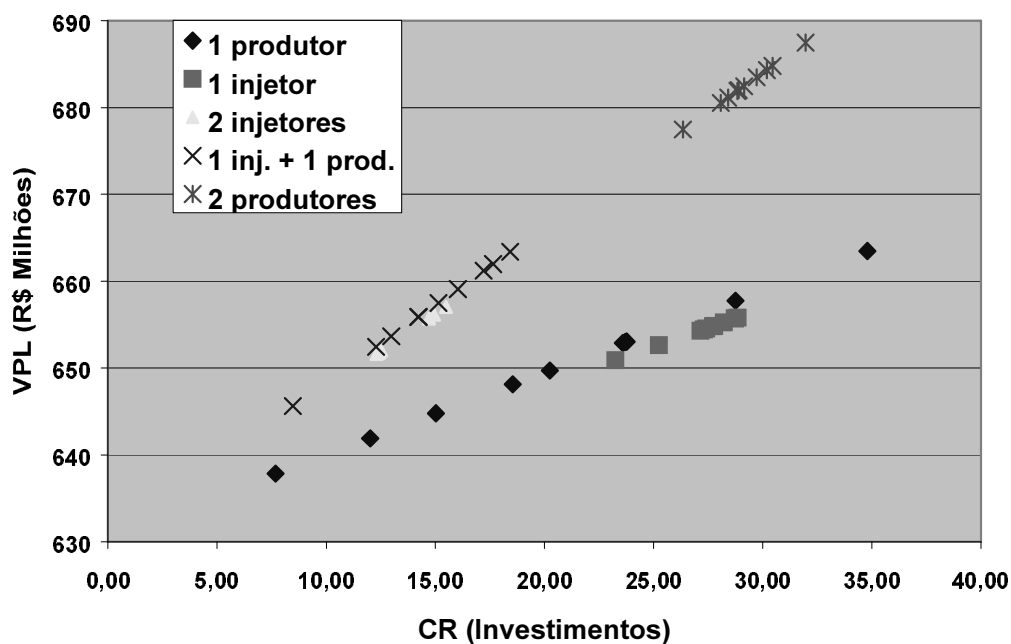


Figura 5.56: Aplicação 3 – VPL vs CR.

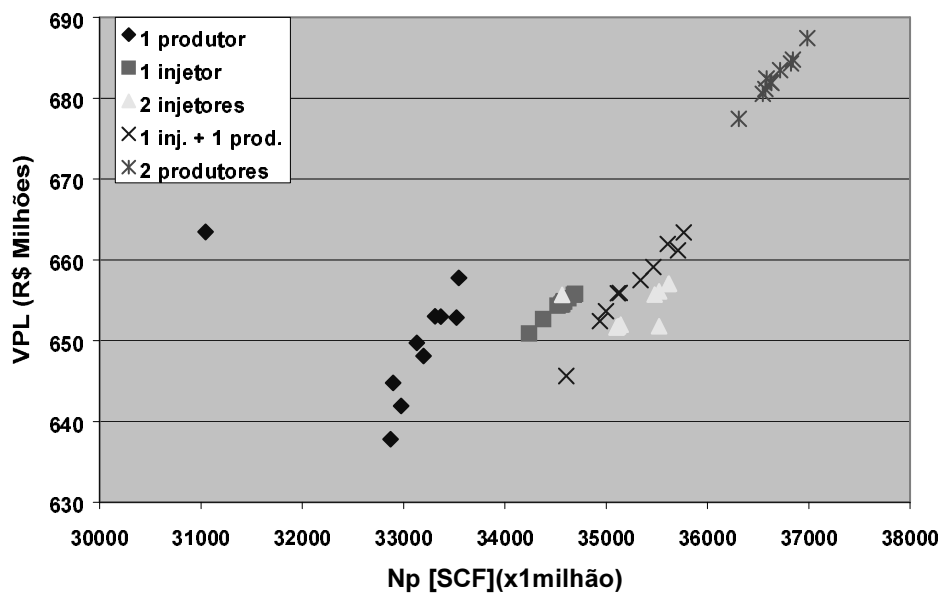


Figura 5.57: Aplicação 3 – VPL vs Np.

Analisando os dois gráficos anteriores, observamos que os resultados obtidos pelo acréscimo de um injetor estão bem próximos dos resultados obtidos com a perfuração de um poço produtor e que os resultados referentes ao acréscimo de dois injetores estão bem próximos dos resultados obtidos para o acréscimo de um conjunto composto por um produtor e um injetor.

Observou-se também que não há uma diferença muito significativa entre as dez alternativas para cada uma das opções de investimento.

Os melhores resultados são apresentados na Figura 5.58:

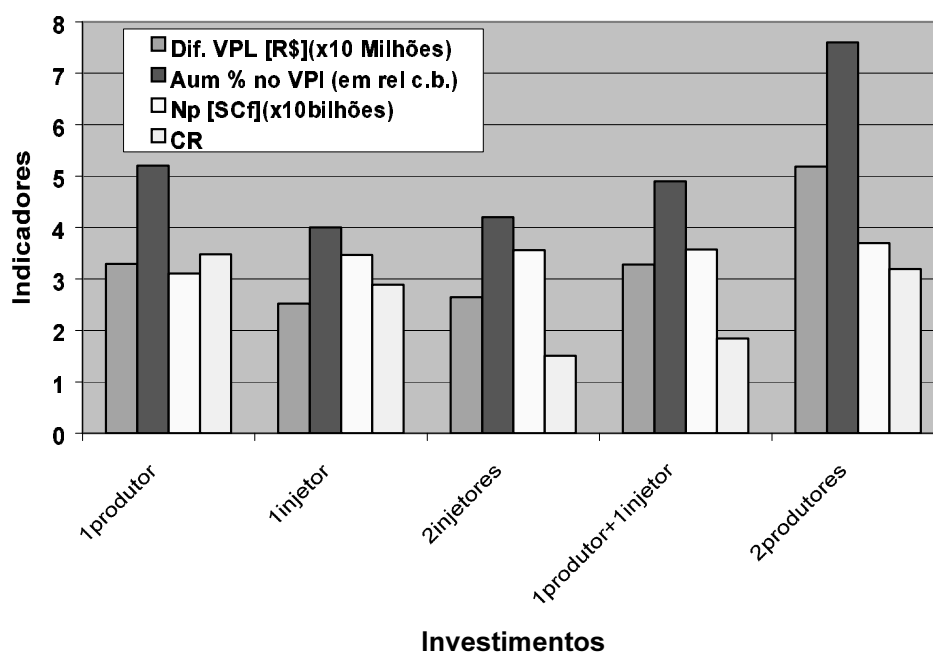


Figura 5.58: Aplicação 3 – melhores resultados.

Observou-se que o acréscimo na função-objetivo gerado pela abertura de um novo poço produtor ou um novo poço injetor foi maior que o gerado pelo acréscimo de dois injetores ou de um conjunto formado por 1 produtor e 1 injetor. Desta forma não foi testada a abertura de conjuntos com mais poços.

Na avaliação para a perfuração de um novo poço produtor verificou-se que o poço que gerou o maior aumento na função-objetivo (VPL) do campo não foi o mesmo poço que levou a um maior aumento na produção de óleo. Isto ocorreu em função das características do campo e das condições econômicas.

5.5 Comentários

Deve-se ressaltar que a estratégia a ser escolhida para a recuperação de um campo é fortemente influenciada pelo cenário econômico, o qual está constantemente se modificando em função dos acontecimentos. A localização do campo um outro fator determinante pois os custos de investimento e operação para reservatórios marítimos são bem maiores do que os associados à reservatórios em terra. Entre os parâmetros que influenciam nos processos de definição de estratégia para desenvolvimento e de planejamento de reestruturação de estratégias de produção devem ser mencionados: preço dos equipamentos para produção, preço de venda do óleo e gás, custo de perfuração dos poços, taxa de atratividade do mercado, número de poços máximo por tipo de plataforma, etc.

5.6 Relação Número de Simulações x Qualidade dos resultados

Para um processo de otimização, a qualidade dos resultados obtidos aumenta com o aumento do número de tentativas e iterações. No entanto, alguns pontos importantes devem ser observados em um estudo que tenha a simulação numérica como procedimento intrínseco:

Tempo: O método a ser utilizado será escolhido observando o tempo disponível para a apresentação dos resultados.

Recursos de informática (tecnológicos): O método a ser escolhido deve ser compatível com o tipo de rede e computadores. É necessário avaliar também a disponibilidade de horário e de licenças do simulador que será utilizado.

Precisão dos resultados: A qualidade dos resultados está fortemente associada ao número de simulações numéricas e conseqüentemente ao tempo total do projeto. É necessário um bom acompanhamento da relação custo-benefício para determinar o momento de encerrar o processo de otimização. Na maioria dos casos não é interessante dar continuidade a um processo de otimização que demande um grande esforço computacional se este promover um pequeno ganho no valor da função-objetivo. Deve ser ressaltado também que as incertezas nos dados de entrada também influenciarão o valor da função-objetivo. Deste modo, sempre que houver disponibilidade de tempo e recursos é interessante quantificá-las e analisá-las para que os

resultados obtidos possam apresentar maior acurácia, o que acarretará em melhores escolhas por parte da gerência.

Capítulo 6

Conclusões e Perspectivas

Este capítulo apresentará as conclusões decorrentes da realização deste trabalho e abordará pontos que devem ser estudados com maior profundidade em pesquisas futuras.

6.1 Conclusões

O estudo realizado para o problema proposto neste trabalho gerou as seguintes conclusões:

- A metodologia desenvolvida auxilia profissionais da área de engenharia de reservatórios nas tarefas de planejamento de estratégias a serem implantadas em campos em estágio inicial de desenvolvimento e de elaboração de planos para reestruturação de estratégias de campos em fase de produção. Ela permite avaliar com rapidez um grande número de possibilidades e compará-las graficamente.
- Esta metodologia não apresenta uma única solução para o problema, mas um conjunto de possibilidades. A decisão gerencial para escolha da alternativa mais adequada deve ser tomada considerando a disponibilidade de recursos para investimento da empresa na montagem da carteira de projetos.

- O grau de precisão para os resultados obtidos e o número de simulações associados ao processo de otimização são definidos analisando a importância do estudo, as incertezas na caracterização do modelo e os recursos disponíveis (tempo, capacidade computacional e pessoal).
- A aplicação da metodologia desenvolvida define parâmetros importantes que devem ser considerados na elaboração de projetos de desenvolvimento de campos e de planos de reestruturação de estratégias de campos em fase de produção: número de poços produtores a serem perfurados e suas respectivas localizações, inclusão de sistema de injeção de água, vazão máxima de fluidos para o dimensionamento de equipamentos, ganho marginal por poço, etc.
- A escolha de um espaçamento base adequado é muito importante para uma determinação correta das regiões do campo com maior potencial de produção. O espaçamento a ser utilizado no modelo de simulação é função de características do reservatório (tamanho, grau de heterogeneidade), do raio de drenagem dos poços, das dimensões dos blocos da malha utilizada no modelo para simulação e dos recursos tecnológicos e financeiros disponíveis. Ao se optar por espaçamentos muito reduzidos, será necessário realizar um número muito grande de simulações, aumentando o tempo total de processamento. No entanto, a utilização de espaçamentos muito grandes pode fazer com que zonas com bom potencial de produção não sejam determinadas, acarretando em uma avaliação inadequada para o campo e conseqüentemente em menos investimentos para o seu desenvolvimento. Este fator se torna ainda mais crítico para modelos mais sofisticados, que estejam mais próximos dos casos reais.
- Para campos mais homogêneos os resultados obtidos para diferentes espaçamentos são bastante próximos. Deste modo não há necessidade de avaliar um grande número de espaçamentos.

- O número de configurações iniciais a serem testadas para um mesmo espaçamento depende das características do reservatório (do grau de heterogeneidade, da existência de falhas, etc.). Para estudos envolvendo reservatórios mais homogêneos pode-se avaliar apenas parte das possíveis configurações.
- A determinação do número ótimo de poços que devem ser perfurados depende principalmente de parâmetros de reservatório e de parâmetros econômicos.
- Analisando os resultados obtidos com a aplicação dos procedimentos desenvolvidos, observa-se que existe um número ótimo de poços que maximiza o Valor Presente Líquido (VPL) e um outro que maximiza o Coeficiente de Retorno (CR). Verificou-se que para os modelos estudados, o número de poços que maximiza o VPL foi sempre maior que o número de poços que maximiza o CR.
- Para os modelos utilizados, a função-objetivo N_p apresenta valores próximos do ótimo para diferentes números de poços, indicando que o fator de recuperação máximo para o óleo pode ser obtido para diferentes configurações contendo diferentes números de poços.
- A localização de um mesmo reservatório no mar ou em terra acarretará na escolha de diferentes estratégias de recuperação devido aos investimentos a serem realizados. Para um campo marítimo, os custos envolvidos em seu desenvolvimento são bem maiores e conseqüentemente serão utilizados menos poços com vazões mais elevadas.
- Devidos as mudanças freqüentes no cenário econômico, um mesmo reservatório avaliado em épocas diferentes poderá ser desenvolvido por meio de diferentes estratégias.

- O intervalo de entrada dos poços produtores e injetores é um parâmetro importante na escolha da estratégia de recuperação para um campo. Este intervalo depende do tempo de perfuração/completação e do número de sondas disponíveis.
- À medida que novas informações são obtidas, é recomendável reavaliar a estratégia de recuperação para o campo a fim de melhorar o seu desempenho econômico.
- Para os modelos analisados, os refinamentos não proporcionaram mudanças significativas nos valores para os indicadores analisados: Np, CR e VPL. No entanto, para casos mais complexos a utilização de refinamentos pode ser muito importante.

6.2 Trabalhos Futuros

Muitos pontos podem ser acrescentados e aperfeiçoados de modo a melhorar a qualidade das soluções apresentadas pela metodologia desenvolvida neste trabalho e reduzir o tempo total do processo.

A seguir serão indicadas algumas alternativas que poderão ser estudadas em trabalhos futuros.

- Campos em estágio inicial de desenvolvimento

Os procedimentos desenvolvidos para aplicação no planejamento de estratégias para o desenvolvimento de campos podem ser aperfeiçoados ao incluir a possibilidade de perfuração para poços direcionais e horizontais. Também será interessante acrescentar o uso de métodos de elevação artificial para os poços. Estas medidas possibilitarão que a metodologia se torne mais abrangente, podendo ser aplicada para modelos bem sofisticados (com alto grau de heterogeneidade, barreiras de transmissibilidade), permitindo uma boa representação dos casos reais de reservatório com diferentes mecanismos naturais de produção.

- Campos em fase de produção

O procedimento para a definição das modificações a serem realizadas na estratégia atual de um campo em fase de produção se tornará mais abrangente ao se aperfeiçoar o algoritmo para a definição do sistema de injeção de água e incluir a possibilidade de implantação de sistemas de injeção de gás, de recuperação suplementar (métodos térmicos, químicos, etc.) ou redução de espaçamento (*infill drilling*) para melhorar o desempenho econômico e técnico deste campo. Neste estágio a grande maioria dos parâmetros já são conhecidos e as facilidades de produção já foram projetadas, definidas e instaladas. Deve-se avaliar também a possibilidade de recompletação e recanhoneio dos poços existentes ou da conversão de poços produtores em injetores.

- A inclusão de um número maior de etapas de refinamento no procedimento de otimização permitirão uma melhor avaliação do impacto de variáveis importantes associadas ao problema de definição de estratégias de recuperação
- A qualidade dos resultados obtidos com a metodologia pode ser melhorada com uma análise do impacto de incertezas associadas ao reservatório geológico (ex: permeabilidade) e aos parâmetros econômicos (taxa de atratividade, custo de perfuração, custo e preço de venda do óleo)
- Para tornar o processo mais rápido e eficiente, é muito importante automatizá-lo através da construção de programas de computador que realizem a montagem das configurações dos poços para um modelo, uma vez que tenha sido definido o espaçamento-base e de programas que calculem a função-objetivo para cada modelo e demais indicadores, econômicos ou técnicos (de volume produzido)

Referências Bibliográficas

- ANDRADE FILHO, A. C. B., *Optimal Scheduling of Development in a Oil Field*. Stanford: Petroleum Engineering Department, Stanford University, 1994, 99 p. Dissertação de mestrado
- ANDRADE FILHO, A. C. B., *Optimizing Hydrocarbon Field Development Using a Genetic Algorithm Based Approach*. Stanford: Petroleum Engineering Department, Stanford University, 1997, 154 p., tese de doutorado.
- ANDRADE FILHO, A. C. B., HORNE, R. N., Reservoir Development and Design Optimization, *SPE 38895*, outubro de 1997.
- ARNONDIN, M., Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Analyst and Optimization, *SPE 27566*, outubro de 1995.
- AZIZ, K. and SETTARI, A., Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers Ltd., London, 1979.
- BECKNER, B. L., and SONG, X., Field Development Planning Using Simulated Annealing – Optimal Economic Well Scheduling and Placement, *SPE 30650*, 1995.
- BOBAR, A. R., Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing, *SPE 15338*, Janeiro 1985.

CLARK, S. K., TOMLINSON, C. W., and ROYDS, J. S., Well Spacing – Its Effects on Recoveries and Profits, *AAPG*, fevereiro de 1994.

COMPUTER MODELLING GROUP, *IMEX User's Manual*, Calgary, Alberta, Canadá, 1999.

CRUZ, P. S., HORNE R. N., DEUTSCH C., V., The Quality Map; A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making, *SPE 56578*, outubro de 1999.

DAMSLETH et alli, Maximum Information at Minimum Costs. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, pág. 1349-1356.

DAVIS, e. F. and SHEPLER, J. C., Reservoir Pressure Data Used to Justify Infill Drilling in a Low Permeability Reservoir, *SPE 2260*, março de 1969.

DING, Z., STARZMAN, R. A., A Software to Oil Field Facility Investments Minimization, *SPE 28252*, agosto de 1994.

GANESH, T., SATTER, A., *Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach*, Tulsa, PennWell, 1994.

GRANT, E., L., IRESON W. G., and LEAVENWORTH R. S., Principles of Engineering Economy, 7ª edição, New York, EUA, 1982.

LEITÃO H. C., *Ajuste de Histórico Automatizado Através da Otimização Multivariada e Paralelização Externa*. Campinas; Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1997. 146p.,dissertação de mestrado

MANNARINO, R., *Introdução à Engenharia Econômica*, Editora Campus, Rio de Janeiro, Brasil, 1991.

NYSTAD, A. N., Reservoir Economic Optimization, *SPE 13775*, fevereiro de 1985.

PEDROSO JR., C., *Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, tese de mestrado, Unicamp, 1999.

SCHIOZER, D. J., *Unipar Guia do Usuário*, Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 1998, 70p.

SCHIOZER, D. J., *Computação Paralela Aplicada a Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 1997, 84p. Dissertação de Livre Docência.

SEIFERT, D., LEWIS, J. J. M., HERN, C. Y., Well Placement Optimization and Risking Using 3-D Stochastic Reservoir Modeling Techniques, *SPE 20608*, abril de 1996.

STEAGALL D. E., Schiozer, D. J., Uncertainty Analysis in Reservoir Forecasts During Appraisal and Pilot Production Phases – Trabalho a ser apresentado no Congresso de Simulação Numérica – fevereiro de 2001

Apêndice A

Custos de Equipamentos, Serviços e Plataformas

Este apêndice tem por objetivo apresentar algumas informações utilizadas na escolha de alguns parâmetros econômicos importantes para estudos de viabilidade técnica e econômica.

Capacidade máxima por tipo de plataforma

Tabela A.1 - Número de Poços por Plataforma

Tipo de Plataforma	Número Máximo de Poços
Caisson	7
Jaqueta	40
SS	25
FPSO	15
TLP	24

Custos de abandono de poços em plataformas:

Estes valores são aplicados no tempo de abandono do projeto. Estes custos devem ser convertidos para o valor presente para serem utilizados em análise econômica

Tabela A.2 - Custo de Abandono de poços

Tipo de Plataforma	Custo de Abandono (milhões de dólares)	Lâmina de Água
Caisson	0,5	Até 60 m
Jaqueta	1,0	Até 150 m
SS	2,0	Até 1500 m
FPSO	2,0	Até 1500 m
TLP	2,0	Superior a 1500 m
Poço Terrestre	US\$ 80.000,00	-

Sistemas de Produção:

Tabela A.3 - Custos de Sistemas de Produção

FSO C/ TURRET			
CAPACIDADE (BPD)	30000	70000	100000
CUSTO INSTALADO (Milhões US\$)	58	70	83
FPSO C/ TURRET (sem facilidades de produção)			
CAPACIDADE (BPD)	30000	100000	150000
CUSTO INSTALADO (Milhões US\$)	73	111	160
SEMISUBMERSÍVEL (sem facilidades de produção)			
CAPACIDADE (BPD)	30000	60000	100000
CUSTO INSTALADO (Milhões US\$)	59	92	157
TLP (sem facilidades de produção)			
CAPACIDADE (BPD)	50000	100000	150000
CUSTO INSTALADO (Milhões US\$)	110	188	247
JAQUETA (sem facilidades de produção)			
LDA (m)	70	100	150
CUSTO INSTALADO (Milhões US\$)	15	25	66
CAISSON (sem facilidades de produção)			
LDA (m)	10	30	60
CUSTO INSTALADO (Milhões US\$)	1,5	2,0	3,5

Equipamentos, serviços, diversos e aluguel de plataforma:

Tabela A.4 – Custo de Equipamentos, Serviços e Diversos

	Qg (Mm ³ /dia)		
	Qo (bpd)		
	30000	80000	100000
Equipamentos (M US\$)	500	2000	3000
Transferência e Separação Gás/Óleo	1.540,00	2.700,00	3.280,00
Compressão de Gás e Recup. de Vapor	19.610,00	37.495,00	46.415,00
Drenagem e Separação de Água Oleosa	300,00	510,00	640,00
Desidratação do Gás	2.000,00	3.000,00	3.000,00
Dessulfurização	1.000,00	2.000,00	2.000,00
Tratamento e Injeção de Água	1.000,00	2.710,00	2.710,00
Água de Resfriamento	1360,00	1.360,00	1.360,00
Captação de Água do Mar	500,00	800,00	1.000,00
Água de Aquecimento e Forno	555,00	980,00	530,00
Ar Comprimido	1.140,00	1.140,00	1.140,00
Gás Combustível	100,00	180,00	180,00
Geração de Hipoclorito	500,00	500,00	500,00
Produtos Químicos para Gás e Óleo	350,00	600,00	680,00
Tocha e Vent	500,00	700,00	700,00
Salvagem	1.100,00	1.100,00	1.100,00
Proteção contra incêndio	1.700,00	1.700,00	1.700,00
Geração Elétrica	7.800,00	11.200,00	13.600,00

Diversos	Percentual do Equipamento
Distribuição Elétrica e Iluminação	10%
Instrumentação	15%
Comunicação	2%
Tubulação	6%
Vent. e Ar Condicionado (VAC)	2%
Outros	10%
Estruturas	0%

Serviços	Percentual do Equipamento
Construção e Montagem	20%
Assistência Técnica	1%

Aluguel de Plataformas	50.000 bpd	100.000 bpd
US\$/dia	100.000,00	160.000,00