

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

**Otimização de Locações de Poços Usando
Simulação Numérica de Reservatórios**

**Autor: Carlos Pedroso Júnior
Orientador: Denis José Schiozer**

59/1999

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

**Otimização de Locações de Poços Usando
Simulação Numérica de Reservatórios**

Autor: **Carlos Pedroso Júnior**

Orientador: **Denis José Schiozer**

Curso: 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 Engenharia de Petróleo.

Campinas, 15 de dezembro de 1999

S.P. - Brasil

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Otimização de Locações de Poços Usando
Simulação Numérica de Reservatórios**

Autor: **Carlos Pedroso Júnior**

Orientador: **Denis José Schiozer**

**Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Universidade Estadual de Campinas**

**Dr. Cesar Luiz Palagi
Petrobras**

**Prof. Dr. Sergio Nascimento Bordalo
Universidade Estadual de Campinas**

Campinas, 15 de dezembro de 1999

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha querida família: Míriam, Carla e Caio.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser realizado sem a ajuda de diversas pessoas e instituições às quais expresso meus agradecimentos:

À Petrobras pela oportunidade de treinamento e suporte financeiro.

Ao Professor Dr. Dênis José Schiozer pelas sugestões e orientação concedida.

À minha esposa Míriam Almeida Ciriani Pedroso, pelo amor, incentivo e apoio principalmente nos momentos mais difíceis.

Aos meus pais que me ensinaram a pensar pelo princípio científico.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo que ajudaram de forma direta ou indireta na conclusão deste trabalho.

Aos colegas do Departamento de Engenharia do Petróleo pela colaboração e amizade nos transcorrer do curso.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia do Petróleo e do Centro de Estudos de Petróleo pelo apoio e colaboração.

Resumo

PEDROSO, Carlos Júnior. *Otimização de Locações de Poços Usando Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 125 p. Dissertação (Mestrado)

A principal tarefa da engenharia de reservatórios é desenvolver e gerenciar os campos produtores de maneira a possibilitar que os mesmos produzam uma quantidade de hidrocarbonetos que otimize um determinado objetivo. Um dos principais parâmetros a definir, já na fase de perfuração, é a localização de poços. Devido ao grande número de possibilidades, várias são as alternativas a serem testadas. Esse procedimento de otimização envolve a maximização de uma função-objetivo como por exemplo valor presente líquido, taxa interna de retorno, índice de retorno de investimento ou uma combinação delas. Essa função-objetivo, que pode auxiliar a decisão gerencial, representa matematicamente o objetivo global do projeto, a qual deve ser maximizada através da variação dos parâmetros de entrada do modelo numérico de simulação numérica. O objetivo principal deste estudo é, partindo de um modelo geológico do reservatório, desenvolver uma metodologia para se obter o número ideal de poços que devem ser perfurados, e suas respectivas localizações, no desenvolvimento de campos produtores de hidrocarbonetos no estágio inicial de exploração. Alguns exemplos são utilizados para validação da metodologia e investigação do desempenho do método. Os programas PVM (*Parallel Virtual Machine*) e UNIPAR são usados para paralelizar a execução das simulações acelerando o processo.

Palavras Chave: Simulação de Reservatórios, Espaçamento entre Poços, Paralelização Externa, PVM (*Parallel Virtual Machine*).

Abstract

PEDROSO, Carlos Júnior. *Otimização de Locações de Poços no Usando Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 125 p. Dissertação (Mestrado)

The main task of reservoir engineering is to develop and manage petroleum fields in order to make possible that they produce an amount of hydrocarbons that optimizes an objective. One of the main parameters to be defined in the drilling phase is the well locations. There are many possibilities, therefore many models must be tested. This procedure involves the maximization of an objective function, as net present value-NPV, discount rate, investment return coefficient, or a combination of these functions. The simulation model is the main tool to take management decisions where an objective function represents mathematically a global objective of a project. Considering a geological model of the reservoir, the main objective of this study is to develop a methodology to obtain ideal number of wells that must be drilled, and their respective locations, in the hydrocarbon field development in initial phase of exploitation. Some hypothetical problems are used for the methodology validation and performance investigation of the method. The software PVM (Parallel Virtual Machine) and UNIPAR are used to execute the simulations in parallel, accelerating the process.

Key words:

Reservoir Simulation, Well Spacing, External Parallelization, PVM (Parallel Virtual Machine).

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE TABELAS.....	XIII
NOMENCLATURA	XIV
CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUÇÃO	1
1.1) MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO	2
1.2) PROGRAMA UNIPAR	4
1.3) REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
1.4) ANÁLISE PRELIMINAR DO PROBLEMA	11
CAPÍTULO 2.....	15
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	15
2.1) SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS: CONCEITOS BÁSICOS.....	15
2.1.1) <i>Etapas da Simulação Numérica de Reservatórios</i>	18
2.1.2) <i>Quais os Tipos de Perguntas que a Simulação Numérica Pode Responder?</i>	19
2.2) PARALELIZAÇÃO EXTERNA	20
2.2.1) <i>Conceitos Básicos sobre PVM</i>	22
2.2.2) <i>Método de Análise da Paralelização</i>	22
2.2.3) <i>Análise da Paralelização</i>	23
2.3) ENGENHARIA ECONÔMICA: BREVE REVISÃO	26
2.3.1) <i>O Problema da Engenharia Econômica</i>	26
2.3.2) <i>Comparação entre Alternativas de Investimentos</i>	27
2.3.3) <i>Índices de Decisão Econômica</i>	28
CAPÍTULO 3.....	31

METODOLOGIA.....	31
3.1) PREMISSAS	32
3.2) O MÉTODO	34
3.2.1) <i>Definição das Funções-Objetivo</i>	34
3.2.2) <i>Preprocessador</i>	35
3.2.3) <i>Simulação Paralela e Posprocessamento</i>	37
3.2.4) <i>Redução do Número de Simulações Numéricas</i>	39
3.2.5) <i>Algoritmos do Método</i>	45
3.2.6) <i>Análise de Sensibilidade</i>	48
3.2.7) <i>Aplicabilidade</i>	48
CAPÍTULO 4.....	51
APLICAÇÕES.....	51
4.1) ESCOLHA DA FUNÇÃO-OBJETIVO E HIERARQUIA NA RETIRADA DOS PIORES POÇOS	51
4.2) MEDIÇÃO DA PARALELIZAÇÃO.....	52
4.3) DESCRIÇÃO DE CASOS	52
4.4) DADOS COMUNS AOS MODELOS.....	52
4.5) MODELO-1 - RESERVATÓRIO MARÍTIMO	53
4.5.1) <i>Resultados Obtidos – Modelo 1</i>	55
4.6) MODELO 2 – RESERVATÓRIO MARÍTIMO.....	59
4.6.1) <i>Resultados Obtidos - Modelo 2</i>	61
4.7) MODELO 3 – RESERVATÓRIO MARÍTIMO – COM DIFERENTE ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO	67
4.7.1) <i>Resultados Obtidos - Modelo 3</i>	68
4.7.2) <i>Análise do Impacto das Incertezas do Modelo 3</i>	76
4.8) MODELO 4 – RESERVATÓRIO TERRESTRE.....	78
4.8.1) <i>Resultados Obtidos – Modelo 4 - Reservatório Terrestre</i>	78
4.9) MODELO 5 – CLASSIFICAÇÃO DOS POÇOS PELO VPL – RESERVATÓRIO MARÍTIMO	85
4.10) RELAÇÃO NÚMERO DE SIMULAÇÕES X RESULTADOS OBTIDOS.....	88
4.11) EFICIÊNCIA DO MÉTODO.....	91
4.12) TRABALHOS FUTUROS	92
CAPÍTULO 5.....	95
CONCLUSÕES.....	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
APÊNDICE A	101

CONCEITOS BÁSICOS SOBRE O PVM	101
APÊNDICE B.....	107
CUSTOS DE EQUIPAMENTOS, SERVIÇOS, E PLATAFORMAS	107
APÊNDICE C	110
ARQUIVO DE ENTRADA DO PREPROCESSADOR.....	110
APÊNDICE D	115
ARQUIVO DE ENTRADA DO POSPROCESSADOR.....	115
APÊNDICE E.....	122
ANÁLISE DA PARALELIZAÇÃO PARA DIFERENTES ARQUITETURAS	122

Lista de Figuras

2-1 – Divisão do Reservatório em Blocos.	16
2-2 - Redução do Tempo Global de Processamento Usando a Paralelização Externa.	25
2-3 - Comportamento do <i>Speedup</i> para a Rede Utilizada.	25
3-1 – Quadro de possibilidades de localização de poços para espaçamento de 400 m.	36
3-2 - Movimentação de Poços para Espaçamento de 200 m.	42
3-3 - Movimentação de Poços para Espaçamento de 500 m.	42
3-4 - Fluxograma do Preprocessamento	46
3-5 - Fluxograma da Simulação Paralela e Posprocessamento.....	47
4-1- Malha de Simulação do Modelo 1	54
4-2 - Proporção Areia/Areia+folhelho do Modelo-1.	55
4-3 - Resultados Obtidos – Modelo 1 – VPL ; Espaçamentos Bases x Número de Poços.....	56
4-4 - Resultados Obtidos – Modelo 1 – Coeficiente de Retorno x Espaçamentos Bases.....	56
4-5 - Resultados Obtidos – Modelo 1 – Ganho Marginal x Número de Poços	57
4-6 - Modelo 1 – Melhores Resultados para 1 e 2 Poços	59
4-7 - Modelo 1 – Melhores Resultados para 3 e 4 Poços	59
4-8 - Malha de Simulação do Modelo 2	60
4-9 - Proporção Areia/Areia+folhelho das Camadas do Modelo 2.	61
4-10 - Modelo 2 - VPL, VPL', Espaçamento x Número de Poços.....	61
4-11 - Modelo 2 - CR, Espaçamento x Número de Poços.....	62
4-12 - Modelo 2 - VPL, Investimento, Espaçamento x CR x Espaçamento.....	62
4-13 - Modelo 2 - VPL, Investimento, Espaçamento x TIR.....	63
4-14 - Modelo 2 - VPL, Número de Poços x CR.....	63
4-15 - Modelo 2 - VPL, Número de Poços x TIR.....	64
4-16 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 4 Poços.....	66
4-17 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 5 Poços.....	66
4-18 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 6 Poços.....	67
4-19 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 7 Poços.....	67
4-20 - Modelo 3 - VPL x Número de Poços x Espaçamento x VPL'	68
4-21 - Modelo 3 - CR x Número de Poços	69
4-22 - Modelo 3 - Ganho Marginal x Número de Poços	69
4-23 - Modelo 3 - VPL, Espaçamento x CR.....	70
4-24 - Modelo 3 - VPL, Num. Poços x CR.....	70
4-25 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 7 Poços.....	73
4-26 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 8 Poços.....	73

4-27 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 9 Poços	74
4-28 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 10 Poços	74
4-29 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 11 Poços	74
4-30 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 12 Poços	75
4-31 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 13 Poços	75
4-32 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 14 Poços	76
4-33 - Modelo 3 - Análise do Impacto das Incertezas no VPL.....	78
4-34 - Modelo 4 - VPL x Número de Poços x Espaçamento x VPL'	79
4-35 - Modelo 4 - CR x Número de Poços	79
4-36 - Modelo 4 - VPL x CR x Espaçamento x Investimento	80
4-37 - Modelo 4 - VPL x TIR x Espaçamento x Investimento	80
4-38 - Modelo 4 - VPL x CR x Número de Poços.....	81
4-39 - Modelo 4 - VPL x TIR x Número de Poços.....	81
4-40 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 8 Poços	83
4-41 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 9 Poços	83
4-42 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 10 Poços	84
4-43 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 11 Poços	84
4-44 - Redução do Número de Simulações (ordem crescente VPL) Tipo A.....	89
4-45 - Redução do Número de Simulações (ordem crescente VPL) Tipo B	90
4-46 - Identificação do Menor Número de Poços que Apresenta Valor do VPL Próximo ao máximo	91

Lista de Tabelas

2-1 - TEMPO RELATIVO DE EXECUÇÃO DAS SIMULAÇÕES.....	23
2-2 - ORDEM IDEAL DE EXECUÇÃO DOS PROCESSOS NA REDE UTILIZADA.	24
3-1 - REDUÇÃO DO NÚMERO DE SIMULAÇÕES - TIPO - A	42
3-2 - REDUÇÃO DO NÚMERO DE SIMULAÇÕES - TIPO - B	42
4-1 - PARÂMETROS COMUNS A TODOS OS MODELOS	53
4-2 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO MODELO 1.....	54
4-3 - MELHORES RESULTADOS DO MODELO 1	58
4-4 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO MODELO 2.....	60
4-5 - POSSIBILIDADES DE DESENVOLVIMENTO DO MODELO 2.....	65
4-6 - POSSIBILIDADES DE DESENVOLVIMENTO DO MODELO 3	71
4-7 - POSSIBILIDADES DE DESENVOLVIMENTO DO MODELO 4	82
4-8 - CLASSIFICAÇÃO DOS POÇOS DE ACORDO COM A FUNÇÃO-OBJETIVO – 300 M	85
4-9 - CLASSIFICAÇÃO DOS POÇOS DE ACORDO COM A FUNÇÃO-OBJETIVO – 400 M	86
4-10 - CLASSIFICAÇÃO DOS POÇOS DE ACORDO COM A FUNÇÃO-OBJETIVO – 500 M.....	87
4-11 - EFICIÊNCIA DO MÉTODO PARA O MODELO 4	92

Nomenclatura

Letras Latinas

B_p	fator volume de formação da fase p	m^3 / m^3
c	componente c	
D	cota estrutural	m
G_p	Produção Acumulada de Gás	
p	fase (geralmente óleo, gás e água)	
q_p	vazão de uma determinada fase	m^3 / dia
N_p	Produção Acumulada de óleo	
$R_{c,p}$	razão de solubilidade do componente c na fase p	m^3 / m^3
K	permeabilidade absoluta	mD
K_r	permeabilidade relativa	
S	saturação	
v_p	velocidade da fase p	m/s
y	fração molar	

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	

Superescritos

w relativo ao poço

Subscritos

p relativo à fase p

Siglas

ASAHP	Análise de Sensibilidade para o ajuste do Histórico de Produção
BSW	Basic Sediments and Water
CEPETRO	Centro de Estudo de Petróleo (UNICAMP)
CMG	Computer Modelling Group
CR	Coeficiente de Retorno (lucro líquido / investimentos atualizados)
FAPESP	Fundo de Apoio a Pesquisa do Estado de São Paulo
GERES	Módulo de Gerenciamento de Reservatórios
IMEX	Modelo Comercial Black Oil da CMG
LINUX	Sistema operacional UNIX aplicado em micro computadores
MAI	Módulo de Análise de Incertezas
MAP	Módulo de Alocação de Poços
ME	Sistema Mestre/Escravo
MOT	Módulo de Otimização
MPS	Módulo de Paralelização de Simuladores
ORNL	Oak Ridge National Laboratory

PVM	Parallel Virtual Machine
PVT	Análise de comportamento de fases variando a pressão, volume e temperatura
SPMD	Sistema Single Program Multiple Data
TIR	Taxa Interna de Retorno
UNIX	Sistema operacional popular para micros, estações de trabalho e computadores de grande porte
UNIPAR	Aplicativo sobre Simulação de Reservatórios desenvolvido em conjunto pela Petrobras e Unicamp
VPL	Valor Presente Líquido
VPL'	Derivada do Valor Presente Líquido em relação ao número de poços

Capítulo 1

Introdução

No exercício cotidiano da Engenharia de Petróleo nem sempre as decisões obedecem a um critério de otimização. Por vezes não há tempo hábil para a análise de todas as possibilidades; outras vezes são escolhidos critérios que satisfazem alguma restrição operacional e em outras ocasiões a solução surge através da comparação com outros campos semelhantes ou próximos. O fato de não se procurar a melhor solução para o problema, ou pelo menos uma solução próxima do ótimo, pode fazer com que fatos importantes de projetos passem despercebidos ao grupo multidisciplinar de profissionais encarregados de resolver o problema. Esta negligência pode resultar em grandes perdas econômicas e técnicas.

A principal tarefa da Engenharia de Reservatórios é desenvolver e gerenciar os campos produtores de maneira a possibilitar que os mesmos produzam a melhor quantidade possível de hidrocarbonetos considerando os limites físicos e econômicos. A solução desse problema, que engloba vários parâmetros do reservatório e do sistema de produção do campo, é bastante complexa devido ao grande número de variáveis envolvidas no processo: número de poços, espaçamento entre os poços (localização), sistema de injeção de fluidos para recuperação suplementar, número de sondas, etc.

O crescente desenvolvimento da área de informática acentuada nos últimos anos, transformou a simulação numérica de reservatórios em uma importante ferramenta tanto no

gerenciamento quanto na previsão de comportamento de jazidas petrolíferas. Estudos que anteriormente eram realizados através de métodos simplificados como curvas de declínio, método de Turner e método de Muskat, agora são substituídos por modelagens numéricas resultando em maior confiabilidade dos resultados.

A previsão do comportamento dos reservatórios pode ser realizada através de simulação numérica tomando como base um modelo físico-geológico preconcebido. Este modelo é constituído usando vários parâmetros gerados pela caracterização do reservatório. O *modelo de simulação* se constitui na principal ferramenta de processos decisórios onde uma função-objetivo que representa matematicamente o objetivo global do projeto, deve ser maximizada através da variação dos parâmetros de entrada do modelo.

Os riscos dos investimentos no Setor *Upstream* do Petróleo ocorrem em duas principais instâncias: exploração e exploração. Na primeira fase são aplicados métodos geológicos (geologia de superfície e de subsuperfície, aerofotogrametria) e geofísicos (gravimetria, magnetometria e sísmica) para avaliar se a região apresenta ou não potencial petrolífero. Caso os resultados sejam positivos, pode-se decidir pela perfuração de poços pioneiros e/ou estratigráficos para confirmar a presença de hidrocarbonetos. Na fase inicial de exploração já foram realizadas as perfurações dos poços pioneiros e de delimitação e portanto já foi confirmada ou não a presença de hidrocarbonetos. Após os testes de avaliação dos reservatórios, decide-se se os poços possuem vazões econômicas que justifiquem a continuidade dos investimentos na jazida. É justamente nessa fase que se enquadra nosso estudo: uma metodologia para auxiliar os profissionais da gerência de reservatórios a tomar decisões corretas que poderiam maximizar os lucros e minimizar os riscos dos grandes desembolsos financeiros.

1.1) Motivação para o Trabalho

Com a acirrada concorrência que se instala em nosso país após a abertura do setor petróleo, torna-se cada vez mais premente para as empresas apresentar resultados de estudos técnicos econômicos no menor prazo e maior qualidade possível.

No projeto de desenvolvimento de um campo é necessário levar em consideração várias hipóteses para encontrar a melhor decisão. A determinação do número ideal de poços que devem ser perfurados e suas respectivas localizações é um processo exaustivo, trabalhoso e difícil de ser obtido devido à complexidade e singularidade dos reservatórios. Isso pode demandar um grande esforço computacional assim como um grande tempo de um grupo multidisciplinar de profissionais.

Geralmente, nas empresas da indústria do petróleo, não há pessoal nem tempo disponível para a execução de tarefas de desenvolvimento de campos que requerem a consideração de um elevado número de variáveis. Portanto, a motivação para este trabalho surgiu da necessidade de criar ferramentas que agilizem as etapas que envolvam a análise do desenvolvimento de campos, e que possam melhorar a eficiência reduzindo o tempo global despendido em estudos de reservatório. Com esse objetivo, é apresentada uma metodologia para facilitar a decisão gerencial na escolha do número e na localização de poços que devem ser perfurados para drenar o reservatório maximizando funções-objetivo previamente escolhidas. Além de avaliar um número grande de possibilidades de desenvolvimento de campos, a metodologia avalia opções que muito dificilmente seriam testadas caso as tentativas fossem realizadas manualmente.

Ao contrário de pesquisas anteriores sobre esse tema, este trabalho propõe uma série de alternativas para o desenvolvimento de um campo produtor de hidrocarbonetos mostrando vários indicadores para cada possibilidade (investimento a ser realizado, valor presente líquido-VPL, produção acumulada de óleo, produção acumulada de gás, taxa interna de retorno-TIR, coeficiente de retorno do investimento, etc.) visando facilitar a decisão gerencial. Portanto a metodologia não apresenta apenas uma única solução, mas sim oferece uma quantidade de opções relatando quais são os resultados econômicos e técnicos para cada alternativa testada.

Outra evolução, também, é que a aplicação dessa metodologia está relacionada ao uso da simulação numérica de reservatórios para avaliar a função-objetivo. A simulação de reservatórios atualmente é a melhor técnica para modelar o escoamento de fluidos em meios porosos. Embora o uso da simulação demande um esforço adicional, a importância da decisão a ser tomada pode muitas vezes justificar o desenvolvimento desse tipo de procedimento. Além disso, o rápido

avanço em *hardware* e *software*, especialmente na área de computação paralela, proporciona a viabilidade do projeto até para os casos práticos onde as simulações sejam demoradas. Devido ao grande número de simulações para avaliar a função-objetivo, faz-se uso da paralelização externa (PVM e UNIPAR) das simulações, o que torna o método mais viável pois reduz bastante o tempo de computação.

É importante lembrar que este trabalho está iniciando uma linha de pesquisa no assunto abordado e por esse motivo algumas hipóteses simplificadoras foram feitas ao longo do trabalho para que o resultado final fosse atingido. A continuação do trabalho pode eliminar algumas dessas hipóteses tornando o programa mais geral.

1.2) Programa UNIPAR

Este trabalho faz parte do UNIPAR, que é um programa desenvolvido pelo grupo de Pesquisa em Simulação de Reservatórios (UNISIM) do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP em parceria com o CEPETRO, PETROBRÁS e FAPESP. A intenção do projeto é fornecer aos profissionais que atuam na Engenharia de Reservatórios uma ferramenta que os auxiliem em estudos de reservatórios que envolvam simulação numérica.

MÓDULOS DO UNIPAR

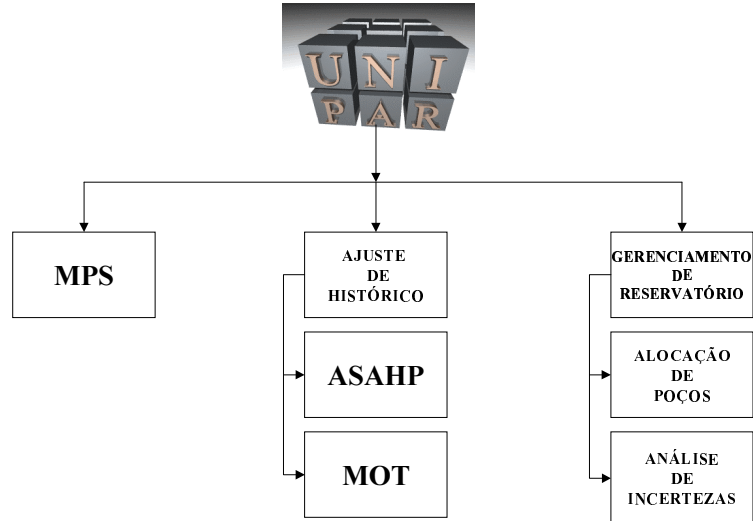


Figura 1.1 - Módulos do Programa UNIPAR

O programa UNIPAR está dividido em três módulos. O primeiro é o MPS (módulo de paralelização de simuladores) que é o aplicativo central responsável pela distribuição das simulações na rede de computadores. O segundo é composto por módulos de auxílio no processo de ajuste de histórico de produção – Módulos ASAHP (módulo de análise de sensibilidade para ajuste de histórico de produção) e o MOT (módulo de otimização). Esta pesquisa faz parte do Módulo GERES - Módulo de Gerenciamento de Reservatórios, que é a terceira parte do UNIPAR. O módulo GERES está subdividido em duas partes: Módulo da Alocação de Poços (MAP) e Módulo de Análise de Incertezas (MAI), que estão atualmente em fase de desenvolvimento.

1.3) Revisão Bibliográfica

A determinação do número ótimo de poços que devem ser perfurados para exploração de um reservatório e suas respectivas localizações, tem sido alvo de diversos estudos desde os primórdios da engenharia de petróleo.

A principal dificuldade em lidar com este problema reside na singularidade dos reservatórios, ou seja, cada reservatório é único constituído de um determinado tipo de rocha reservatório, portador de um tipo de hidrocarboneto e com específicas dimensões e distribuição geométrica.

Clark *et alli* [1944] apresentou um dos primeiros trabalhos sobre o espaçamento entre poços e sua relação com o fator de recuperação e lucratividade. Baseado em dados reais, Clark mostrou que a recuperação era proporcional ao inverso da raiz quadrada do espaçamento entre poços. Com base nas evidências apresentadas, foi afirmado que o aumento da densidade dos poços resulta em um aumento da recuperação. A preocupação com a viabilidade econômica de projetos foi demonstrada através da observação do custo de produção do óleo assim também como do lucro para cada dólar investido.

Arps *et alli* [1967] participaram de um estudo organizado pelo *American Petroleum Institute* – API. A principal finalidade deste trabalho era deduzir equações que determinassem o fator de recuperação dos reservatórios. O espaçamento entre poços foi um dos parâmetros mais estudados. Após a análise de dados reais de 312 reservatórios, concluíram não haver correlação matemática entre o espaçamento e o fator de recuperação.

Davis e Shepler [1969], observaram que o espaçamento inicialmente usado para o desenvolvimento de um campo não necessariamente é o espaçamento ótimo para esse campo. Foi concluído que o espaçamento ótimo depende das características de cada reservatório.

Driscoli [1974], estudou os principais fatores que influenciam o fator de recuperação de hidrocarbonetos. Concluiu que a recuperação tem relação com o espaçamento entre poços e com o método da recuperação suplementar.

Bobar [1985] mostrou que para reservatórios de baixa permeabilidade, quanto menor o espaçamento entre poços maior será a recuperação de hidrocarbonetos. Neste trabalho o autor

reconhece que a complexidade dos reservatórios impossibilita estabelecer métodos universais para o espaçamento entre poços.

Milani [1988] estudou técnicas de engenharia para incluir o efeito das heterogeneidades deposicionais nas performances de produção e econômicas dos reservatórios. A intenção do trabalho foi otimizar o espaçamento entre poços através da maximização dos lucros. Dentre várias conclusões, o autor destaca que 1) reservatórios muito heterogêneos exigem maiores espaçamentos para a maximização dos lucros, e que 2) considerando as não-uniformidades, o problema do espaçamento em reservatórios heterogêneos é eminentemente econômico.

Com o desenvolvimento da informática, estudos de comportamento e otimização de reservatórios que anteriormente eram realizados através de métodos simplificados como o Método de Turner e Método de Muskat, passaram a ser realizados através de simulação numérica de reservatórios. A simulação numérica possibilitou a criação de modelos físicos e geológicos que representam melhor o fluxo de fluidos em meios porosos. Com o desenvolvimento dos simuladores, os pesquisadores passaram a utilizar a simulação numérica nos algoritmos de otimização. Portanto, pode-se dividir a pesquisa da determinação do número ótimo de poços necessários para drenagem de um reservatório em duas partes: antes e depois da simulação numérica.

Utilizando simulação numérica, Nystad [1985], Damsleth *et alli* [1992], Beckner e Song [1995] entre outros autores, desenvolveram métodos para otimizar problemas relacionados com a exploração de campos produtores de hidrocarbonetos. Em todos os trabalhos, os pontos comuns foram: simplificação do problema, poucas simulações e poucas variáveis de pesquisa. Em alguns casos foi considerado a análise econômica, mas todas de uma maneira bem simplificada. Os principais objetivos desses trabalhos eram identificar os parâmetros de entrada que mais influenciam o cálculo das funções-objetivo e assim proceder a otimização. A seguir, são citados os principais trabalhos.

Nystad [1985] analisou a otimização de reservatórios portadores de óleo e gás em termos de razão de depleção (capacidade de produção) e distribuição geográfica da capacidade total de produção (densidade dos poços, número de plataformas, etc).

No método de Nystad, é construída uma rede contendo os resultados de um número limitado de simulações. Através de um Módulo de Custo, se obtém a solução ótima observando a superfície gerada do Valor Presente Líquido. É assumido que a quantidade de petróleo extraído é uma função côncava resultante dos parâmetros de entrada (capital e custos operacionais). Nystad afirmou que o lucro máximo de uma companhia de petróleo acontecerá quando:

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

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

A condição para a ocorrência de um valor máximo é o anulamento da primeira derivada:

$$F'(E) = \frac{W}{P} (1+r) \quad (1-2)$$

Neste método, também são analisados os ajustes necessários para maximizar os lucros e encontrar o fator e recuperação ótimo.

A estratégia para maximizar o VPL é dada por:

$$\text{máximo VPL} = \text{máximo} \left[\int_0^{t_c} \left(p(t) \cdot q(t, \vec{x}) - I(t, \vec{x}) - b(t, \vec{x}) \right) e^{r \cdot t} \cdot dt \right] \quad (1-3)$$

onde:

\vec{X} = variáveis de decisão

$q(t, \vec{x})$ = razão de produção de petróleo

$I(t, \vec{X})$ = custos do capital

$b(t, \vec{X})$ = custos operacionais

$p(t)$ = preço do petróleo

t_c = tempo final de produção

r = fator de desconto

Nystad realizou este tipo de análise para 4 diferentes tipos mais comuns de reservatórios. 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). Ambos os parâmetros variaram ao mesmo tempo. A superfície do VPL gerada é expressa em função dessas duas variáveis.

Damsleth *et alli* [1992] aplicaram técnicas estatísticas para maximizar as informações obtidas através de um reduzido número de simulações. A intenção é reduzir o número de simulações requeridas quando se varia 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 pelo 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:

$$y = \sum_{i=0}^n b_i x_i + \sum_j j, \quad j = 0^n b_{ij} x_i x_j + e \quad (1-5)$$

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 dos experimentos, é minimizada a diferença entre a função verdadeira (simulador de reservatórios) e os valores do modelo. Projetos experimentais indicam os procedimentos de como escolher um número limitado de parâmetros de maneira a estimar uma aproximação polinomial ótima.

O caso base foi aplicado no Mar do Norte onde, após a análise de sensibilidade realizada, os parâmetros escolhidos foram: volume original de óleo *in place* (N), permeabilidade relativa (K_r), permeabilidade vertical (K_v), segmentação lateral do reservatório (n) e a variável *skin* do poços. 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 *skin* foram considerados de pequena relação, e portanto, eliminados do modelo.
- ◆ N foi considerada a variável de pesquisa mais importante.
- ◆ K_r mostrou não ter um forte efeito sobre N_p
- ◆ A segmentação lateral do reservatório apresentou uma fraca relação sobre N_p , mas interage com N e K_r .

No modelo final, foi utilizada uma variabilidade dos parâmetros na ordem de 90 %. Extrapolações fora deste range merecem novas pesquisas.

Beckner e Song [1995] apresentaram um método de otimizar o VPL de um projeto de desenvolvimento de um campo variando o local e a seqüência dos poços produtores. Esses autores expressaram o número de poços com suas respectivas locações como um clássico problema de um “vendedor viajante”, onde a distância total deve ser otimizada. Nessa analogia os locais dos poços correspondem às cidades e a seqüência de poços é o trajeto da viagem. Para uma dada seqüência de locações, a saída do simulador é utilizada para calcular o VPL (distância total).

O problema base era como localizar 12 poços horizontais de maneira a desenvolver o campo da melhor forma possível. Sete diferentes casos de otimização foram investigados. Esses casos variaram de otimização de reservatórios uniformes com custo de perfuração constante, até casos de desenvolvimento de reservatórios com variação de permeabilidade, pressão inicial e custos de perfuração. Neste trabalho foi considerado um tempo médio de perfuração e completação dos poços de 3 meses.

Os resultados mostraram que o espaçamento não uniforme foi a melhor maneira de desenvolver o campo sobre condições primárias de produção. Na otimização do VPL, tanto a variável custo de perfuração quanto as variáveis do reservatório influenciaram a escolha das locações dos poços.

Métodos baseados na integração de dados

Esse método foi aplicado por Arnondin, Ding e Startzman. Arnondin [1995] usou um programa denominado *Production Analyst* (PA) integrado a uma planilha Excel. Utilizando uma ferramenta de regressão disponível no Excel juntamente com informações oriundas do PÁ, Arnondin fez uma previsão de produção dos poços limitada às facilidades de produção. Não foi realizada nenhuma simulação numérica assim como nenhuma análise econômica.

Ding e Startzman [1994] usaram um programa de otimização iterativo para resolver problemas de locações de poços juntamente com seleção de facilidades de produção no projeto de desenvolvimento de campos. Um modelo generalizado suporta a função-objetivo a qual pode ser submetida a dois métodos de otimização: 0-1 *Integer Programming* e *Lagrangian Relaxation*. Estas aplicações podem ser usadas para minimizar investimentos para um dado cenário e realizar a análise de sensibilidade.

1.4) Análise Preliminar do Problema

A maioria das soluções apresentadas no passado, e descritas na seção anterior, foram simplificadas para evitar complexas simulações numéricas. Alguns esforços foram realizados no sentido de ultrapassar essa limitação executando poucas simulações numéricas e utilizando métodos estatísticos para identificação das tendências e interpolação de valores. Entretanto, outras limitações surgiram como incertezas, range da validade dos parâmetros, intervalos de confiança e valores médios. Somente problemas considerados de tamanho moderados podem ser considerados para evitar longos tempos computacionais. Os autores não utilizaram a computação paralela para reduzir o tempo total do processo.

Vários pesquisadores tentaram reduzir os parâmetros para um domínio de duas dimensões. Desta maneira, O VPL ficou no terceiro eixo, formando a terceira dimensão. A superfície gerada pelo VPL pode ser facilmente construída usando técnicas de interpolação de duas dimensões. Esta estratégia permite uma fácil visualização dos resultados. É importante também salientar que esse método é limitado pois força a escolha de somente dois parâmetros que mais influenciam a função-objetivo. Para a utilização desta técnica é necessário realizar uma grande simplificação, a qual pode comprometer os resultados obtidos.

Soluções baseadas em poucas avaliações da função-objetivo foram usadas para gerar outras realizações (outros cenários) utilizando métodos estatísticos. O método depende de encontrar relação entre diferentes casos. O grau de incerteza faz parte desse tipo de tratamento uma vez que a interpolação se baseia na combinação dos parâmetros, nos seus intervalos e sensibilidade.

Alguns métodos usaram simuladores simplificados para acelerar o processo global. O resultado obtido foi utilizado como um indicador para uma pesquisa mais detalhada para refinar a solução. Como o valor ótimo foi estimado através de um método simplificado, o mesmo pode se desviar da solução quando for realizado um cálculo mais sofisticado.

O presente trabalho procura a determinação de um número ótimo de poços considerando os seguintes tópicos:

- Utiliza a simulação numérica de reservatórios

- Faz uso da computação paralela para acelerar o processo. A paralelização de tarefas usando várias máquinas torna-se importante quando o número de simulações a serem realizadas for grande.
- O método realiza uma análise de sensibilidade das principais variáveis que influenciam a função-objetivo.
- A metodologia realiza uma análise econômica completa das várias possibilidades.
- A metodologia prevê também algumas simplificações que reduzem consideravelmente o número de simulações sem prejuízo da qualidade dos resultados.

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos. No Capítulo 1 são definidos os objetivos do trabalho e apresentada a revisão bibliográfica. No segundo capítulo são realizadas revisões dos fundamentos teóricos da Simulação Numérica, Engenharia Econômica e Paralelização Externa. Na computação paralela enfatizou-se os conceitos básicos do aplicativo PVM e os métodos de análise da paralelização. No Capítulo 3 é descrita a metodologia desenvolvida para a solução do problema proposto. Logo em seguida, no Capítulo 4, são apresentadas algumas aplicações para validar e exemplificar a metodologia. O trabalho é finalizado com as principais conclusões e recomendações observadas durante a pesquisa (Capítulo 5).

Capítulo 2

Fundamentos Teóricos

Este capítulo contém uma breve revisão dos conceitos básicos sobre simulação de reservatórios, paralelização externa (computação paralela) e engenharia econômica.

2.1) Simulação de Reservatórios: Conceitos Básicos

“Simuladores, se usados corretamente, são ferramentas valiosas. Entretanto, eles não substituem um bom julgamento, o que é essencial para qualquer estudo de reservatório. Além disso, nem todos os reservatórios requerem um modelo sofisticado” (Khalid Aziz).

O objetivo principal de um estudo de reservatório é prever o futuro comportamento do mesmo possibilitando avaliar diferentes maneiras e métodos para otimizar índices econômicos e técnicos.

Até alguns anos atrás os estudos de reservatórios utilizavam métodos simplificados como o Método de Turner, Método de Muskat e Declínio Exponencial para realizar a previsão de comportamento dos reservatórios. Com o desenvolvimento da informática, foram desenvolvidos *software* e *hardware* que possibilitaram a aplicação da Simulação Numérica de Reservatórios. A Simulação Numérica de Reservatórios é um processo bastante complexo que tem como objetivo estimar o comportamento das pressões, saturações e vazões dos fluidos presentes em uma jazida

petrolífera utilizando a solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso. Para a aplicação desta técnica é necessário dividir o reservatório em blocos e aplicar as equações fundamentais de conservação de massa, momento e energia para cada bloco respeitando algumas condições de contorno.

A complexidade do problema para a quase totalidade das aplicações torna impraticável a obtenção de modelos analíticos, fazendo com que a solução numérica seja a melhor alternativa. Dentre os modelos numéricos existentes na literatura, o mais utilizado na indústria do petróleo é o das diferenças finitas. Neste método, o reservatório é dividido em vários blocos (Figura 2.1).

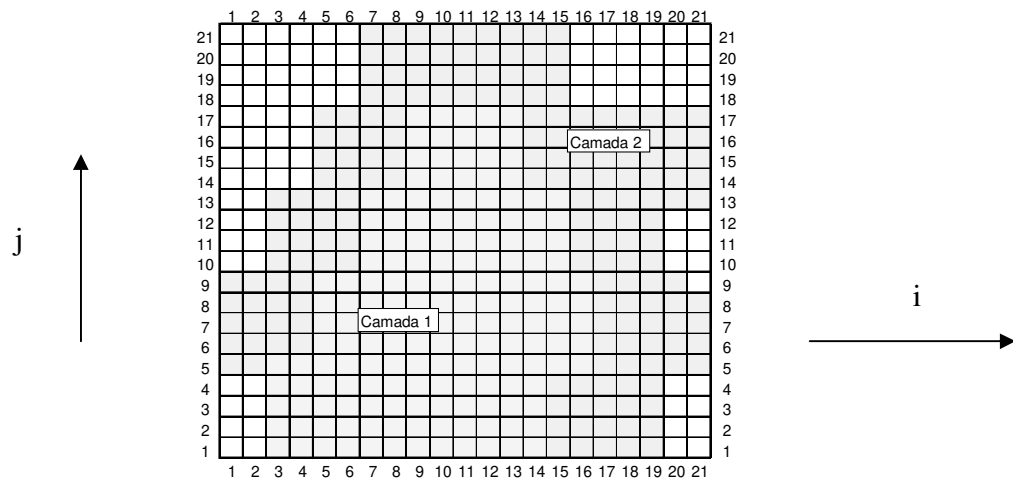


Figura 2-1 – Divisão do Reservatório em Blocos.

Aplicando a equação da conservação de massa para cada componente e para cada bloco, obtém-se um sistema de equações que são resolvidas simultaneamente a cada tempo. O sistema de equações resultantes é não linear, ou seja, os coeficientes da matriz do sistema de equações dependem das variáveis deste mesmo sistema. As soluções destes sistemas podem ser obtidas a cada intervalo de tempo através de métodos iterativos, como o de Newton-Raphson.

Aplicando a lei de conservação de massa do componente “c”, obtém-se a Equação (2-1):

$$\sum_p \nabla \cdot (y_{cp} \rho_p v_p) + q_p^w + \sum_p \frac{\partial}{\partial t} (\phi y_{cp} \rho_p S_p) = 0 \quad (2-1)$$

onde “v” representa a velocidade expressa pela Lei de Darcy:

$$v_p = -\frac{K K_{rp}}{\mu_p} \left(\frac{\partial P_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad (2-2)$$

y - fração molar

c - componente c

p - fase (geralmente óleo, gás e água)

D - cota estrutural

ρ - densidade

S - saturação

q_p^w - é a vazão através do poço

ϕ - porosidade

K - permeabilidade

K_r - permeabilidade relativa

μ - viscosidade

γ_p - gradiente hidráulico

O primeiro termo da Equação 2-1 representa o fluxo do componente “c” que passa no volume de controle, o segundo termo é o fluxo do componente “c” através de poços e o terceiro termo representa a variação do componente “c” no volume de controle.

No que diz respeito ao número de componentes, há dois modelos mais utilizados: *Black-Oil*, onde se considera apenas a presença de 3 componentes (óleo, gás e água), e o composicional onde mais componentes são considerados aumentando o número de equações e portanto o tempo de simulação. No modelo composicional é contemplada a possibilidade de mudança de fase dos componentes a depender das condições de pressão e temperatura do meio poroso onde se encontram. O modelo *térmico* é aplicado somente quando variações da temperatura implicam em alterações importantes nos resultados. Nesse caso é adicionada a equação de conservação de energia para modelar o problema.

O modelo mais usado é o *Black-Oil*, cujas principais características são: isotérmico, sem reações químicas e equilíbrio instantâneo entre as fases. Caso haja um maior número de componentes, esses são agrupados em três pseudo-componentes, reduzindo a complexidade do problema. Com algumas manipulações algébricas e substituindo algumas variáveis por variáveis de laboratório, obtém-se:

$$\sum_p [R_{cp} \lambda_p (\nabla \Phi)] = \sum_p \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) + \sum_p \left(\frac{R_{cp}}{B_p} q_p \right) \quad (2-3)$$

Essas trocas de variáveis são necessárias para facilitar a aplicação. Os novos parâmetros são mais fáceis de serem obtidos e tabelados em laboratório. R_{cp} é a solubilidade do componente “c” na fase “p”, B_p é o fator volume de formação da fase “p”, λ é a mobilidade da fase, q_p a vazão da fase “p” e Φ é o potencial da fase “p”.

2.1.1) Etapas da Simulação Numérica de Reservatórios

Resumidamente, a simulação de reservatório pode ser dividida em quatro partes:

- Caracterização do reservatório;
- Construção do modelo de simulação;
- Ajuste de histórico de produção;
- Previsão do comportamento que é a extrapolação das curvas de produção de fluidos.

A Caracterização de Reservatórios é o período inicial do estudo. Nessa fase são utilizadas informações sobre as propriedades dos fluidos (PVT), distribuição da pressão e saturações dos fluidos, propriedades das rochas (porosidade, permeabilidade), propriedades rocha-fluido (permeabilidade relativa, curva de pressão capilar), testes de formação e geometria do reservatório; para primeiro entender e depois criar o(s) modelo(s) geológico(s). Essa é uma tarefa difícil e necessita da participação de um grupo multidisciplinar contendo vários especialistas.

Para o modelo de simulação devem ser definidos os números de blocos e camadas, tipo de malha, tipo de modelo (*Black-Oil* ou composicional), número de fases (trifásico, bifásico ou monofásico), e geometria (retangular ou radial); que melhor representam as características do reservatório.

O ajuste de histórico de produção complementa a caracterização de reservatório. Apesar das avançadas técnicas para caracterizar as propriedades dos meios porosos como testes em poços, sísmica, testemunhos, perfilagem, tomografia entre poços, análise PVT, etc; os altos custos de obtenção destes dados aliados ao grande número de variáveis envolvidas, impossibilitam que a caracterização de reservatórios seja realizada com um alto grau de detalhamento. É exatamente nesse ponto onde é bastante útil o ajuste de histórico de produção. Durante o período de ajuste de histórico de produção são realizadas modificações nas propriedades do reservatório de maneira que os resultados obtidos através da simulação de reservatórios sejam próximos aos resultados obtidos pela produção real do campo.

Após realizados os ajustes, é realizada a extrapolação das curvas de produção. Está previsão de produção sem dúvida nenhuma é um dos principais objetivos dos profissionais que atuam na Engenharia do Petróleo. Uma boa previsão de comportamento dará subsídios para uma melhor exploração da jazida petrolífera e conseqüentemente para a escolha do projeto ótimo.

2.1.2) Quais os Tipos de Perguntas que a Simulação Numérica Pode Responder?

Se utilizadas corretamente, a modelagem juntamente com a simulação numérica são importantes, inseparáveis e insubstituíveis ferramentas dos profissionais que atuam na engenharia de reservatório. Kalid Aziz [1979], entre outros, citou os seguintes questionamentos que podem ser respondidos pela simulação numérica:

1. Como desenvolver e explorar um campo de maneira a maximizar a recuperação de hidrocarbonetos de forma econômica?
2. Qual é o melhor método de recuperação suplementar para um reservatório? Quando e onde ele deve ser aplicado?
3. Por que o comportamento do reservatório não está de acordo com a previsão realizada pela engenharia de reservatório ou estudos de simulação?
4. Qual será a recuperação econômica final para o campo?

5. Qual é o melhor esquema de completção dos poços?

A intenção principal desta pesquisa está relacionada diretamente com a primeira pergunta: pesquisar uma metodologia para desenvolver um campo em estágio inicial de exploração, maximizando algumas funções-objetivo previamente definidas.

Finalizando, é interessante ressaltar que a *Simulação de Reservatórios* é uma ferramenta que nem sempre fornecerá a melhor solução para o problema, tudo depende da qualidade dos dados de entrada. Se os dados de entrada não forem suficientemente representativos, a resposta fornecida pelo simulador também não retratará a verdade sobre o sistema.

Como nesse trabalho é necessário avaliar um grande número de possibilidades de exploração do campo, tornou-se necessário reduzir o tempo das simulações numéricas. Esse problema foi amenizado utilizando técnicas da Paralelização Externa. A Paralelização Externa permite que uma rede de computadores que opera com sistema operacional UNIX ou Windows-NT seja usada como um grande computador paralelo. Assim grandes tarefas computacionais podem ser divididas e resolvidas utilizando a força conjunta de várias máquinas. A Paralelização Externa está descrita com maiores detalhes a seguir.

2.2) Paralelização Externa

Nesta seção, pretende-se definir e justificar as razões do uso da simulação paralela. Inicialmente são definidos os conceitos básicos sobre o programa PVM e análise da paralelização. Em seguida são explicados os passos para a realização da análise de paralelização.

No que diz respeito à informática, paralelização significa a execução simultânea de tarefas independentes com o objetivo de reduzir o tempo total de execução de um processo.

A determinação do número ideal de poços que devem ser perfurados e suas respectivas localizações, é um processo exaustivo, trabalhoso e difícil de ser obtido devido à complexidade e singularidade dos reservatórios. Este procedimento, que demanda um grande esforço

computacional, pode se tornar muito demorado devido ao grande número de possibilidades a serem verificadas. Portanto, para viabilizar essa metodologia, é importante reduzir o tempo total do processo, o que foi conseguido nesse trabalho através da paralelização. Na paralelização externa, o processo é dividido em partes independentes para serem executadas em várias máquinas ao mesmo tempo.

Antes de Salazar [1995], foram realizadas várias pesquisas nas quais se modificava os códigos dos simuladores. A intenção dos pesquisadores era paralelizar os cálculos que mais consomem tempo durante a simulação de reservatórios: a resolução de sistemas de equações não lineares. Naquela época todos os esforços eram concentrados em desenvolver algoritmos que visavam a otimização da paralelização.

Recentemente, nova tendência mundial de “*downsizing*” associado ao desenvolvimento e aumento das estações de trabalho, fez com que os grandes computadores fossem desativados, dando espaço para o surgimento de aplicativos de comunicação como o PVM. O PVM é um programa que permite que uma rede de computadores com sistema operacional UNIX ou Windows-NT seja usada como um grande computador paralelo. Assim grandes problemas computacionais podem ser resolvidos utilizando a força conjunta de várias máquinas.

Utilizando o PVM, Salazar [1995] e Ouenes [1995] criaram a chamada Paralelização Externa. Essa nova metodologia consiste na paralelização da parte executável sem necessidade de modificar o código fonte original, ou seja, tornou-se possível utilizar os simuladores seriais de forma paralela. Schiozer [1996], desenvolveu o MPS – *Módulo de Paralelização de Simuladores*, com a finalidade de facilitar a execução da paralelização das simulações numéricas. Esse procedimento foi de grande importância pois permitiu a utilização de simuladores comerciais existentes no mercado, na solução de importantes problemas da Engenharia de Petróleo: ajuste de histórico de produção, e no caso desse trabalho, na determinação do espaçamento e localização dos poços que maximize uma função-objetivo previamente definida.

2.2.1) Conceitos Básicos sobre PVM

O PVM é um programa que possibilita a transformação de uma rede de computadores em um grande computador paralelo (máquina virtual). Desta forma, grandes problemas computacionais podem ser resolvidos dividindo a grande tarefa entre os vários equipamentos da rede, aproveitando a força conjunta de todos os processadores.

O desenvolvimento do PVM iniciou-se em 1989 no *Oak Ridge National Laboratory* (ORNL) no Estado do Tennessee, Estados Unidos. É um projeto totalmente financiado pelo Departamento de Energia dos EUA, pela Fundação Nacional de Ciências e pelo Estado do Tennessee. Devido à sua característica experimental, o PVM produz aplicativos que são de utilidade para pesquisadores de toda a comunidade científica mundial. O PVM é um programa de domínio público, ou seja, pode ser copiado e usado por qualquer cidadão, universidade ou empresa interessados pelo assunto não contemplando nenhum tipo de compromisso ou futuro ônus.

Uma das grandes vantagens do PVM é a capacidade de operar tanto em redes homogêneas (arquiteturas semelhantes) quanto em redes heterogêneas (arquiteturas diferentes). Essa característica permite que qualquer computador da rede possa ser utilizado na composição da máquina virtual. Maiores informações sobre o PVM podem ser obtidas no Apêndice A.

2.2.2) Método de Análise da Paralelização

Qualquer que seja a aplicação, pode-se obter a eficiência da paralelização de um processo conhecendo a razão entre o tempo serial na máquina mais rápida e o tempo paralelo.

$$SPEEDUP = \frac{TEMPO SERIAL}{TEMPO PARALELO} \quad (2-4)$$

Outro importante fator a ser considerado para mitigar o tempo global do processo, é a otimização do tempo de paralelização. Sabe-se que em uma rede de estações a velocidade de execução de um mesmo processo pode ser diferente quando realizado em máquinas diferentes.

Portanto, o perfeito gerenciamento das máquinas nas quais serão executados os processos, impossibilitará que uma máquina mais lenta execute um processo que poderia ser executado por uma máquina com maior capacidade de processamento. Para a implantação desse gerenciamento, é necessário conhecer as velocidades de processamento de todas as máquinas. Para melhor entender a importância da paralelização de tarefas, far-se-á a análise teórica da redução do tempo global de processamento, em uma rede de computadores.

2.2.3) Análise da Paralelização

Será apresentado a análise da redução do tempo global de processamento para a rede de computadores utilizada nesse trabalho. A Tabela 2-1 mostra os tempos relativos de processamento em uma rede heterogênea composta de 9 máquinas do Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp.

Tabela 2-1 - Tempo Relativo de Execução das Simulações.

Estações	Tempo Relativo Tempo Máquina/Tempo Máquina-1
M-1	1
M-2	1,02
M-3	1,05
M-4	1,05
M-5	1,12
M-6	1,12
M-7	1,15
M-8	1,15
M-9	2,5

É importante salientar que os tempos apresentados na tabela anterior devem ser obtidos quando as máquinas estiverem livres de processos externos. O compartilhamento do processador pode aumentar o tempo de processamento, informando um valor que não representa corretamente o desempenho do equipamento. O tempo de execução de um processo quando realizado solitariamente é denominado *tempo teórico*. Na prática, o MPS usa tanto a velocidade de processamento quanto a carga de trabalho para executar a paralelização com maior eficiência.

Considerando os dados da Tabela 2-1, construiu-se a Tabela 2-2 que apresenta a ordenação ideal (teórica) das máquinas que otimiza o tempo de execução do número de processos em cada coluna.

Tabela 2-2 - Ordem Ideal de Execução dos Processos na Rede Utilizada.

Número de Processos																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Número de Estações																							
1	2	3	4	5	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9
M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1
	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2
		M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3
			M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4
				M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5
					M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6
						M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7
							M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8
								M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1
									M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2
										M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3	M-3
											M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4	M-4
												M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5	M-5
													M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6	M-6
														M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7	M-7
															M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8	M-8
																M-9	M-9	M-9	M-9	M-9	M-9	M-9	M-9
																	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1	M-1
																		M-2	M-2	M-2	M-2	M-2	M-2
																			M-3	M-3	M-3	M-3	M-3
																				M-4	M-4	M-4	M-4
																					M-5	M-5	M-5
																						M-6	M-6
																							M-7
1	1,02	1,05	1,05	1,12	1,12	1,15	1,15	2	2,04	2,1	2,1	2,24	2,24	2,3	2,3	2,5	3	3,06	3,15	3,15	3,36	3,36	3,45

Tempo Teórico = número*Tempo de processamento da Máquina-1 (mais rápida)

Os valores em vermelho representam as simulações que consomem maior tempo.

As Figuras 2-2 e 2-3 mostram a análise da paralelização para a rede utilizada. Salienta-se que os tempos apresentados nas Figuras 2-2 e 2-3 representam valores ideais, ou seja, não se considerou o tempo de comunicação entre as máquinas. Schiozer [1997] mostrou que esses tempos são desprezíveis quando comparados ao tempo de simulação.

Redução do Tempo para 9 Máquinas

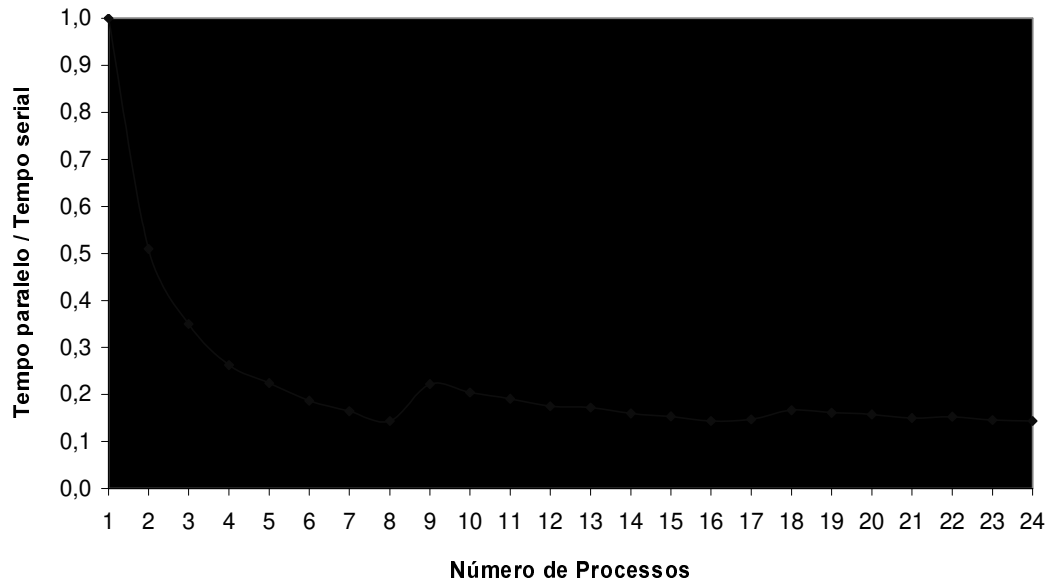


Figura 2-2 - Redução do Tempo Global de Processamento Usando a Paralelização Externa.

SPEEDUP

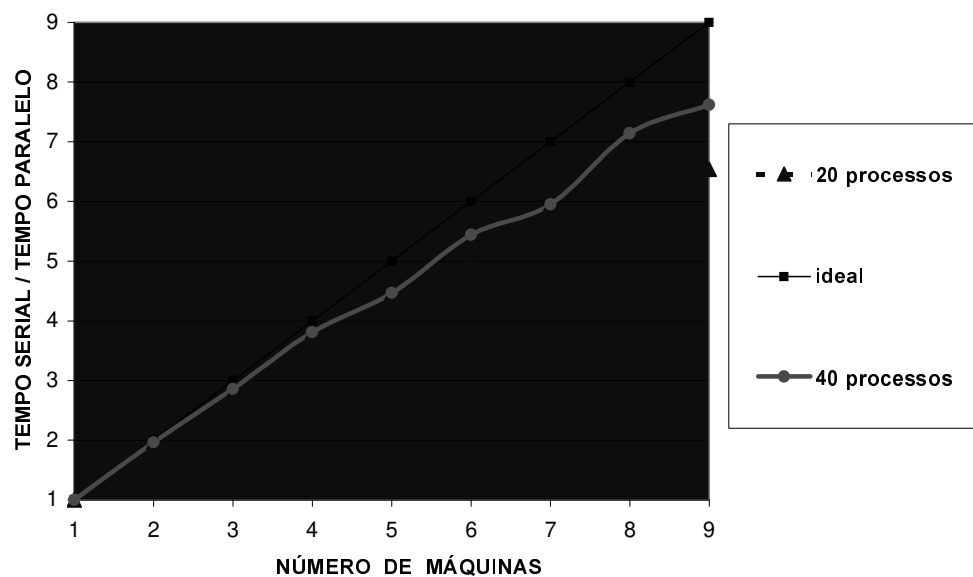


Figura 2-3 - Comportamento do *Speedup* para a Rede Utilizada.

2.3) Engenharia Econômica: Breve Revisão

Nesta seção procura-se realizar uma breve revisão sobre os critérios básicos de decisão econômica para a escolha da melhor alternativa.

Pode-se definir Engenharia Econômica como sendo o conjunto de métodos e técnicas de decisão empregados na escolha entre alternativas de investimentos tecnicamente viáveis, nas quais as diferenças futuras foram expressas em termos financeiros.

Mesmo que os conceitos básicos tenham se originado a partir de problemas de natureza técnica na indústria, os métodos são gerais e com aplicações que não se restringem ao campo da engenharia. O nome Engenharia Econômica advém dos fatos: 1) grande parte dos problemas de investimentos dependem de informações e justificativas técnicas; e 2) na grande maioria das organizações, estas decisões são tomadas ou por engenheiros, ou por administradores agindo com base nas recomendações dos engenheiros.

2.3.1) O Problema da Engenharia Econômica

Um estudo econômico pode ser definido como sendo uma comparação entre várias alternativas cujas diferenças estão expressas em termos monetários.

Grant *et alli* [1982] propuseram, entre outros, os seguintes princípios fundamentais da decisão econômica:

1) “As decisões são entre alternativas, sendo essencial reconhecer e definir claramente todas as alternativas possíveis”. A decisão pode ser falha caso não seja considerada uma ou mais possíveis alternativas.

- 2) “As decisões devem se basear nas conseqüências esperadas das várias alternativas”. Cada alternativa tem um único fluxo de caixa, ou seja, um esquema de investimentos e outro de receitas.
- 3) “Antes de estabelecer os procedimentos para formulação e avaliação de um projeto é necessário estabelecer qual ponto de vista que vai ser adotado na decisão”. Qual o ponto de vista que será adotado? O ponto de vista dos acionistas ou dos consumidores?
- 4) “As conseqüências esperadas devem ser quantificadas a fim de permitir as comparações necessárias; a maneira mais conveniente de fazer tais quantificações é através do dinheiro: as conseqüências esperadas devem ser homogeneamente expressas em termos monetários”. Os resultados das várias alternativas devem ser expressos em unidades monetárias para facilitar a comparação.
- 5) “Somente as diferenças entre as alternativas são importantes na comparação entre elas”. Deve-se analisar somente as diferenças entre as alternativas. Custos passados devem ser analisados com cuidado.

2.3.2) Comparação entre Alternativas de Investimentos

A principal função da Engenharia Econômica é fornecer critérios de decisão para a escolha entre alternativas de investimentos. As várias alternativas surgem pela existência de diversas maneiras de encetar um processo, que nosso caso é a exploração de um campo produtor de hidrocarbonetos. Como há várias possibilidades, haverá também várias formas de aplicação do capital, cada uma exigindo determinados recursos e proporcionando determinadas rentabilidades. Os critérios adotados pela Engenharia Econômica levam em consideração fatores econômicos e o principal objetivo é a escolha das alternativas de maior rentabilidade, embora a meta do executivo ou investidor possa não ser somente essa.

O fato de que nem sempre as propostas de investimentos mais rentáveis possam ser realizadas, geralmente por causa da limitação dos recursos, faz com que o resultado de estudos puramente econômicos não seja o único fator a considerar na decisão final. A análise da disponibilização de recursos deve ser realizada paralelamente.

Há vários outros aspectos a serem considerados que não podem ser reduzidos a valores monetários, e que portanto não são ponderados em um estudo puramente econômico. A avaliação desses fatores, que deverão também ser contemplados na tomada de decisão, é subjetiva e depende do julgamento pessoal daqueles que tem a responsabilidade da decisão.

2.3.3) Índices de Decisão Econômica

A rentabilidade dos investimentos é dada pela taxa de juros que permite ao capital fornecer um certo retorno. Existem várias aplicações possíveis de capital, interessando apenas as mais rentáveis. Ao se considerar uma nova proposta de investimento, deve-se levar em conta que esta vai deslocar recursos disponíveis e, portanto, deixará de obter ganhos de outras possíveis fontes. A nova proposta para ser atrativa deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco (por exemplo, caderneta de poupança). Esta taxa é denominada *taxa mínima atrativa de retorno* ou *taxa mínima de atratividade*. Convém salientar que os métodos de comparação entre várias alternativas baseiam-se no princípio da equivalência, ou seja, supõe a aplicação de uma única taxa para todas as possibilidades.

Nesse trabalho serão aplicados três índices de decisão econômica: valor presente líquido-VPL, taxa interna de retorno-TIR e o coeficiente de retorno-CR.

- Valor Presente Líquido – consiste em transportar para o tempo inicial todos os custos e todas as receitas oriundas do projeto, ou seja, calcula-se o valor atual do fluxo de caixa utilizando a taxa mínima de atratividade. Representa financeiramente qual será o resultado do projeto caso

o mesmo seja realizado. É um método bastante utilizado na comparação entre projetos que se diferenciam pelos custos e pelas receitas.

- Coeficiente de Retorno – o CR é definido pela razão entre o lucro líquido e a soma de todos os investimentos atualizados. O CR representa quantas unidades monetárias serão obtidas para cada unidade monetária investida.
- Taxa Interna de Retorno - é a taxa que, utilizada para rebater valores para o tempo inicial, torna iguais os valores atuais dos dispêndios e das receitas. Em outras palavras é a taxa de juros que anula o fluxo de caixa. Indica a atratividade do projeto quando comparado com a taxa de outros projetos e com a taxa mínima de atratividade. É interessante salientar que, quando se comparam dois ou mais projetos de investimentos, nem sempre o que tem maior taxa de retorno é aquele que deve ser escolhido.

A escolha do índice a ser utilizado nem sempre é uma tarefa fácil. As decisões econômicas dependem de vários fatores como por exemplo nível de investimento, disponibilidade de caixa, aversão ao risco, entre outras. Para cada situação os índices financeiros podem ser combinados para constituir a melhor ferramenta para tomada de decisões entre projetos.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo procura-se realizar a descrição geral da metodologia desenvolvida na determinação do número e localização dos poços ideais para o desenvolvimento de um campo em estágio inicial de exploração. Inicialmente são realizadas algumas considerações sobre as premissas adotadas. Após a colocação do método em si, são realizados alguns comentários sobre a escolha da função-objetivo, aplicabilidade do método e diretrizes visando reduzir o número de simulações numéricas.

É importante salientar que devido ao grande número de variáveis envolvidas, o problema pode encontrar mais de uma resposta próxima do ótimo de acordo com as combinações dos dados de entrada. Portanto, o método não apresenta uma única solução que maximiza ou minimiza uma determinada função-objetivo, mas sim apresenta uma grande variedade de opções de como realizar o desenvolvimento da jazida petrolífera observando índices econômicos e possibilidades de investimento da empresa na montagem da carteira de projetos.

Nem sempre um conjunto de poços que apresenta o maior Valor Presente Líquido (VPL) será a opção escolhida. Um grande número de poços implica em grandes investimentos tanto no que diz respeito ao custo das perfurações propriamente ditas quanto ao tipo de construção da estação coletora de tratamento (terrestre) ou plataforma (mar). Por vezes o ganho marginal dos últimos poços perfurados é pequeno fazendo com que o gerente decida por uma alternativa que

apresente um pequeno decréscimo no VPL porém com um maior Coeficiente de Retorno (VPL/investimentos realizados atualizados) aliado a uma significativa redução nos investimentos. A diferença financeira resultante da não perfuração de novos poços com pequeno ganho marginal poderá ser aplicada viabilizando a aprovação de outros projetos, otimizando tanto o ganho financeiro quanto a carteira de projetos da empresa.

3.1) Premissas

Toda a metodologia foi desenvolvida para ser utilizada na fase inicial de descoberta do campo. Assim, de posse das informações obtidas da sísmica e dos primeiros poços, é idealizado um modelo geológico. Nos exemplos deste trabalho foram aplicadas técnicas geoestatísticas (*Krigagem*) para se obter valores de parâmetros em todos os pontos da malha. Não se entrará em detalhes desses procedimentos devido ao tema não pertencer ao assunto principal desse trabalho. Portanto, para a aplicação dessa metodologia, parte-se do princípio de que se conhece o modelo geológico. Quanto maior o número de informações, melhor será a qualidade do modelo. À medida que novas informações forem naturalmente agregadas, recomenda-se reavaliar os parâmetros de entrada para aumentar o grau de confiabilidade da extrapolação das curvas de produção dos fluidos (óleo, gás e água).

A escolha do desenvolvimento de metodologia para campos no estágio inicial de produção baseia-se em dois fatores: 1) no início da produção dos reservatórios pode-se avaliar e comparar várias políticas de exploração, otimizando a implantação de projetos e conseqüentemente a recuperação de hidrocarbonetos e indicadores econômicos. 2) Nesse período inicial há uma grande necessidade de informações do tipo: qual será a vazão máxima do campo para dimensionar estações de tratamento, número de poços a serem perfurados, tipo de estação ou plataforma, o diâmetro das tubulações necessário para movimentação dos fluidos, sistema de recuperação suplementar, compressores, bombas, etc.

Parâmetros econômicos como taxa de atratividade e preço de venda do óleo; dependem de uma série de eventos internacionais apresentando uma variação ao longo do tempo. Neste

trabalho, esses e demais parâmetros econômicos serão mantidos constantes, facilitando o cálculo dos indicadores econômicos. Entretanto, é possível realizar uma análise de sensibilidade para cada parâmetro de entrada para verificar o impacto das alterações desses parâmetros na decisão a ser tomada.

O método foi desenvolvido para drenar o reservatório utilizando poços verticais, mas nada impede que sejam realizadas futuras modificações no preprocessor contemplando poços horizontais, ou verticais e horizontais.

A recuperação suplementar é uma importante operação que deve ser implantada nos reservatórios que não possuem mecanismos naturais eficientes mantenedores da pressão. Esse trabalho considera a presença ou não de um aquífero natural mas não contempla a injeção de fluidos que também proporcionam o aumento do fator de recuperação de hidrocarbonetos. A identificação do melhor sistema de recuperação suplementar é complexo pois depende da singularidade de cada reservatório. Além da determinação do número e da melhor localização dos poços injetores, também é necessário otimizar a melhor vazão de injeção. Devido à complexidade da implantação da otimização do método de recuperação suplementar ainda nesse primeiro trabalho, esse procedimento ficou como sugestão para ser desenvolvido em futuras pesquisas do Módulo GERES do UNIPAR.

Em todos os modelos que serão apresentados, considerou-se constante o intervalo de entrada de poços (exemplo, um a cada quatro meses), mas esses valores podem ser alterados com facilidade (preprocessor).

No que diz respeito à completação e vazão de produção dos poços, foram adotadas as seguintes premissas:

- Produção com vazão máxima possível até o limite de pressão estabelecida.
- Completação em todas as camadas contendo hidrocarbonetos e fechamento automático das mesmas assim que o BSW atingir um valor estabelecido.

- Não foi utilizado nenhum tipo de elevação artificial.

Os valores dos parâmetros citados anteriormente podem ser alterados de acordo com o tipo de reservatório e logística, facilitando o trabalho do especialista.

O método descrito a seguir visa tentar cobrir quase todas as possibilidades de combinação de localizações de poços produtores, o que gerou um grande número de simulações. Todo esse procedimento foi necessário para se poder afirmar com certeza que o resultado obtido otimiza o problema proposto. Em seguida, processos com menor número de simulações são sugeridos com pouca perda de precisão de resultados, porém com tempo de execução muito menor. Na prática deve-se procurar a melhor combinação entre esses dois fatores dependendo da importância do estudo.

3.2) O Método

Para facilitar sua aplicação, a metodologia será dividida em duas partes: pré-processamento e simulação paralela–pós-processamento. Como será explicado ao longo deste capítulo, esta separação se justifica pela independência entre as duas partes.

O método explicado a seguir baseia-se na escolha de uma função-objetivo e de um espaçamento base para alocação inicial dos poços. De acordo com a análise dos resultados obtidos, alguns poços são eliminados visando maximizar a função-objetivo escolhida.

Graus de refinamento (por exemplo reiniciar o processo para mais de um espaçamento base) podem gerar melhores resultados porém com maior número de simulações. Simplificações podem resultar em um menor número de simulações mas com perda parcial de precisão. Todos esses procedimentos estão explicados a seguir.

3.2.1) Definição das Funções-Objetivo

Ao se iniciar um processo de otimização, é necessário definir com clareza qual o parâmetro que se pretende maximizar. Na atual fase de desenvolvimento deste trabalho, é possível trabalhar com até 5 funções-objetivo, sendo três econômicas e duas de parâmetros do reservatório:

- Valor Presente Líquido – VPL
- Coeficiente de Retorno – CR
- Taxa Interna de Retorno – TIR
- Produção Acumulada de óleo – NP
- Produção Acumulada de Gás – Gp

A escolha do melhor resultado é obtida quando o mesmo satisfazer a maximização da maioria das funções-objetivo. Para facilitar a visualização da alternativa que maximiza a maioria das funções-objetivo, torna-se necessário traçar gráficos entre os indicadores. Nesse trabalho foi realizado um ordenamento tanto pelo espaçamento quanto pelo número de poços.

3.2.2) Preprocessador

O preprocessamento é o conjunto de procedimentos que antecede a simulação numérica de reservatórios. É a etapa compreendida desde a organização inicial das primeiras informações até a montagem final dos arquivos de entrada do simulador comercial. A finalidade principal do preprocessamento é facilitar a preparação dos arquivos para a posterior realização das simulações. Especificamente neste trabalho, as propriedades do fluido, rocha-fluido, e as malhas das camadas serão mantidas constantes. A diferença dos arquivos está basicamente na seção de poços, local onde serão modificados o número e a localização (i, j) dos poços.

Partindo das informações disponíveis: sísmica, pressão, permeabilidade, porosidade, curvas de pressão capilar, curvas de permeabilidade relativa, perfis elétricos, perfis de produção e vazão de fluidos (óleo, gás e água), é obtido o modelo geológico inicial juntamente com a distribuição de hidrocarbonetos no reservatório.

Devido ao grande número de arquivos a serem simulados nessa metodologia, tornou-se necessário automatizar a montagem desses arquivos, o que foi conseguido através da elaboração de um programa. As principais finalidades do programa são:

- 1) Calcular as coordenadas “x” e “y” de todos os possíveis poços localizados em células ativas, utilizando informações das malhas das várias camadas e de um espaçamento entre poços previamente escolhido. Os poços que por ventura ficarem localizados em células nulas, ou seja, fora dos blocos válidos, serão automaticamente desprezados e descartados do modelo.

- 2) Gerar outros modelos para simulação, alterando a posição de todos os poços em uma célula para uma das direções no sentido “i”, e depois repetindo o mesmo procedimento na direção “j”. Como exemplo, a Figura 3-1 representa os quadros de possibilidades para espaçamento entre poços de 400 m. A cada alteração de célula (cor), é preparado um novo arquivo de entrada para a simulação. Quando o primeiro poço estiver localizado na célula branca, os demais poços que honram o espaçamento também estarão localizados em células brancas. Quando o primeiro poço for trasladado para uma célula verde, todos os outros também se moverão uma célula para a direita ocupando células verde. O processo é repetido até que sejam cobertas todas as possibilidades. Uma vez contempladas todas as possíveis localizações, o programa realiza as mesmas operações para outros espaçamentos.

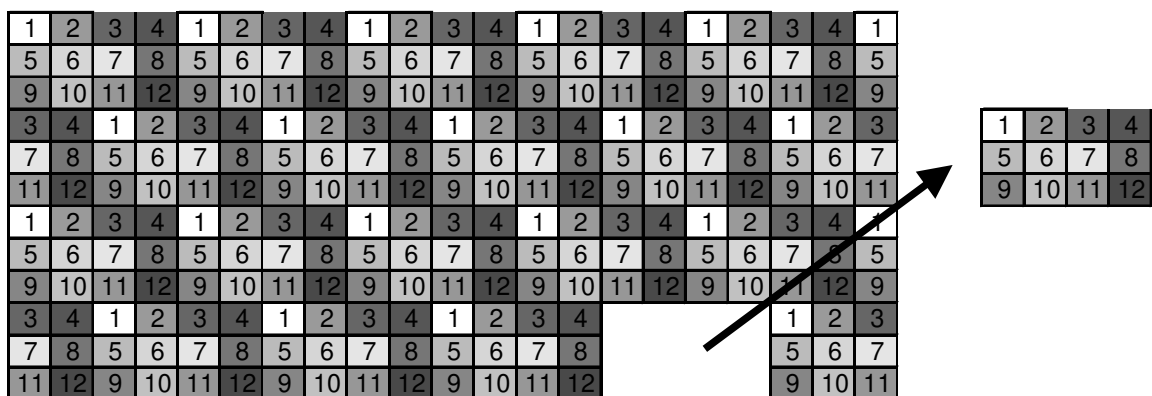


Figura 3-1 – Quadro de possibilidades de localização de poços para espaçamento de 400 m.

Observe que para o espaçamento de 400 m, será necessário realizar a primeira e mais 11 alterações de posicionamento do primeiro poço. Quanto menor o espaçamento, maior será o número de poços e menor o número de variações de quadros de poços.

3) Avaliar a contribuição marginal de cada poço. Para realizar essa tarefa o programa inicia a retirada dos poços na ordem inversa de contribuição na função-objetivo. O método prevê 5 possibilidades de ordenamento dos poços: por área drenada, volume de óleo *in situ* (original), produção acumulada de óleo, produção acumulada de gás e valor presente líquido. Para as três últimas possibilidades (funções econômicas) o ranking dos melhores poços só pode ser realizado após uma prévia simulação numérica contendo todos os poços. A partir do arquivo de saída desta simulação, procede-se a classificação das unidades produtoras baseado nos valores da função-objetivo de cada poço. Para os dois primeiros casos não é necessário realizar uma simulação inicial, a hierarquia é realizada baseada exclusivamente nos parâmetros do reservatório: característica da malha, porosidade, espessura com hidrocarbonetos e saturação de óleo inicial. Nestes casos, o programa identifica as regiões onde estão concentrados o maior volume de hidrocarbonetos e faz uma ordenação decrescentes dos poços com maior potencial de produção. O especialista poderá escolher dentre as 5 opções, qual a melhor maneira de ordenar os poços. O caso padrão do programa é o VPL (receita) que é a opção mais comum.

3.2.3) Simulação Paralela e Posprocessamento

Para esse estudo foi utilizado o Simulador IMEX versão 99 da CMG. Utilizou-se o pacote MPS que possibilita a paralelização externa acelerando o tempo total de simulação. O MPS gerencia eficientemente um grande número de simulações numéricas necessárias para solucionar problemas de ajuste de histórico de produção e outros ligados a processos de otimização.

O posprocessamento é composto por operações realizadas após as simulações numéricas que visam facilitar a visualização e interpretação dos resultados obtidos. O *RESULTS* e o *GRAPHICS* da *CMG* são exemplos de posprocessadores bastante utilizados. Esses aplicativos

permitem acompanhar os resultados das simulações apresentando a variação de vários parâmetros ao longo do tempo em todas as células da malha.

Os arquivos de saída dos simuladores ocupavam muito espaço em disco impedindo a análise/armazenamento de um grande número de modelos. Desta forma, o programa envia um determinado número de arquivos para simulação no Módulo MPS, calcula os valores das funções-objetivo para cada modelo, organiza todos os resultados em ordem decrescente do VPL (ou outro parâmetro pré estabelecido) e deleta todos os arquivos processados: “out”, “irf”, “mrf” e “intrf”. Posteriormente repete-se as etapas anteriores até que todos os arquivos sejam processados. É interessante ressaltar que o número de arquivos simulados de cada vez no módulo MPS depende da capacidade da rede que gerencia os equipamentos de informática. Assim, antes de rodar o programa é necessário observar alguns parâmetros para evitar tanto a falta de espaço em disco quanto as baixas velocidades causadas principalmente pela sobrecarga ou saturação do sistema. Sugere-se que um grande número de simulações numéricas sejam realizadas em períodos noturnos ou em finais de semanas, o que evita que o sistema se torne lento, prejudicando os demais usuários da rede de computadores.

Nesse trabalho, foi elaborado um programa com as seguintes finalidades:

1. Comandar automaticamente a simulação numérica de um certo número de arquivos.
2. Gerenciar todas as simulações numéricas usando o Módulo MPS.
3. Processar os arquivos de saída das simulações numéricas calculando as funções-objetivo por modelo levando em consideração a previsão de produção de hidrocarbonetos (óleo, gás) e água, o número de poços perfurados, e demais investimentos realizados.
4. Deletar todos os arquivos gerados pela simulação após o cálculo das funções-objetivo.
5. Comandar a simulação dos demais arquivos após terminada a simulação do primeiro conjunto de arquivos. Esta operação será repetida tantas vezes quantas forem necessárias, até que todos os arquivos sejam simulados.

6. Ordenar os valores das funções-objetivo calculadas para todos os modelos simulados. A intenção é propiciar uma comparação gráfica dos resultados.
7. Realizar uma análise do impacto de incertezas de alguns parâmetros econômicos e do reservatório na função-objetivo. O especialista responsável pelo estudo deve escolher quais parâmetros serão analisados e quais os valores que serão assumidos. Para cada variação de parâmetro, o programa gera um arquivo diferente de saída.

Uma das grandes vantagens desta metodologia, é que após a simulação numérica, o programa gera arquivos que substituem com vantagem os arquivos de saída do simulador. Além de reduzir o espaço de armazenamento no disco, propicia ao especialista realizar alterações nos parâmetros econômicos sem haver a necessidade de realizar outras simulações. A resposta do novo cenário é fornecida em um curto período dependendo do número de arquivos iniciais. A escolha dos parâmetros nos quais serão realizados a análise de sensibilidade e seus respectivos valores, poderão ser previstos antes de rodar o posprocessador. Essas informações assim como todos os demais cartões de entrada do posprocessador, estão explicados com detalhes no Apêndice D.

No cálculo dos indicadores econômicos, o programa leva em consideração os custos de equipamentos, serviços e diversos; e a lâmina d'água associada ao tipo de plataforma e imposto governamental. De acordo com o número de poços de cada arquivo, o programa seleciona o tipo e o número de plataformas (dependendo do número de poços por plataforma) necessárias para a produção do campo. Também é levado em consideração o custo de abandono de poços que por sua vez está diretamente ligado ao tipo de plataforma. Se a aplicação for terrestre, deve-se entrar com o custo da estação coletora nos cartões de investimentos.

Portanto, um mesmo reservatório localizado em locais diferentes, gera diferentes modos de exploração. O número de poços em terra tende a ser maior que o número de poços para campos marítimos.

3.2.4) Redução do Número de Simulações Numéricas

Todo estudo de otimização que utiliza a simulação numérica de reservatório como procedimento intrínseco do processo decisório, deve se preocupar com o tempo e o número de simulações a serem realizadas para evitar a inviabilização do método. A relação custo benefício deve ser sempre contemplada para evitar longos tempos de esforço computacional sem resultar em uma melhoria considerável do parâmetro em análise.

Na fase inicial desse trabalho, o objetivo maior foi desenvolver a pesquisa e portanto as aplicações foram realizadas sem a preocupação com o número de simulações. No exercício diário da engenharia de reservatórios sabe-se que a situação é diferente, o tempo total de simulação pode ser o fator decisivo em aplicar ou não o método. Uma metodologia que busque uma grande precisão não tem aplicação prática se necessitar de um longo tempo de processamento. É preferível uma metodologia que apresenta resultados próximos dos valores máximos com reduzido número de simulações a um método que alcance a otimização na sua plenitude porém com um elevado esforço computacional.

Nesse ponto é importante citar que não é interessante aplicar um método muito preciso, o qual demanda um grande tempo de simulação, sabendo-se que há várias incertezas nos parâmetros de entrada do simulador. Esse fato será mais significativo quanto mais o campo estiver próximo de sua descoberta (início de desenvolvimento). Para verificar a influência dessas incertezas, o método prevê uma análise de sensibilidade, identificando a influência dos principais parâmetros na função-objetivo. Para a realização da análise de sensibilidade, um único parâmetro é modificado permanecendo os demais com os valores mais prováveis.

Durante os experimentos realizados, observou-se que não é necessário colocar todas as possibilidades de desenvolvimento para serem simuladas inicialmente. Entre os modos de reduzir o tempo global de simulação, estão citados 3 a seguir:

1. Espaçamento entre os poços.

No que diz respeito ao espaçamento, deve-se saber quando parar a avaliação para diferentes espaçamentos. Se os resultados obtidos para o espaçamento de 600 m forem

inferiores aos resultados obtidos para o espaçamento de 500 m, não se deve simular os arquivos gerados para espaçamento de 700 m e 800 m.

2. Posicionamento entre os poços.

No que diz respeito ao posicionamento dos poços, não é necessário realizar a movimentação dos poços de maneira a abranger todas as alternativas possíveis. Para o exemplo da Figura 3-1 não é necessário realizar todas as 12 possíveis movimentações. Resultados suficientemente representativos podem ser alcançados realizando-se apenas as opções 1, 3, 6, 8, 9 e 11. O mesmo raciocínio pode ser aplicado aos demais espaçamentos, reduzindo à metade o número de simulações. Eventualmente, esse número pode ser ainda menor se necessário. As Figuras 3-2 e 3-3 mostram as possibilidades de movimentação dos poços para espaçamentos de 200 m e 500 m.

3. Retirada de poços.

Pode-se também reduzir o esforço computacional durante o procedimento da retirada dos poços. Após realizado o ranking dos melhores poços, a eliminação das piores unidades produtoras não necessariamente precisa ser realizada por unidade. Pode-se retirar mais de um poço de uma só vez, para que o número de simulações seja significativamente reduzido. A redução do número de simulações varia inversamente proporcional ao espaçamento entre poços. Quanto menor o espaçamento maior será a redução do tempo, pois um menor espaçamento comporta um maior número de poços.

Após a interpretação dos resultados obtidos até o momento, se fará outras simulações, agora com o objetivo de conhecer informações dos arquivos que possuem número de poços na vizinhança do arquivo que apresentou os melhores indicadores econômicos. Nessa fase aconselha-se a utilizar todos os arquivos gerados pelo preprocessador para aumentar a eficiência da otimização. Acredita-se que o valor máximo da função-objetivo será obtido, simulando arquivos que possuam número de poços na vizinhança do arquivo que apresentar os melhores resultados. O número de poços que devem ser somados e subtraídos depende de vários fatores. Nos experimentos realizados conseguiu-se obter os valores ótimos selecionando os arquivos que possuíam 5 poços a mais e a menos.

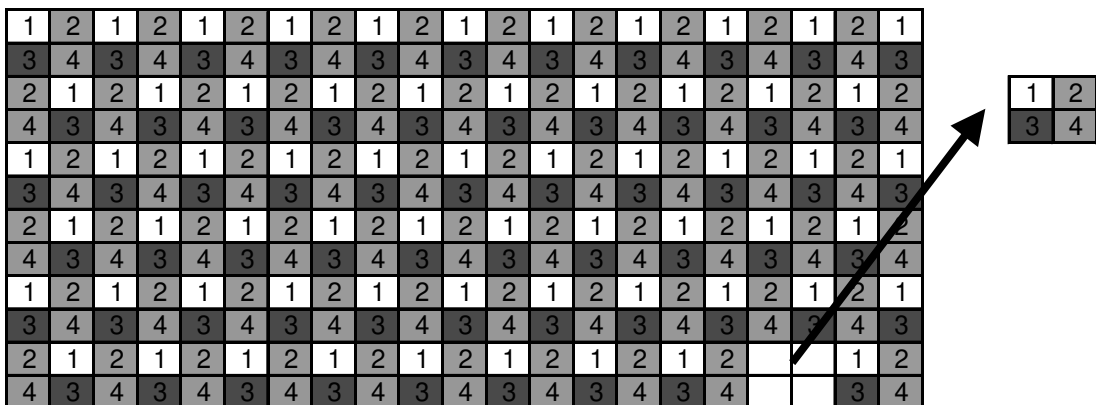


Figura 3-2 - Movimentação de Poços para Espaçamento de 200 m.

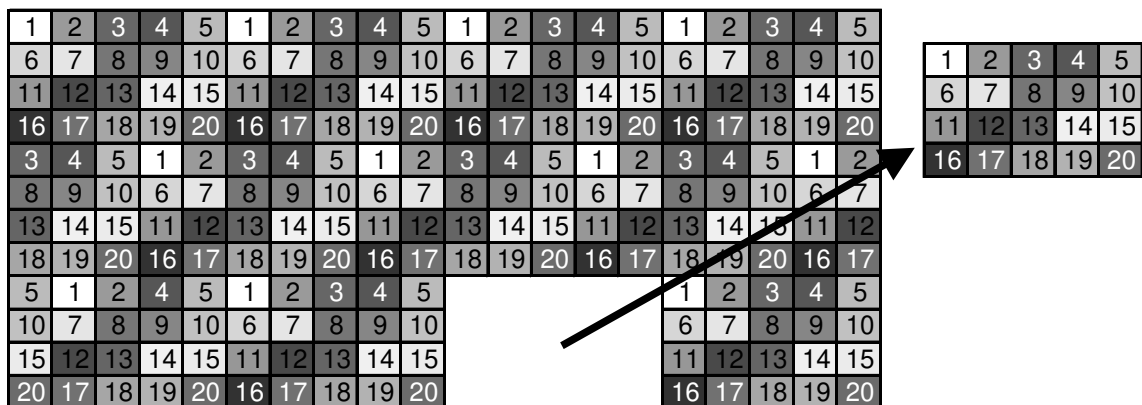


Figura 3-3 - Movimentação de Poços para Espaçamento de 500 m.

Como exemplo, para um modelo 21 x 21, com espaçamento entre poços de 200 m (4 possibilidades de movimentação) e tamanho de células $D_i = D_j = 100$ m, é possível alocar cerca de 92 poços. Como o método realiza a retirada de poços um por um, percebe-se que haverá 368 (92×4) diferentes arquivos a serem simulados.

Como o número de poços para esse espaçamento é grande, pode-se retirar 5 poços por vez, o que resultará na escolha de apenas 18 arquivos ($92 \div 5$). Também não é necessário fazer a movimentação de poços nas 4 possibilidades, como as posições são próximas basta fazer para uma posição (1, 2, 3 ou 4). Agindo dessa maneira, o número de arquivos a serem simulados reduz para 18, ou seja cerca de 20 % do número de arquivos iniciais. Conforme será mostrado no Capítulo 4, a redução do número de arquivos a serem avaliados pode não comprometer muito a qualidade dos resultados obtidos. Esses 18 arquivos obtidos para o espaçamento de 200 m não necessariamente serão simulados. Tudo depende dos resultados dos outros espaçamentos conforme salientado anteriormente.

As Tabelas 3-1 e 3-2 apresentam o mesmo raciocínio anterior aplicados aos demais espaçamentos. As duas tabelas mostram duas formas de reduzir o número das simulações para vários espaçamentos. O tipo A é mais conservativo e simula cerca de 12,1 % do total de arquivos. O tipo B realiza um menor número de movimentações de poços e avalia apenas cerca de 4,5 % do total do número de simulações.

Tabela 3.1 - Redução do Número de Simulações Numéricas - Tipo A

Espaçamento	Número	Número de	Número	Número de	Número de	Número	Movimentações	Número	Porcentagem
	Movimentações	Poços um por um	total de arquivos	Poços a serem	Poços reduzidos	Reduzido de	realizadas	total de arquivos	das simulações
		21x21x3	a serem simulados	retirados	21x21x3	Movimentações		a serem simulados	
200 m	4	92	368	5 em 5	18	1	1	18	4,9
300 m	6	40	240	5 em 5	8	3	1, 3 e 5	24	10,0
400 m	12	32	384	5 em 5	6	6	1,3,6,8,9 e 11	36	9,4
500 m	20	19	380	4 em 4	4	10	*	40	10,5
600 m	30	14	420	4 em 4	3	15	**	45	10,7
700 m	42	9	378	3 em 3	3	21	***	63	16,7
800 m	56	7	392	2 em 2	3	28	****	84	21,4
Total			2562					310	2,1

* => 1,3,5,7,9,11,13,15,17 e 19

**=> 1,3,5,8,10,12,13,15,17,20,22,24,25,27,29

*** => 1,3,5,7,9,11,13,15,17,19,21,23,25,27,29,31,33,35,37,39,41

**** => 1,3,5,7,10,12,14,16,17,19,21,23,26,28,30,32,33,35,37,39,42,44,46,48,49,51,53,55

Tabela 3.2 - Redução do Número de Simulações Numéricas - Tipo B

Espaçamento	Número	Número de	Número	Número de	Número de	Número	Movimentações	Número	Porcentagem
	Movimentações	Poços um por um	total de arquivos	Poços a serem	Poços reduzidos	Reduzido de	realizadas	total de arquivos	das simulações
		21x21x3	a serem simulados	retirados	21x21x3	Movimentações		a serem simulados	
200 m	4	92	368	5 em 5	18	1	1	18	4,9
300 m	6	40	240	5 em 5	8	2	1 e 6	16	6,7
400 m	12	32	384	5 em 5	6	2	6 e 8	12	3,1
500 m	20	19	380	4 em 4	4	4	7,10,17,20	16	4,2
600 m	30	14	420	4 em 4	3	4	8,11,26,29	12	2,9
700 m	42	9	378	3 em 3	3	6	9,12,14,30,33,35	18	4,8
800 m	56	7	392	2 em 2	3	9	*****	27	6,9
Total			2562					119	4,6

***** => 10,13,16,34,37,40,50,53,56

3.2.5) Algoritmos do Método

- Preprocessamento

O fluxograma da Figura 3-9 apresenta o algoritmo do preprocessor. A partir de informações da malha, números de camadas, saturação de hidrocarbonetos inicial, porosidade e espaçamento; o programa gera todos os arquivos necessários para a simulação. Após a criação de todos os arquivos, o especialista define qual o método de classificação dos poços. Logo em seguida é preciso selecionar quais os arquivos que serão simulados de acordo com o espaçamento, critério de movimentação de poços e critério de retirada dos piores poços (avaliação da contribuição marginal). Os arquivos selecionados, serão simulados utilizando a técnica da paralelização externa conforme apresentado no Capítulo 2.

- Paralelização do Processo Principal e Posprocessamento

Na Figura 3-10, apresenta-se uma das formas possíveis de paralelização seguida do posprocessamento utilizadas nesse trabalho. Este fluxograma é a segunda parte do algoritmo que determina o número ideal de poços que devem ser perfurados e suas respectivas localizações. Cada arquivo representa uma solução alternativa para o problema. Neste caso um programa mestre é utilizado para enviar dados para outras máquinas que executarão processos escravos. Para cada arquivo que será simulado, calcula-se o valor da função-objetivo previamente escolhida, buscando sua maximização. No final de cada simulação, o processo escravo envia um arquivo resposta para o processo mestre. O número de processos escravos executados ao mesmo tempo depende do número de licenças do simulador e do número de máquinas disponíveis. Quanto maior o número de licenças e máquinas, maior será a probabilidade do processo ser executado em menor tempo.

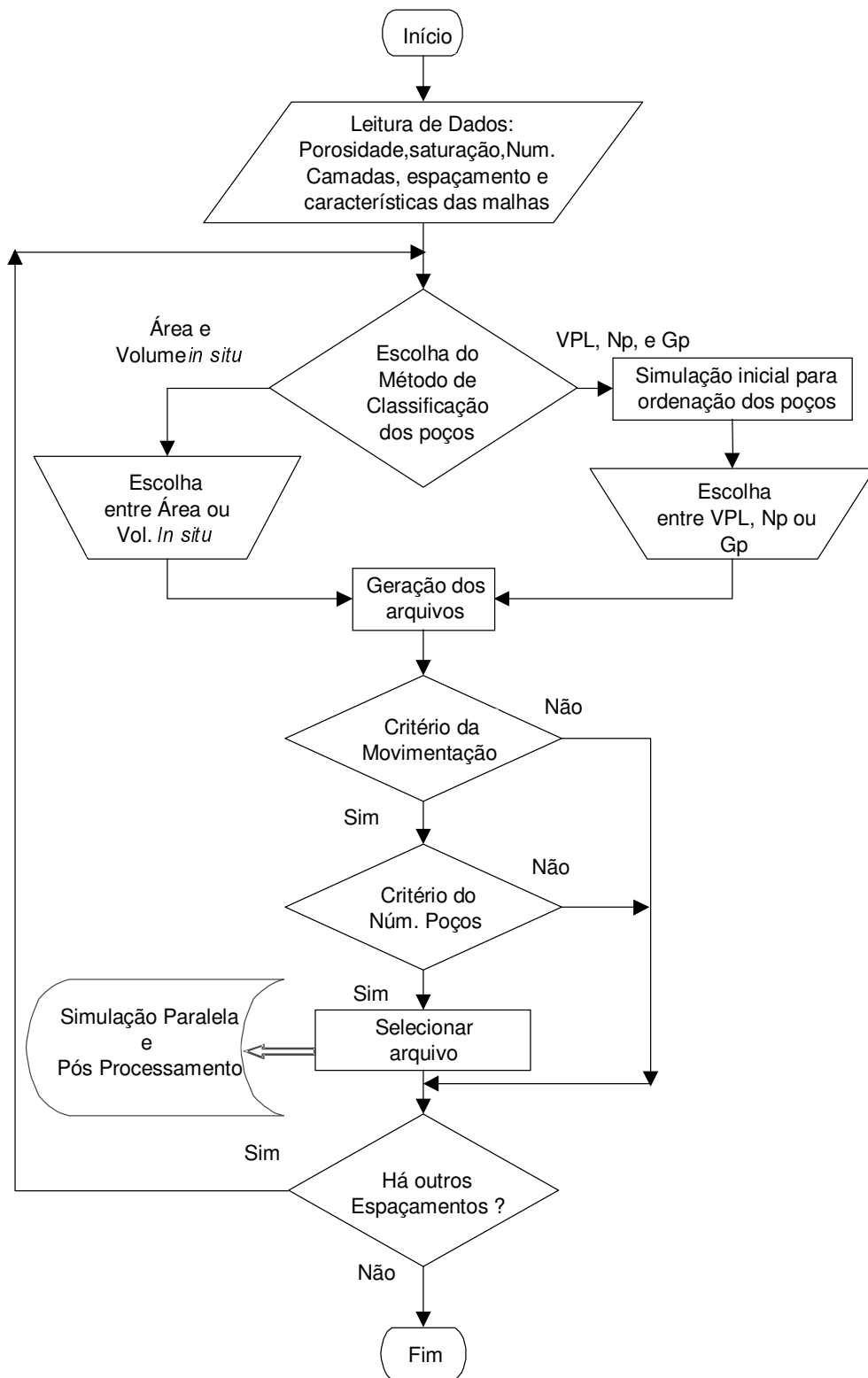


Figura 3-4 - Fluxograma do Preprocessamento

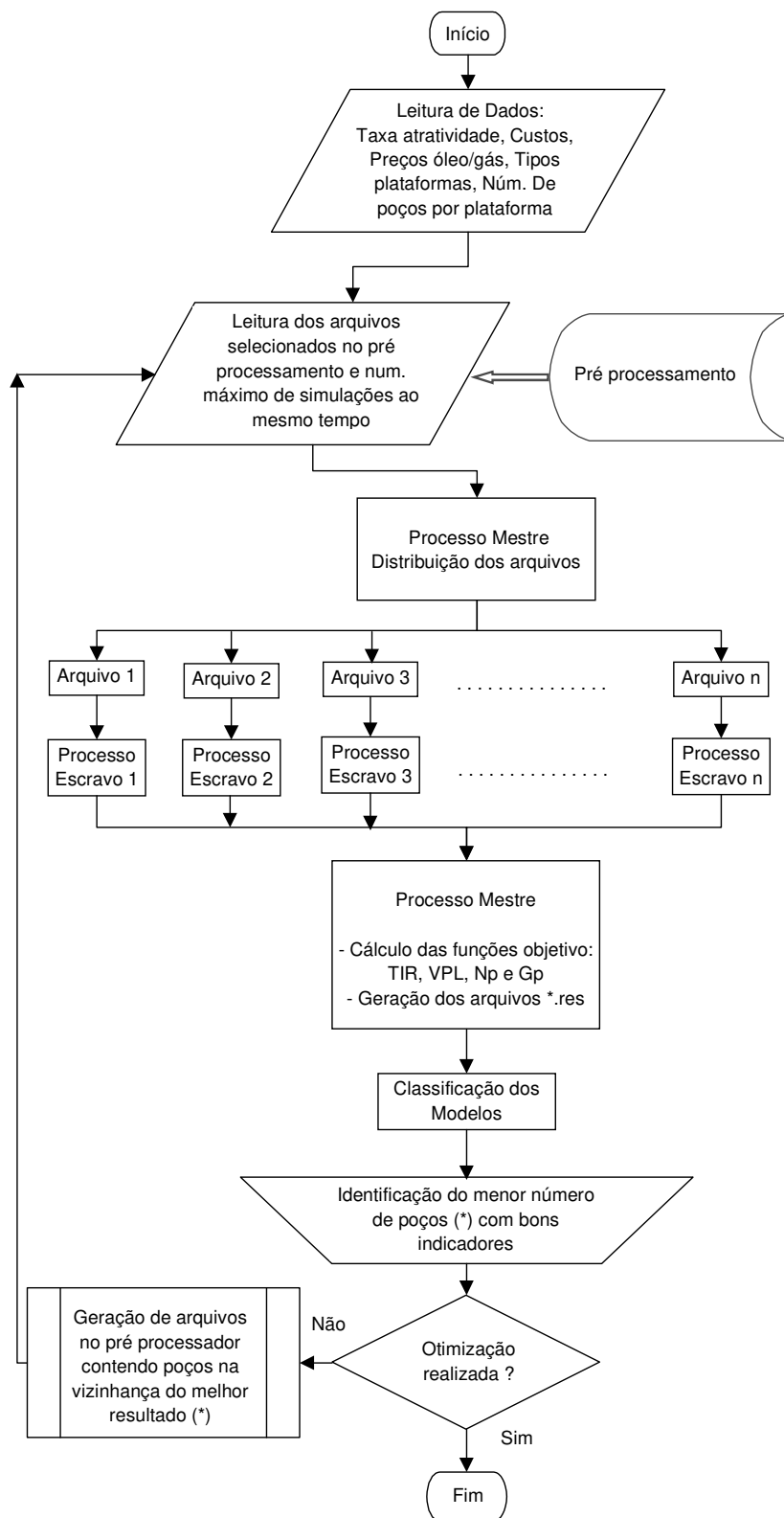


Figura 3-5 - Fluxograma da Simulação Paralela e Pós-processamento

3.2.6) Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade da função-objetivo em relação a alguns parâmetros fornece importantes informações que poderão influenciar diretamente na decisão gerencial. Por exemplo:

- Qual será o número ideal de poços se a permeabilidade (ou porosidade) for 20 % maior ou menor (incertezas de dados).
- Qual será o impacto no VPL se trocarmos duas plataforma pequenas por uma com maior capacidade (otimização do sistema de produção).
- Verificar a viabilidade do projeto para diferentes taxas de atratividade, preços do óleo, custos de produção, custos de perfuração de poços, investimentos, etc.

Para a análise de sensibilidade é possível alterar dois tipos de parâmetros: de reservatório e econômicos. A análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos é mais rápida que a análise de parâmetros do reservatório. A modificação dos parâmetros econômicos não necessita de novas simulações numéricas, o programa lê os dados diretamente dos arquivos *.res gerados durante a primeira simulação. No caso da análise dos parâmetros do reservatório, a simulação deve ser realizada novamente, pois modifica-se as condições de fluxo no meio poroso. Para a análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos, basta informar mais de um valor para o parâmetro no arquivo de entrada do programa. Maiores informações sobre o posprocessamento podem ser obtidas no Apêndice D, onde são detalhados todos os cartões do programa.

3.2.7) Aplicabilidade

A aplicação do método desenvolvido neste trabalho está inicialmente restrita às premissas assumidas. Satisfeitas as premissas, o método pode ser aplicado a qualquer tipo de reservatório localizado em terra ou mar, havendo apenas a modificação nos valores de entrada de alguns parâmetros como custo de perfuração de poços, investimentos iniciais na aquisição de equipamentos, logística, etc.

No que diz respeito a simulação numérica, existe um compromisso entre importância do estudo, tempo disponível, tempo de execução de cada simulação e disponibilidade de máquinas. Para alguns casos com elevado tempo de simulação, algumas simplificações são necessárias para diminuir o tempo total do processo.

Dependendo do número de máquinas disponíveis na rede e suas respectivas velocidades de processamento, a paralelização externa pode acelerar bastante o processo reduzindo o tempo total de simulação (*wall clock time*) em até cerca de 85%.

A seguir serão apresentados alguns exemplos de aplicação da metodologia.

Capítulo 4

Aplicações

Este capítulo apresenta algumas aplicações da metodologia desenvolvida. Inicialmente é realizada a validação do método utilizando um modelo hipotético de reservatório simples, e, em seguida, são apresentados outros casos envolvendo modelos mais elaborados. Finalmente serão comentados vários aspectos importantes da metodologia mostrando as principais vantagens de sua aplicação, e alguns pontos que podem ser melhorados em futuras pesquisas.

Entre os vários assuntos que serão abordados, destacam-se: definição da função-objetivo, medição dos benefícios da paralelização, número de processos (simulações) necessários para se obter soluções satisfatórias, comparação dos resultados obtidos para um mesmo espaçamento e para espaçamentos diferentes, e análise do impacto das incertezas dos principais parâmetros de reservatório e econômicos.

4.1) Escolha da Função-Objetivo e Hierarquia na Retirada dos Piores Poços

Para todos os modelos que serão apresentados, escolheu-se o VPL como função-objetivo que deve ser maximizada. Ao longo do trabalho também serão realizados comentários sobre a taxa interna de retorno e o coeficiente de retorno. Para facilitar a visualização dos resultados obtidos, são apresentados gráficos do VPL em função da TIR e do CR. A intenção é identificar o modelo que maximiza as três funções econômicas simultaneamente.

Para a maioria dos modelos, a hierarquia dos poços foi realizada utilizando o volume de óleo *in situ*. Somente no último modelo a classificação foi realizada pela receita total de hidrocarbonetos (óleo e gás) para efeito de comparação.

4.2) Medição da Paralelização

Para a paralelização das simulações, foi utilizada uma rede de computadores composta por 9 estações. O exemplo de análise da paralelização apresentada no Capítulo 2 é exatamente a análise de paralelização realizada neste trabalho. Portanto, a paralelização das simulações acelerou bastante o processo, reduzindo o tempo computacional em até 85 %.

4.3) Descrição de Casos

Serão apresentadas 5 aplicações da metodologia. O Modelo 1 é um modelo simples que foi utilizado para validação da metodologia. Os Modelos 2, 3, 4, e 5, são exemplos mais elaborados contendo 2 camadas de óleo e uma de água. Nessas 4 últimas aplicações o modelo geológico-físico é o mesmo, alterando-se apenas a localização do campo (marítimo ou terrestre), seqüência da entrada de poços e a hierarquia dos melhores poços. Para o Modelo 3 também será realizada a análise do impacto das incertezas de alguns parâmetros econômicos e do reservatório.

4.4) Dados Comuns aos Modelos

A Tabela 4-1 apresenta os parâmetros comuns dos 5 modelos.

Tabela 4-1 - Parâmetros Comuns a Todos os Modelos

Parâmetros	Valor	Unidades
Densidade do óleo	0,866	(água=1)
Densidade do gás	0,745	(ar=1)
Pressão de Saturação	210,03	Kgf/cm ²
S _{wi}	18	%
S _{or}	22	%
Custo de Perfuração/poço- mar	5.300.000,00	US\$
Custo de Perfuração/poço- terra	1.000.000,00	US\$
Taxa de atratividade anual	15	%
Número de sondas perfurando	1	-
Custo de produção	8	US\$/bbl
Preço de venda do óleo	18	US\$/bbl
Preço de venda do gás	90	US\$/1000 m ³
Lâmina d'água	60	m
Plataforma Caisson	3.500.000	US\$
Plataforma Jaqueta	13.000.000	US\$

O Apêndice B mostra que para uma lâmina d'água de 60 metros pode-se usar tanto uma plataforma do tipo Caisson quanto do tipo Jaqueta. Nas aplicações marítimas a seguir definiu-se (no posprocessamento) que se usará uma plataforma do tipo Caisson para até 7 poços, duas plataformas entre 8 e 14 poços, três plataformas entre 15 e 21 e uma plataforma tipo Jaqueta para 22 ou mais poços. Essa escolha se baseou nos custos de aquisição das plataformas.

4.5) Modelo-1 - Reservatório Marítimo

O primeiro modelo localiza-se no mar e é composto por uma malha Cartesiana de $18_i \times 10_j \times 1_k$, conforme pode ser observado na Figura 4-1. Trata-se de um modelo bifásico (óleo-gás) homogêneo sem influxo de água e sem sistema de recuperação suplementar. As principais razões da escolha inicial de um modelo simples foram para facilitar o desenvolvimento da metodologia (preprocessador, simulação paralela e posprocessador) e evitar longos tempos de processamento

devido ao grande número de arquivos a serem avaliados. As principais características do Modelo 1 são apresentadas nas Tabelas 4-1 e 4-2.

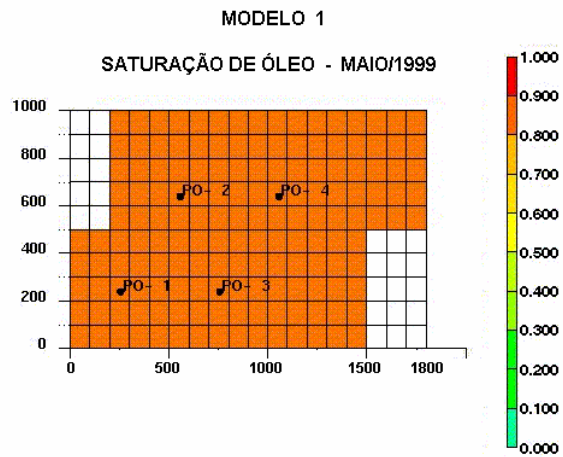


Figura 4-1- Malha de Simulação do Modelo 1

Tabela 4-2 - Principais Características do Modelo 1

Parâmetros	Valor	Unidades
Número de blocos total	180	blocos
Blocos ativos/ Blocos inativos	155 / 25	blocos
Malha	$18_i \times 10_j \times 1_k$	-
Dimensões das células	$D_i = 100; D_j = 100; D_k = 50$	m
Permeabilidade horizontal	$K_h = 400$	mD
Permeabilidade vertical	$K_v = 40$	mD
Porosidade (ϕ)	30	%
Profundidade média	2957,5	m
Início produção dos poços	um a cada 4 meses	-
Equipamentos/serviços/outros	66.000.000	US\$
Vazão máxima por poço	2000	m ³ /dia

A principal característica deste modelo é a variação de proporção entre areia e folhelho que influencia os resultados das simulações numéricas. Essa grande importância reside no fato de que, essa proporção, modifica diretamente o cálculo dos valores das permeabilidades e das porosidades das células. No Simulador IMEX, esse parâmetro é representado pela *Matriz Netgross*. A Figura 4-2 mostra a proporção areia/areia+folhelho do Modelo 1. Quando o parâmetro assumir o valor igual a um, significa que naquela célula há somente a presença de areia reservatório. Quando assumir o valor 0,5, significa que a célula contempla tanto a presença de areia quanto folhelho na proporção 1:1. Pode-se observar que a parte esquerda da Figura 4-2 representa uma região de areia limpa, enquanto que a parte direita representa uma região argilosa. Essa informação é bastante importante pois fará com que os posicionamentos dos poços produtores fiquem localizados mais à esquerda da malha.

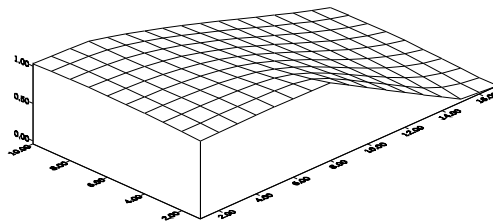


Figura 4-2 - Proporção Areia/Areia+folhelho do Modelo-1.

4.5.1) Resultados Obtidos – Modelo 1

Para o Modelo 1 foram analisados os seguintes espaçamentos básicos: 300 m, 400 m, 500 m, 600 m e 800 m. As Figuras 4-3 a 4-5 mostram os resultados obtidos.

Modelo 1
VPL e VPL' versus NUMERO DE POÇOS

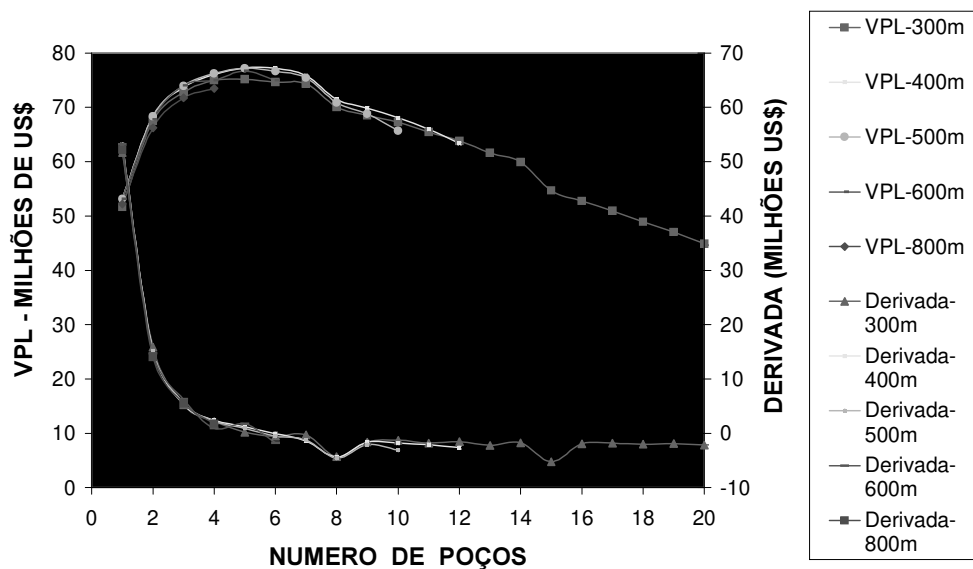


Figura 4-3 - Resultados Obtidos – Modelo 1 – VPL ; Espaçamentos Bases x Número de Poços

COEFICIENTE DE RETORNO

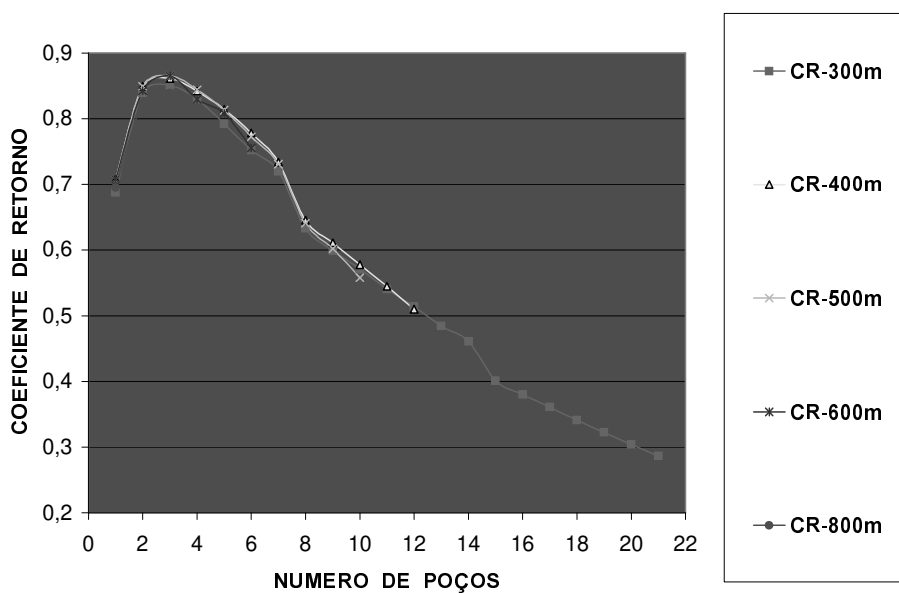


Figura 4-4 - Resultados Obtidos – Modelo 1 – Coeficiente de Retorno x Espaçamentos Bases

GANHO MARGINAL

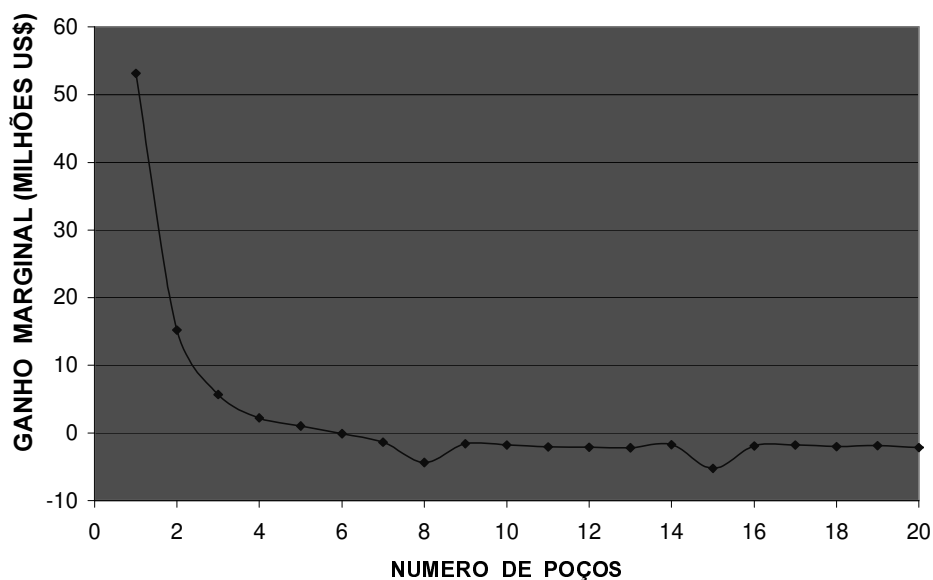


Figura 4-5 - Resultados Obtidos – Modelo 1 – Ganho Marginal x Número de Poços

O Coeficiente de Retorno representa quantos dólares serão obtidos para cada dólar investido (VPL/investimentos atualizadas). A derivada do VPL em relação ao número de poços perfurados significa o ganho marginal de cada poço, ou seja, quantos dólares serão obtidos a mais resultante da perfuração de mais um poço. Na Figura 4-5 mostra-se o ganho marginal considerando a melhor opção para cada número de poços que nesse caso é bastante semelhante à derivada do VPL visto que todos os espaçamentos base forneceram o mesmo resultado. Observa-se também na Figura 4-5 que, para esse modelo, a partir de 5 poços o valor agregado para cada poço adicional é pequeno ou negativo. Desta forma a empresa decidirá se continuará investindo mais no projeto ou se aplicará em outro projeto que resulte em um maior ganho financeiro otimizando a carteira de projetos.

O método apresentado não indica exatamente qual a melhor opção para desenvolvimento do campo. Apresenta, sim, uma quantidade de alternativas que facilita a decisão gerencial. De acordo com os tipos e quantidades de projetos em carteira, a empresa poderá decidir qual a melhor opção de investimento. É importante salientar nesse momento que a escolha da melhor

maneira para desenvolver um mesmo campo em uma determinada época poderá diferir da decisão caso a mesma seja realizada alguns anos mais tarde. Seguindo o mesmo raciocínio, a melhor forma de explorar um campo marítimo pode ser diferente se o campo estivesse localizado em terra. Os fatores que mais influenciam são: 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. As melhores possibilidades de desenvolvimento do Modelo 1 estão representadas na Tabela 4-3 e Figuras 4-6 e 4-7.

Tabela 4-3 - Melhores Resultados do Modelo 1

Número de Poços	VPL (MILHÕES US\$)	CR	Esp. Base (metros)
1 Poço -> md11118.dat	53,12	0,71	
2 Poços -> md10242.dat	68,33	0,85	500
3 Poços -> mod3133.dat	74,00	0,87	600
4 Poços -> mod2132.dat	76,25	0,84	500
5 Poços -> mod6241.dat	77,27	0,81	400
6 Poços -> mod6240.dat	77,19	0,78	400

Pode-se concluir que para esse caso, dependendo do objetivo da empresa, o número de poços ficaria entre 3 e 5. Se existe grande disponibilidade de recursos, o melhor seria maximizar o VPL indicando que 5 poços seria a melhor opção. Se os recursos são limitados e deseja-se obter o melhor retorno de investimento, o melhor seria perfurar apenas 3 poços. É importante lembrar que não se está considerando a possibilidade futura de conversão de poços produtores para injetores o que poderia modificar os resultados. Esse estudo fica como sugestão para trabalhos futuros.

Pode-se observar também que o fato de executar o processo para espaçamentos diferentes pouco contribuiu para a maximização da função-objetivo, mas isso foi feito para efeito de verificação de resultados (pesquisa).

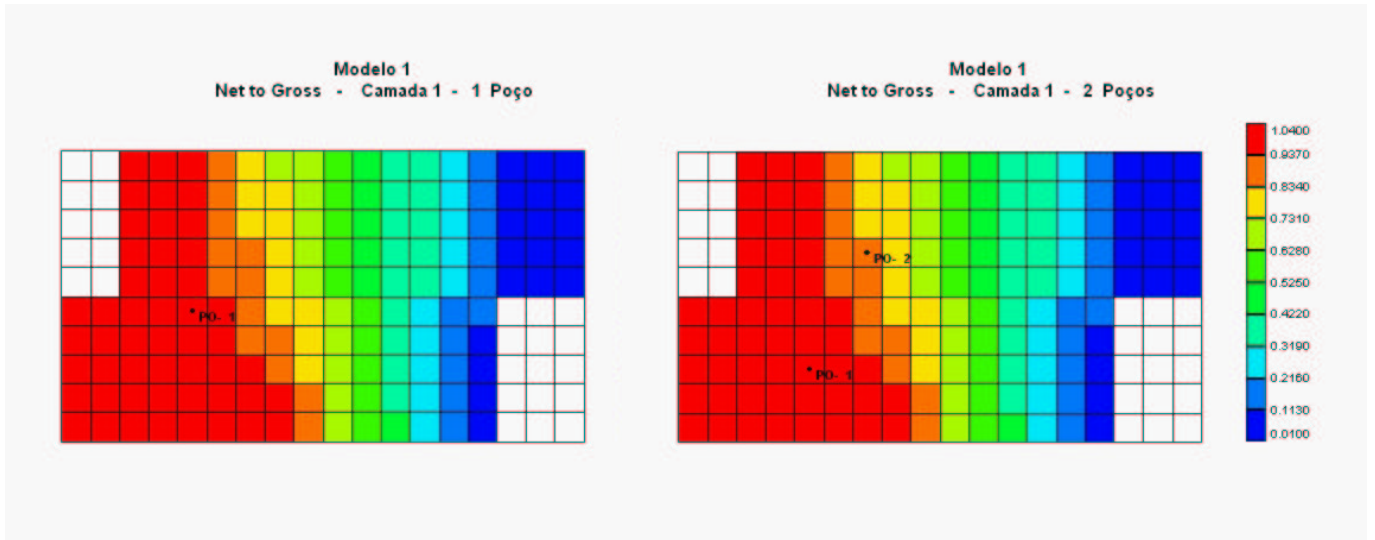


Figura 4-6 - Modelo 1 – Melhores Resultados para 1 e 2 Poços

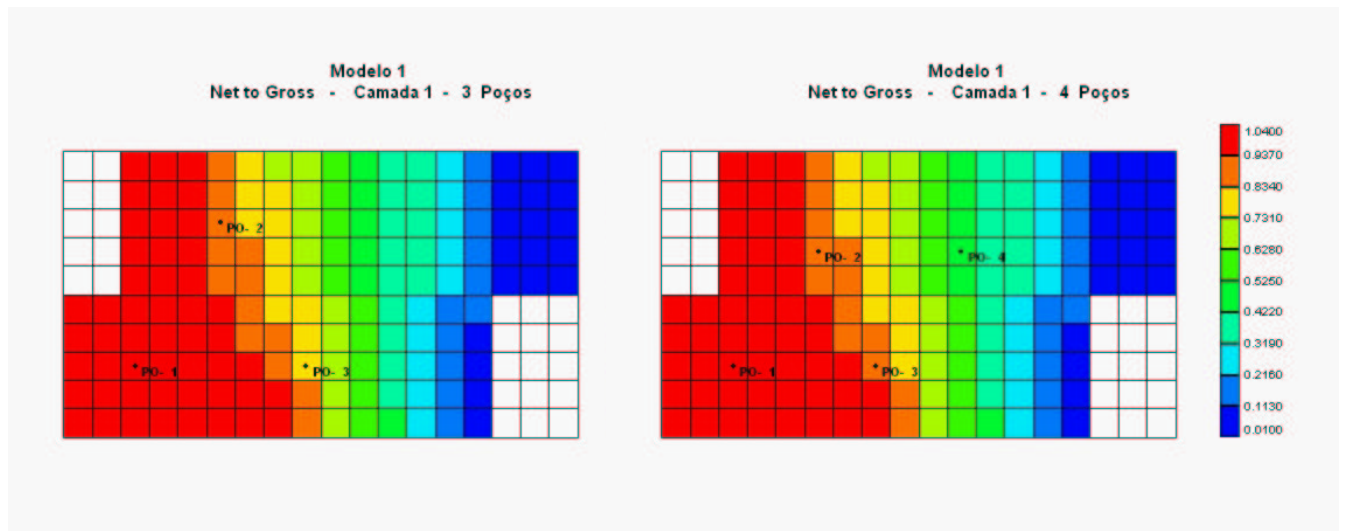


Figura 4-7 - Modelo 1 – Melhores Resultados para 3 e 4 Poços

4.6) Modelo 2 – Reservatório Marítimo

O segundo modelo utilizado é mais complexo e mais próximo da realidade. É um modelo marítimo composto por 3 camadas sendo uma de água e duas de óleo totalizando 1323 células (Figura 4-8). Abaixo da camada de água há um aquífero atuante que contribui para aumentar o fator de recuperação final do campo. O sistema utilizado no Modelo 2 é trifásico (óleo, gás e água), e relativamente simples no que diz respeito ao tempo de processamento. As principais características do Modelo 2 estão mostradas nas Tabelas 4-1 e 4-4.

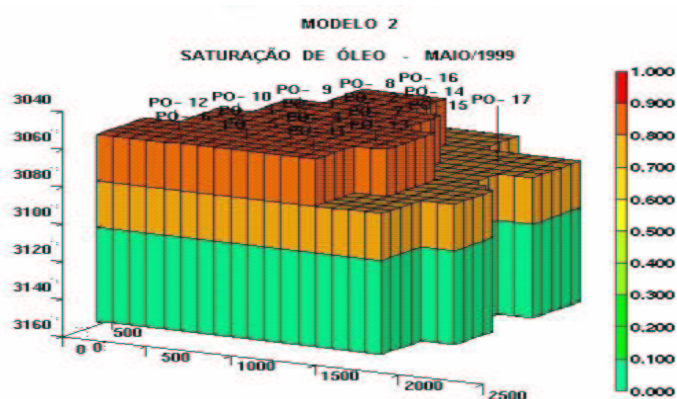


Figura 4-8 - Malha de Simulação do Modelo 2

Tabela 4-4 - Principais Características do Modelo 2

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 da camada i e j	$D_i = 100$ e $D_j = 100$	m
Espessura da camada k	$D_{k1}=50$; $D_{k2}=25$ e $D_{k3}=25$	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
Vazão máxima por poço	300	m^3/dia
Equipamentos, serviços, diver.	20.000.000	US\$

As proporções arenito/folhelho para as 3 camadas estão representadas pelas matrizes *Netgross* conforme mostra a Figura 4-9. O significado dessas matrizes foram explicadas no exemplo anterior.

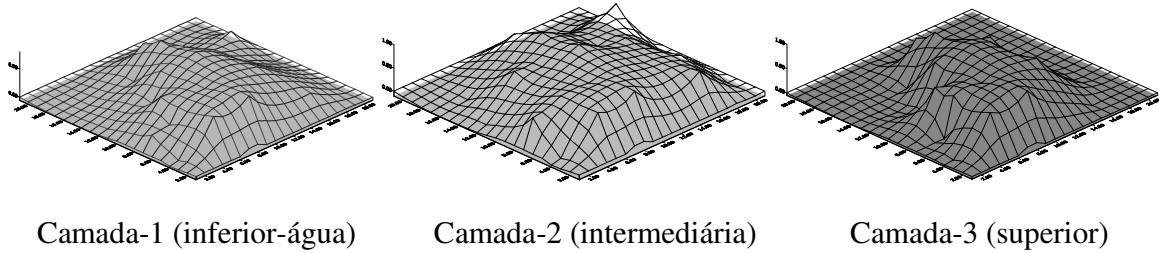


Figura 4-9 - Proporção Areia/Areia+folhelho das Camadas do Modelo 2.

6.6.1) Resultados Obtidos - Modelo 2

Para o Modelo 2 foram avaliados os seguintes espaçamentos bases: 200 m, 300 m, 400 m, 500 m, 600 m, 700 m e 800 m. As Figuras 4-10 a 4-15, apresentam os resultado obtidos.

VPL e DERIVADA X Número de Poços

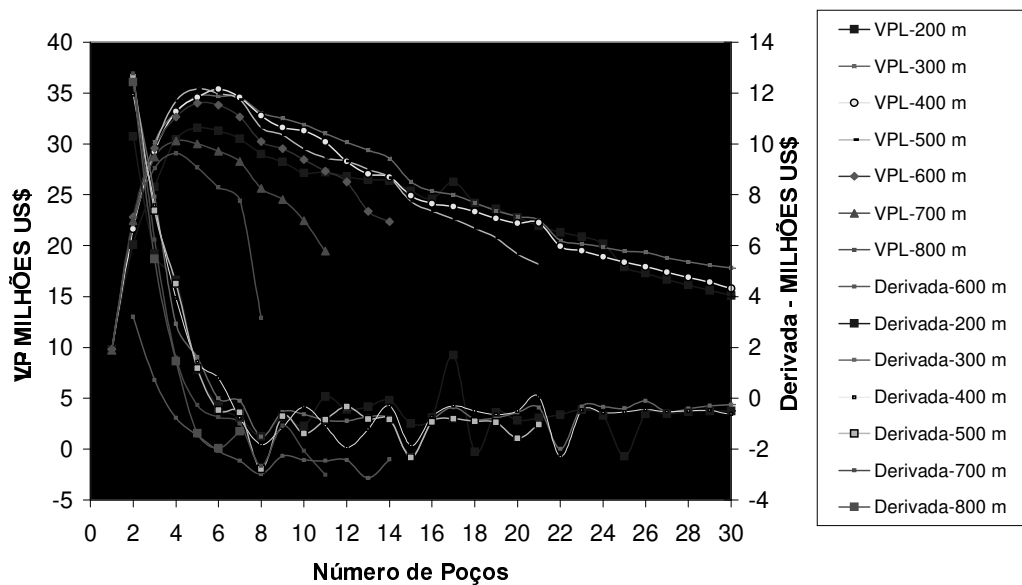


Figura 4-10 - Modelo 2 - VPL, VPL', Espaçamento x Número de Poços

Coeficiente de Retorno X Número de Poços

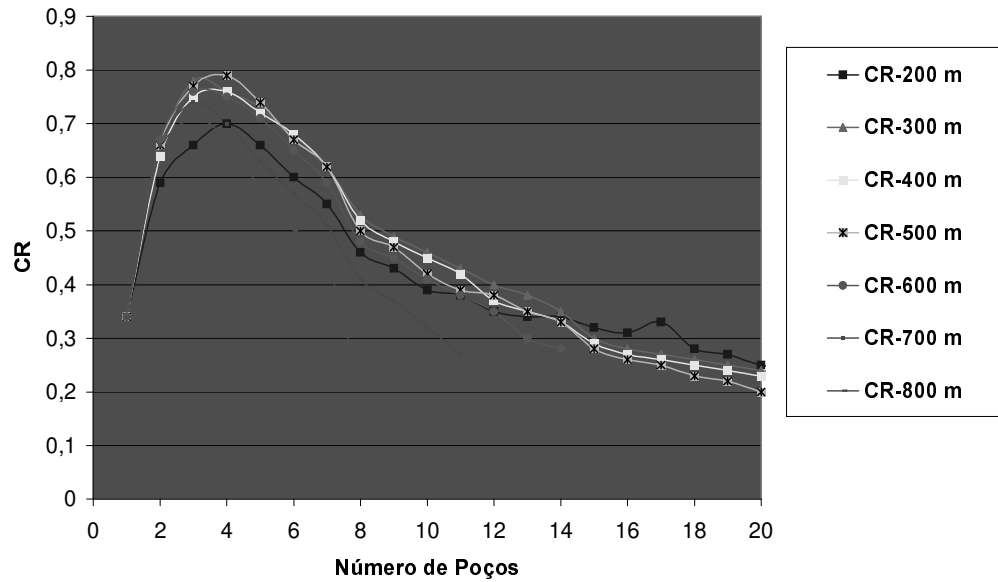


Figura 4-11 - Modelo 2 - CR, Espaçamento x Número de Poços

VPL e Investimentos X CR

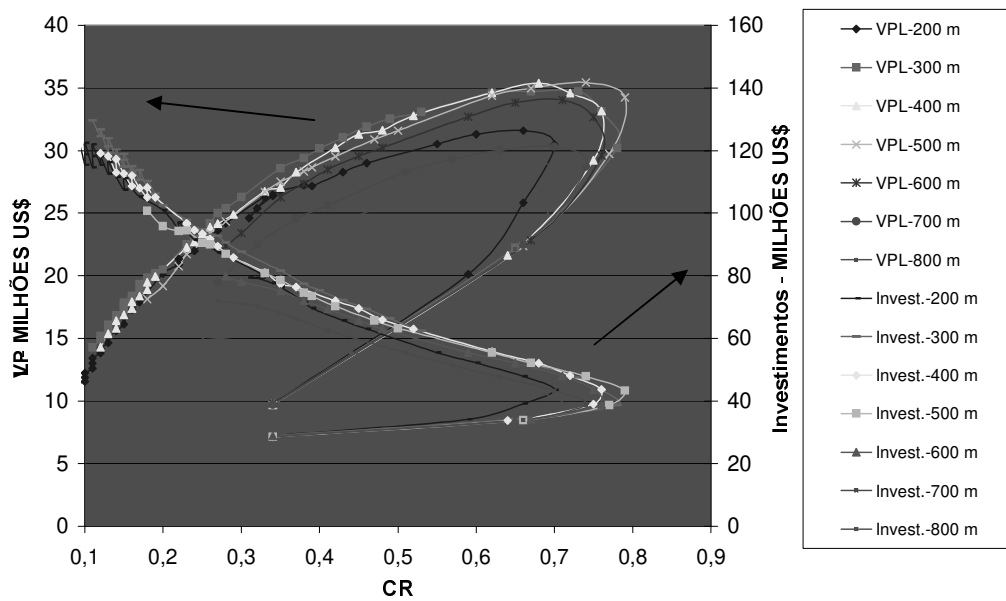


Figura 4-12 - Modelo 2 - VPL, Investimento, Espaçamento x CR x Espaçamento

VPL e Investimento X TIR

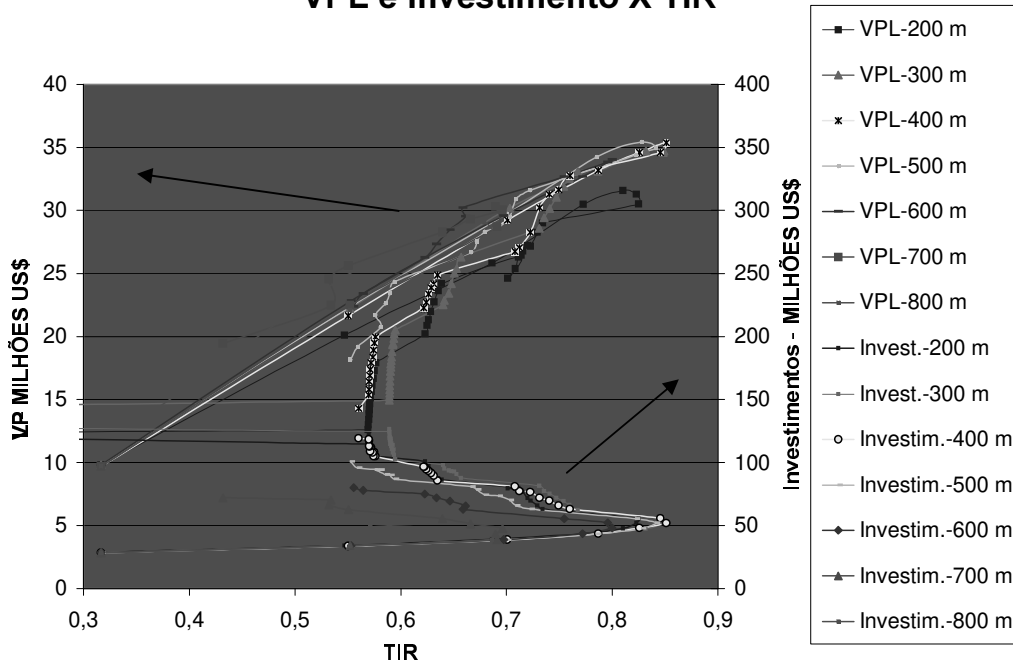


Figura 4-13 - Modelo 2 - VPL, Investimento, Espaçamento x TIR

VPL X CR

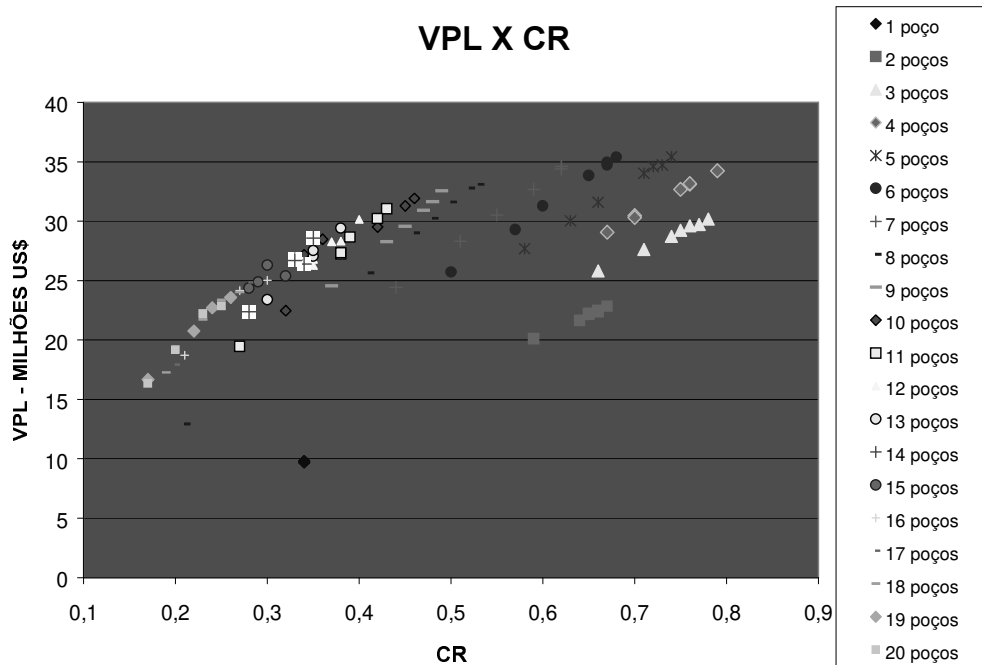


Figura 4-14 - Modelo 2 - VPL, Número de Poços x CR

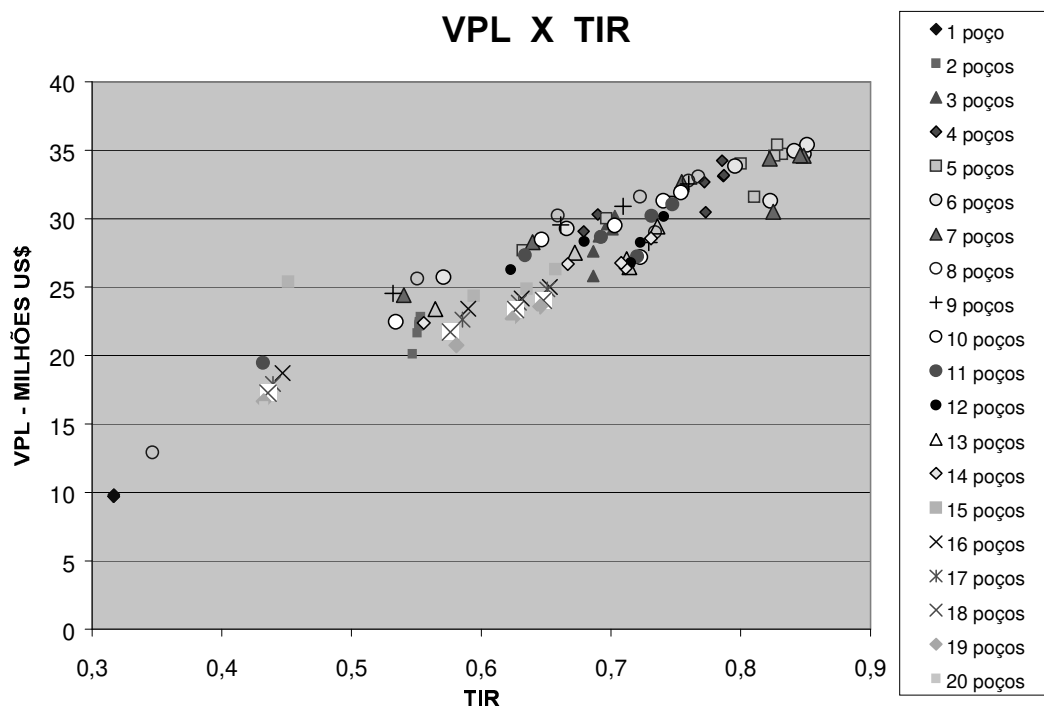


Figura 4-15 - Modelo 2 - VPL, Número de Poços x TIR

A partir dos gráficos anteriores, pode-se inferir algumas conclusões:

- O número ótimo de poços está em torno de 5, podendo variar um pouco de acordo com o objetivo do estudo. A partir de 6 ou 7 poços a contribuição marginal torna-se pequena, o que certamente influenciará a decisão gerencial no sentido não aprovar a perfuração de novos poços.
- O acréscimo do investimento, devido ao aumento do número de poços, causa uma descontinuidade na função VPL (veja exemplo de 7 para 8 poços). Esse fato é explicado pela adição de mais uma plataforma.
- As curvas VPL e CR em função do número de poços estão mais defasadas quando comparadas ao Modelo 1. Os valores máximos são obtidos para espaçamentos base intermediários (no caso 400 m e 500 m). Para espaçamentos base muito grande (800 m) as melhores opções não são alcançadas. Para espaçamentos muito pequenos (200 m), acredita-se que o critério de corte dos piores poços não tenha conseguido resultar nas melhores opções.

- As Figuras 4-12 a 4-15 são importantes para uma análise de compromisso entre o VPL e o CR ou o VPL e TIR. Pode-se observar bem os efeitos da variação do número de poços e espaçamentos base.

As melhores possibilidades de desenvolvimento deste modelo estão apresentadas nas Figuras 4-16 a 4-19 e Tabela 4-5.

Tabela 4-5 - Possibilidades de Desenvolvimento do Modelo 2.

Arquivos de entrada	Número Poços	VPL (US\$)	CR	NP (MIL m3)	GP (MILHÕES m3)	TIR (ao ano)	Espaçamento base
md11107.dat	4	34239435,1	0,79	2917,89	323,42	0,786	500 m
md16111.dat	5	35419036,4	0,74	2959,61	326,71	0,828	500 m
md25105.dat	6	35380606,0	0,68	2914,85	325,09	0,851	400 m
md21106.dat	7	34603826,2	0,62	3019,12	341,15	0,846	400 m

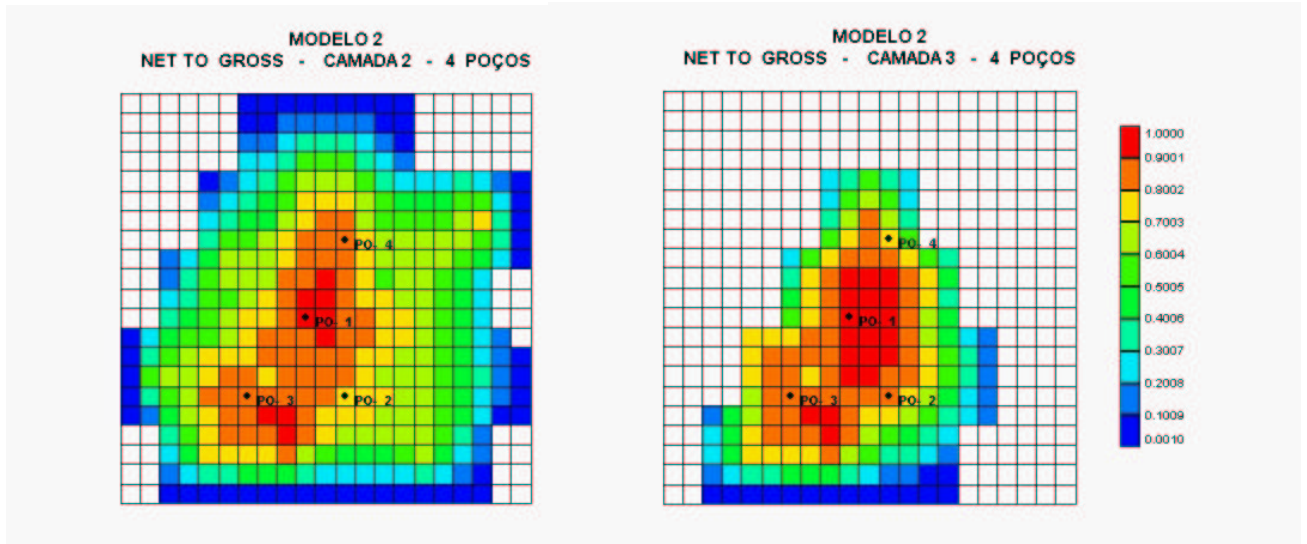


Figura 4-16 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 4 Poços

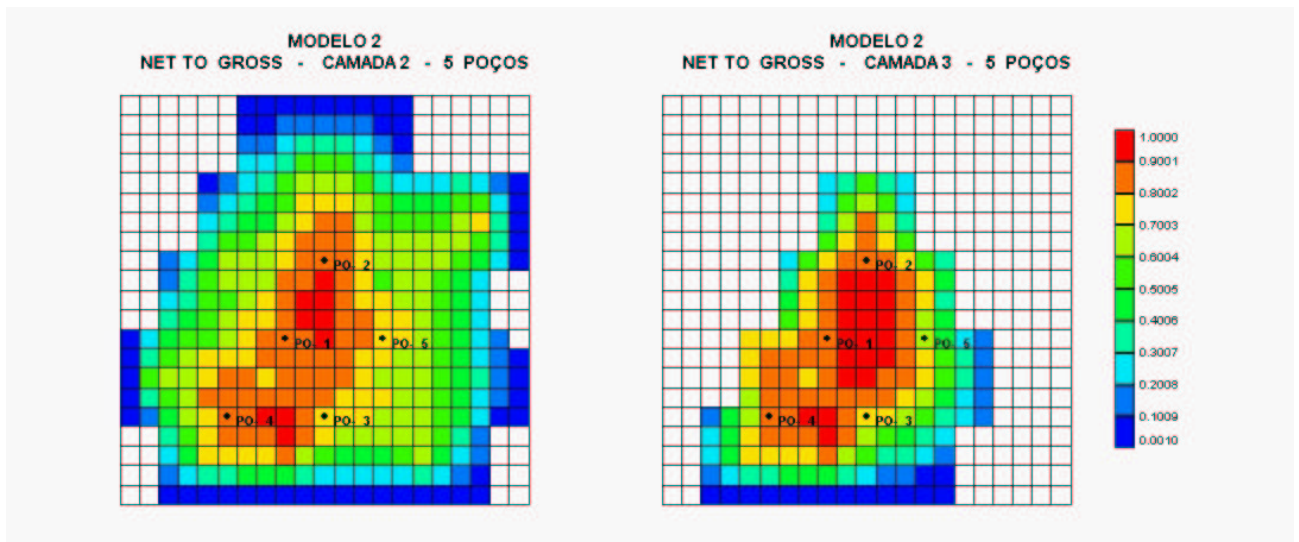


Figura 4-17 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 5 Poços

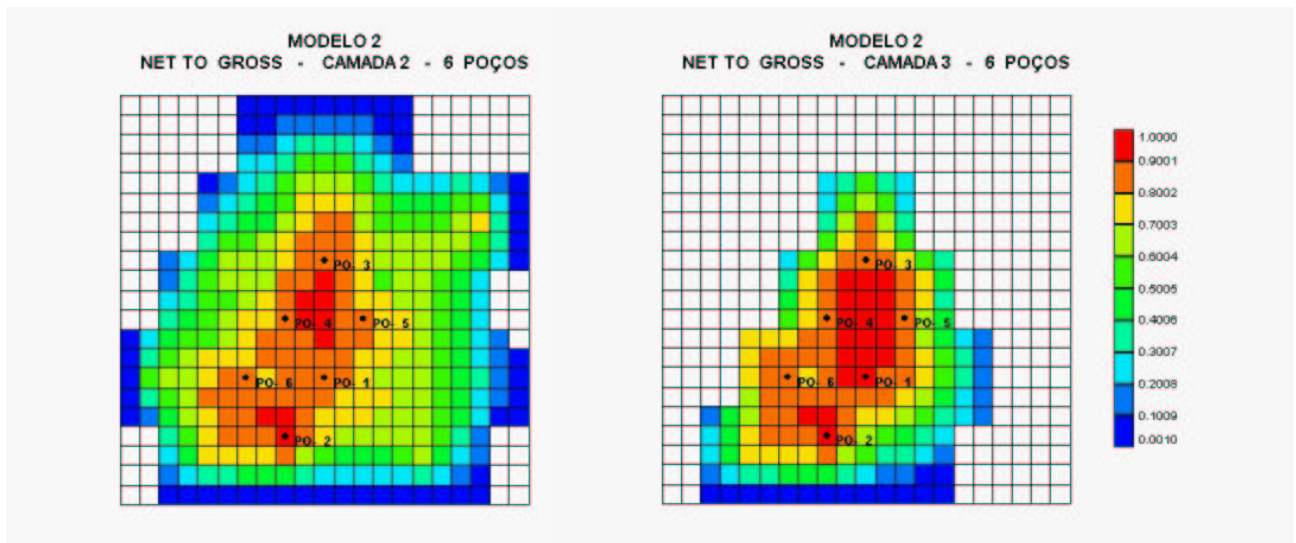


Figura 4-18 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 6 Poços

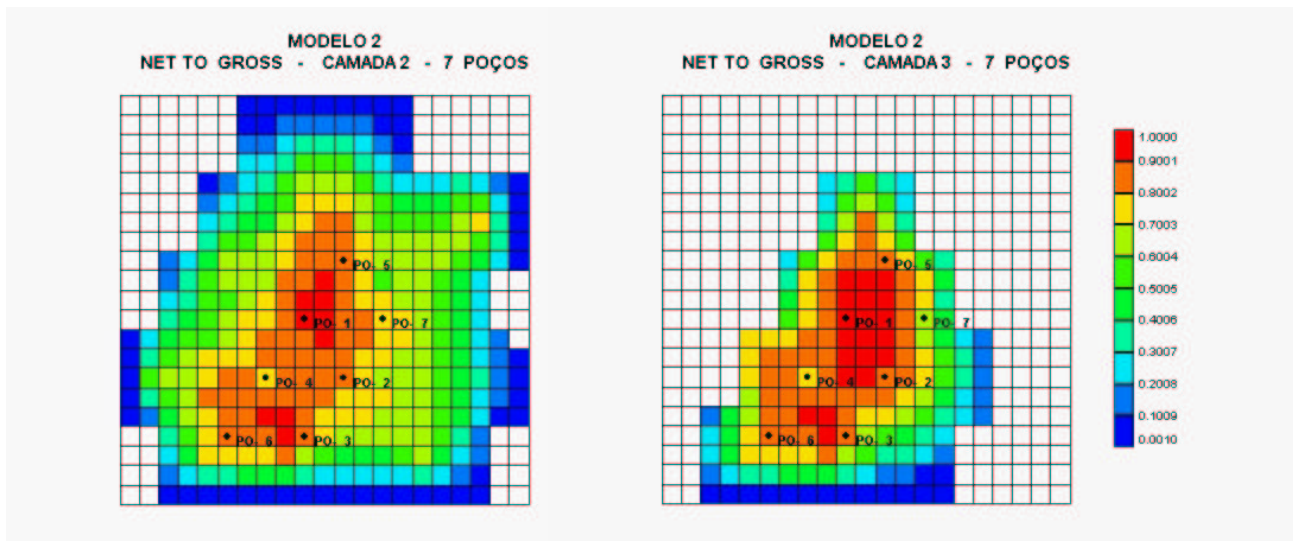


Figura 4-19 - Modelo 2 - Melhor Resultado para 7 Poços

4.7) Modelo 3 – Reservatório Marítimo – Com Diferente Estratégia de Produção

O Modelo 3 é muito semelhante ao Modelo 2. A única diferença é com relação ao início de produção dos poços. No Modelo 2 a entrada dos novos poços ocorreram de 4 em 4 meses, e, nesse modelo os poços iniciam a produção em uma mesma data. A intenção é observar o efeito da entrada de poços nos resultados obtidos. Como a vazão do campo será maior comparada com o Modelo 2, se utilizará um custo maior dos equipamentos, serviços e diversos: US\$ 50.000.000.

Esta situação poderá ocorrer quando o objetivo for verificar a viabilidade da produção antecipada de um projeto no mar. Se a escolha for por uma plataforma do tipo Jaqueta sem a produção antecipada, a entrada dos poços ocorrerá quase que ao mesmo tempo.

4.7.1) Resultados Obtidos - Modelo 3

Para o Modelo 3 foram analisados os seguintes espaçamentos: 200 m, 300 m, 400 m, 500 m e 600 m. As Figuras 4-20 a 4-24 mostram os resultados obtidos.

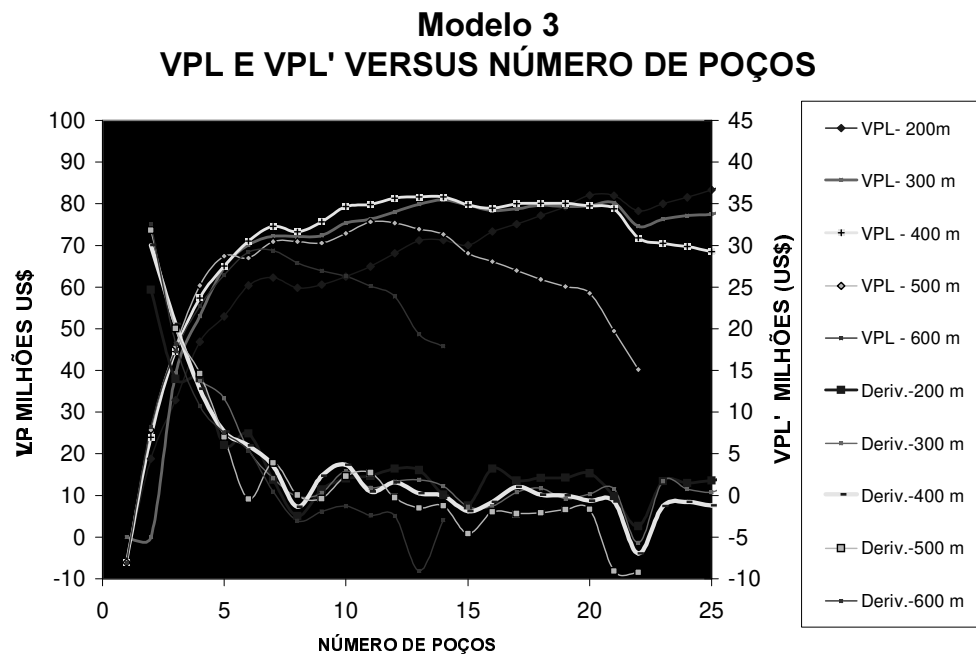


Figura 4-20 - Modelo 3 - VPL x Número de Poços x Espaçamento x VPL'

COEFICIENTE DE RETORNO

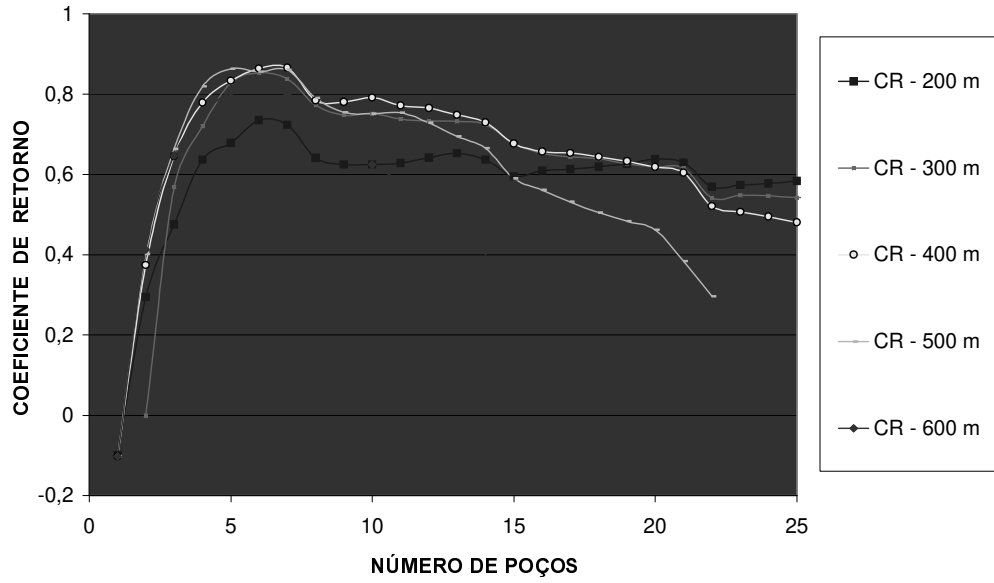


Figura 4-21 - Modelo 3 - CR x Número de Poços

MODELO 3 CONTRIBUIÇÃO MARGINAL

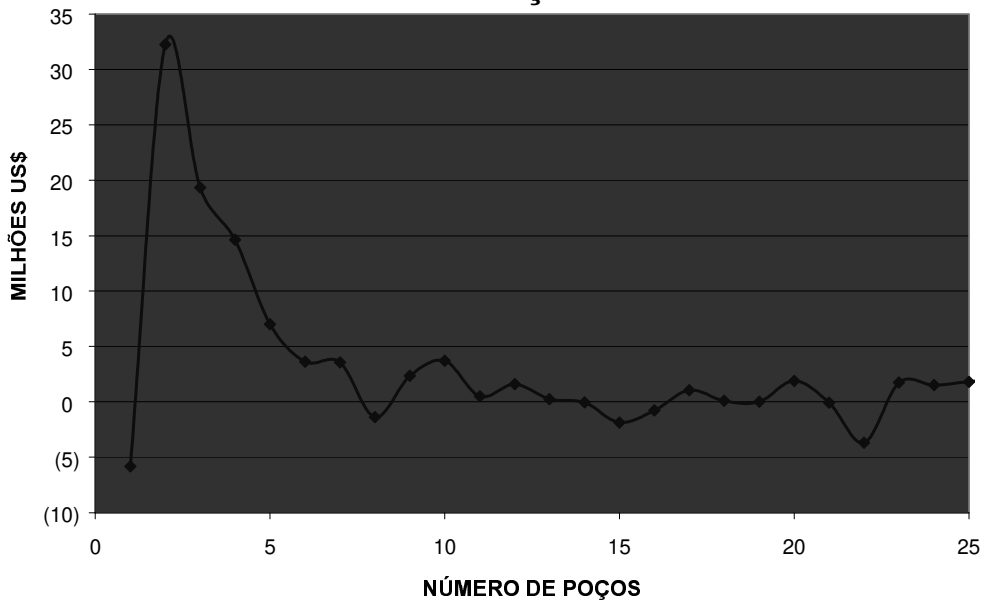


Figura 4-22 - Modelo 3 - Ganho Marginal x Número de Poços

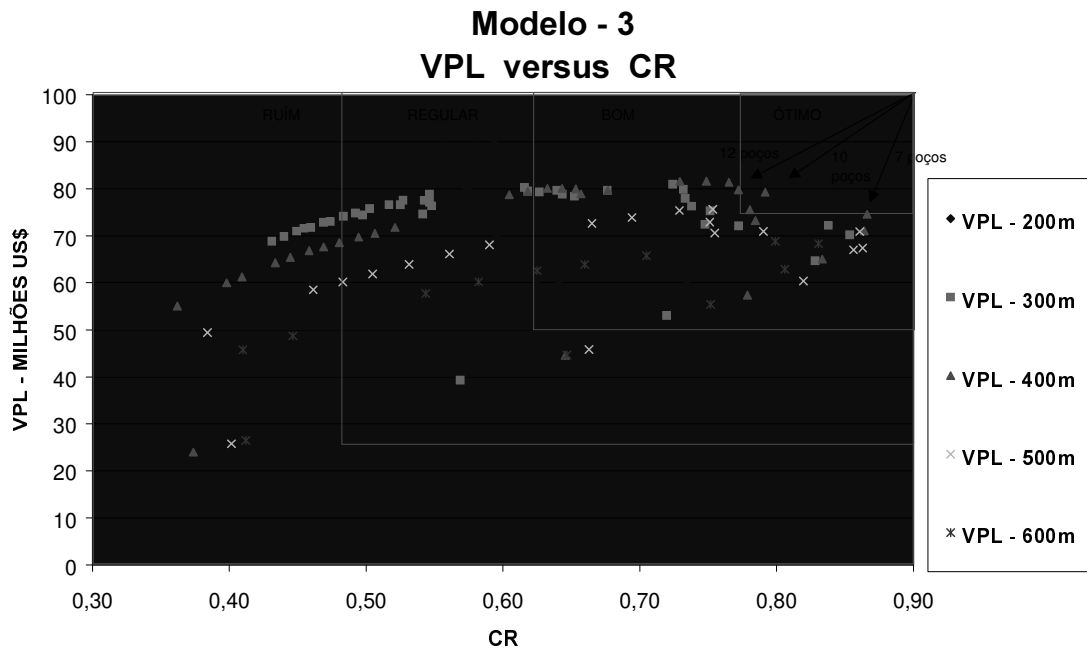


Figura 4-23 - Modelo 3 - VPL, Espaçamento x CR

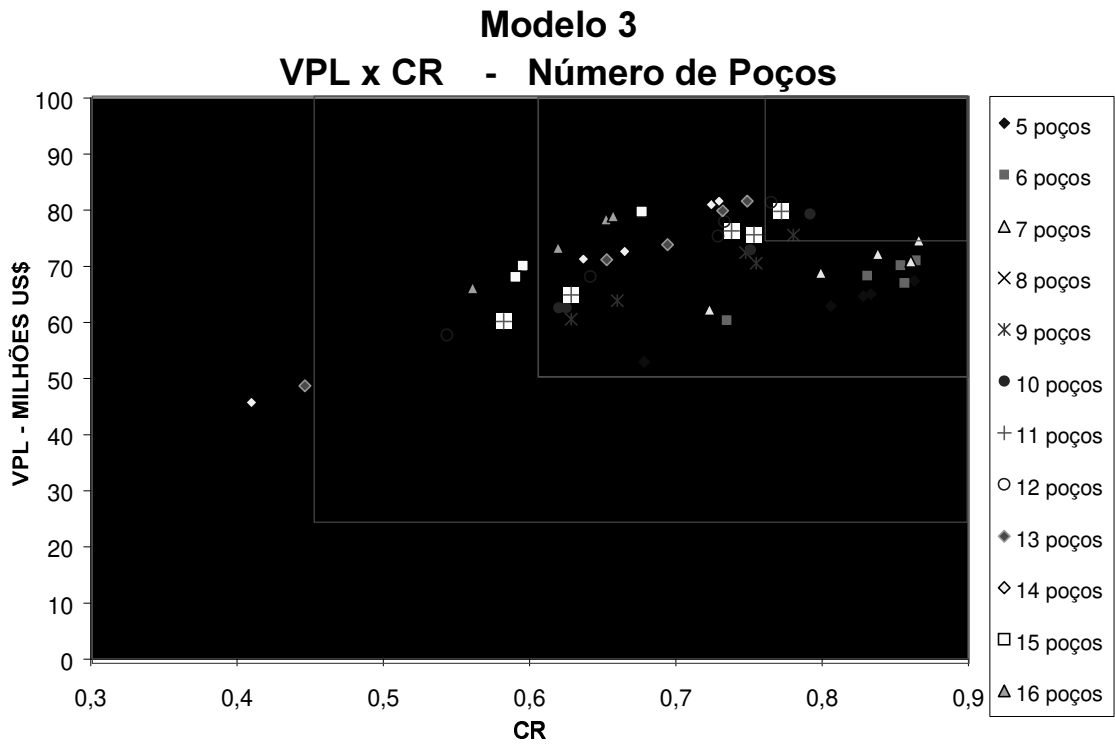


Figura 4-24 - Modelo 3 - VPL, Num. Poços x CR

As principais possibilidades de desenvolvimento do Modelo 3 estão representadas na Tabela 4-6 e Figuras 4-25 a 4-32.

Tabela 4-6 - Possibilidades de Desenvolvimento do Modelo 3

ARQUIVOS	Poços	VPL (US\$)	Coef. Retorno	Esp. Base (metros)
md21106.dat	7	74.602.340,70	0,866	400
md20104.dat	8	73.238.321,88	0,784	400
md17112.dat	9	75.583.866,34	0,780	400
md21105.dat	10	79.289.214,13	0,792	400
md15112.dat	11	79.784.270,65	0,772	400
md15108.dat	12	81.375.161,42	0,765	400
md13112.dat	13	81.625.057,35	0,749	400
md12110.dat	14	81.574.293,68	0,729	400

Para os resultados obtidos do Modelo 3, pode-se inferir as seguintes conclusões:

- Se o critério for escolher o modelo que ofereça um maior coeficiente de retorno, deve ser escolhido o modelo que apresenta 7 poços. O ganho marginal para 7 poços é da ordem de US\$ 3.500.000.
- Se o critério for o VPL, o modelo que indica a perfuração de 13 poços é o que apresenta melhor resultado. Porém o modelo de 12 poços apresenta o VPL um pouco inferior mas com melhor coeficiente de retorno. Para um número de poços superior a 12, o ganho marginal torna-se pequeno ou negativo, não compensando a continuidade dos investimentos.
- Deve-se considerar também os resultados calculados para 10 poços. Para esse caso o ganho marginal é de US\$ 3.700.000,00.
- As curvas de VPL e CR também não coincidem para vários espaçamentos base como aconteceu no exemplo anterior. Os melhores resultados foram obtidos para espaçamentos intermediários (300 m e 400 m).
- O formato das curvas de VPL se diferencia do modelo anterior chegando a formar um patamar em alguns casos. Já as curvas de CR tem formatos semelhantes ao Modelo 2, porém com declínio menos acentuado.

- Na Figura 4-23 observa-se que há alguns modelos para o espaçamento base de 200 m que apresentam altos valores para a função VPL. Esses resultados não são os melhores devido a necessidade de perfuração de um grande número de poços, o que aumentaria os investimentos iniciais. O aumento do investimento pode ser sentido pela redução do CR.

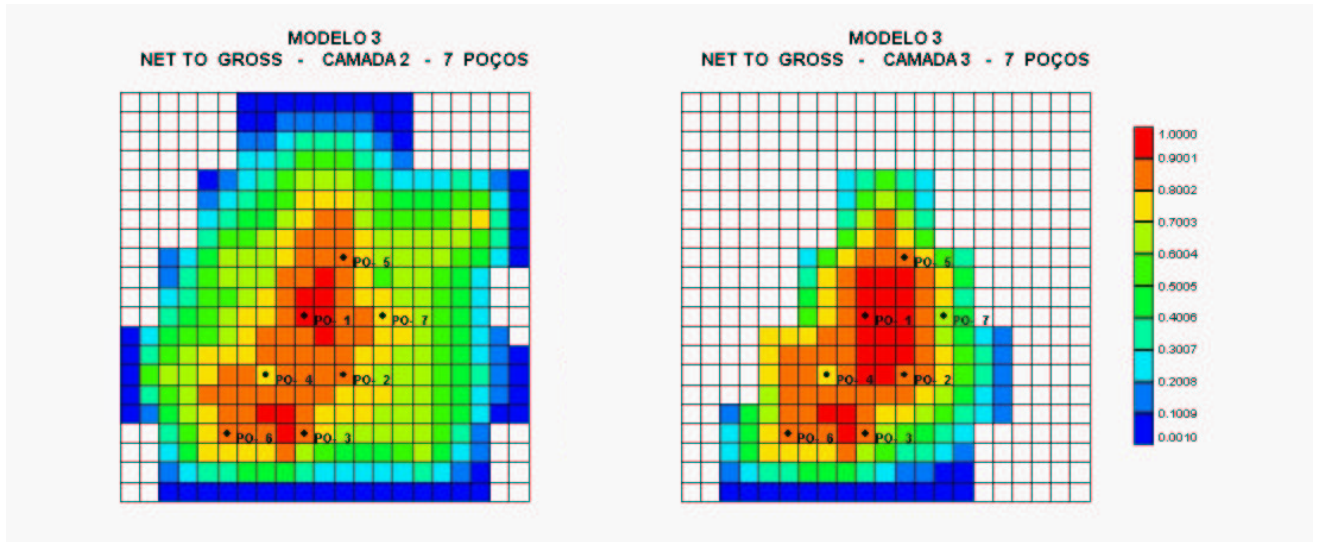


Figura 4-25 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 7 Poços

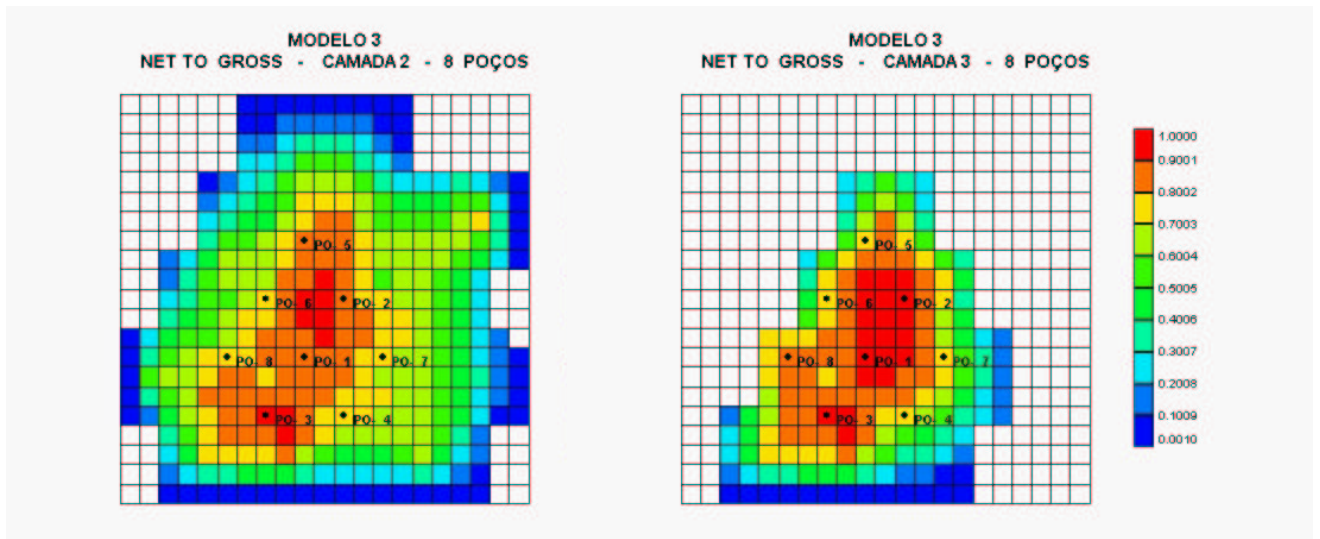


Figura 4-26 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 8 Poços

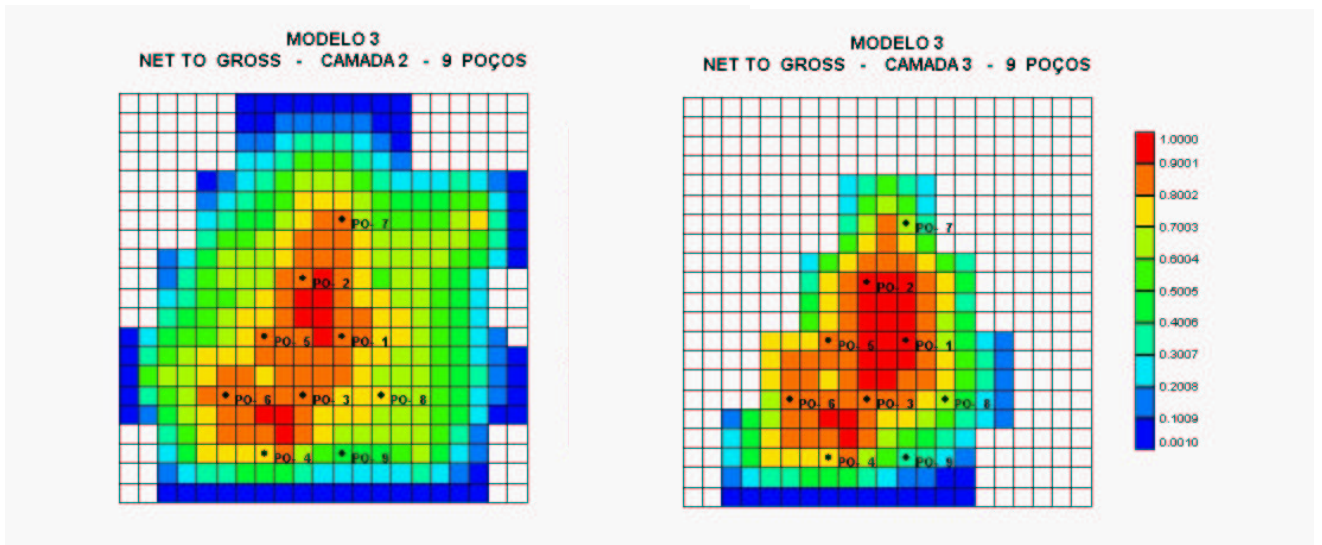
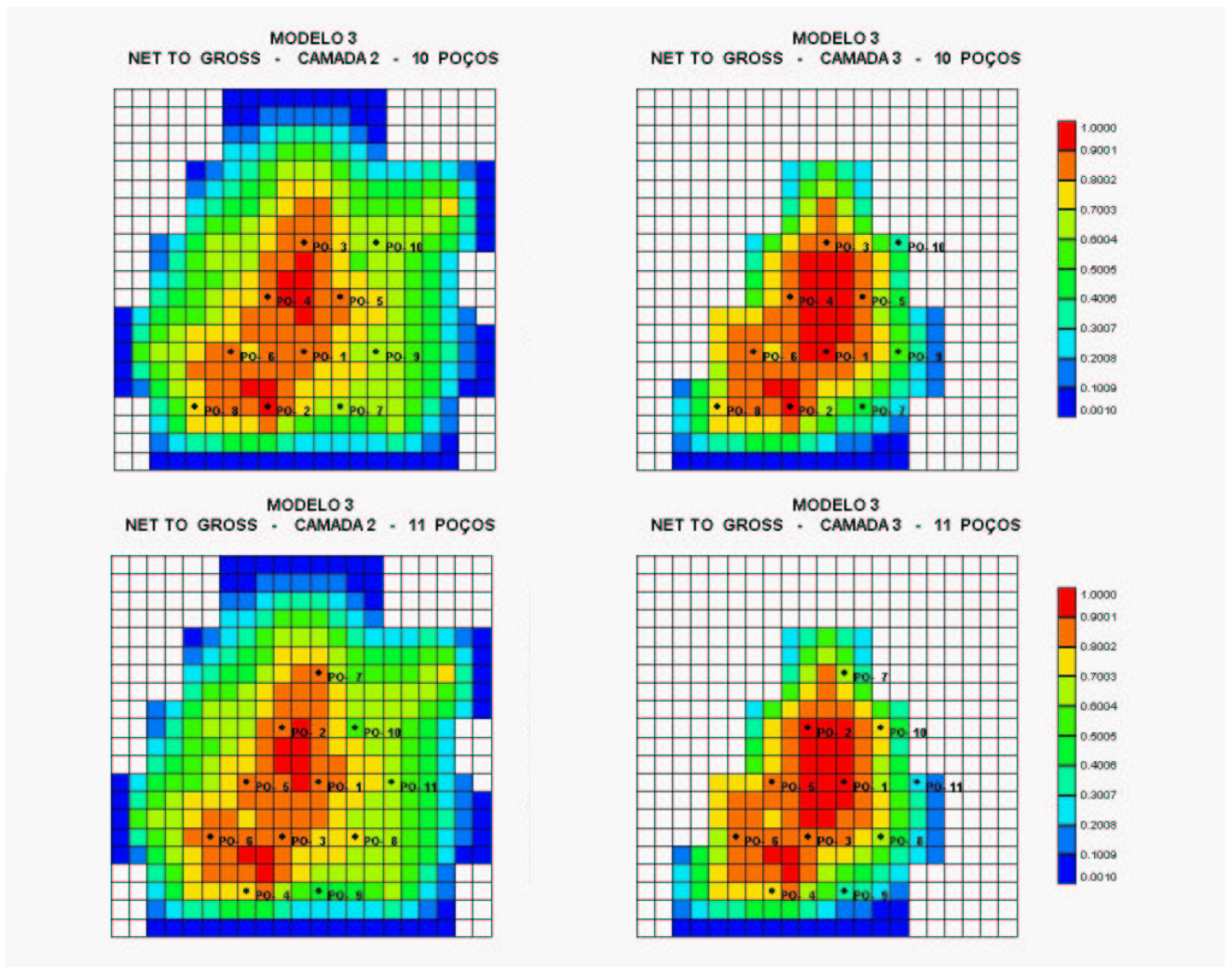


Figura 4-27 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 9 Poços



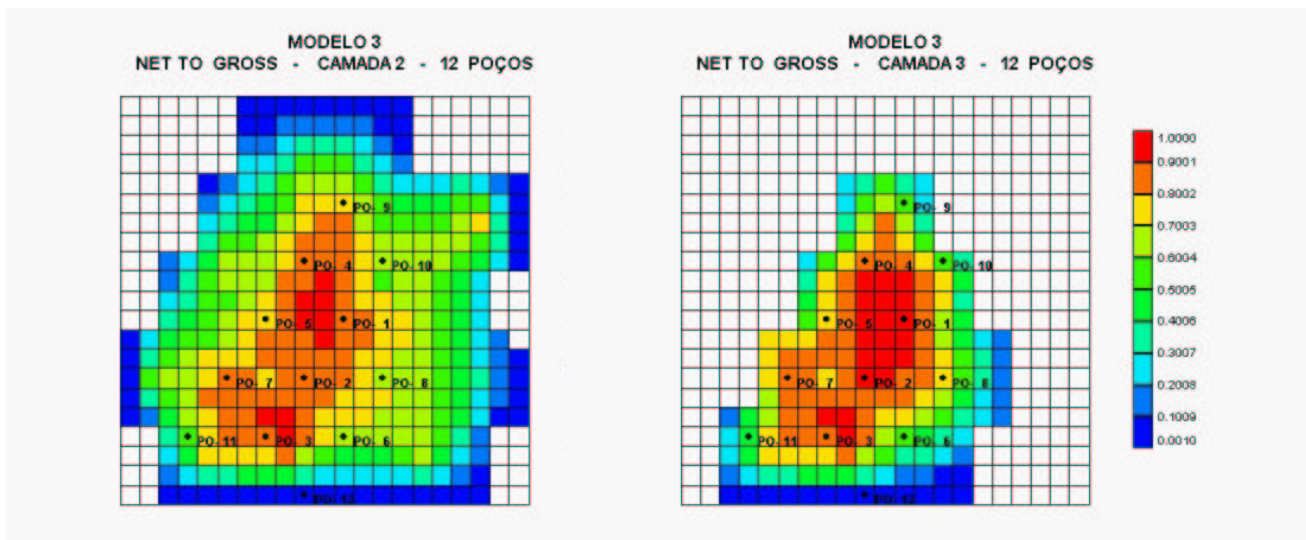


Figura 4-30 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 12 Poços

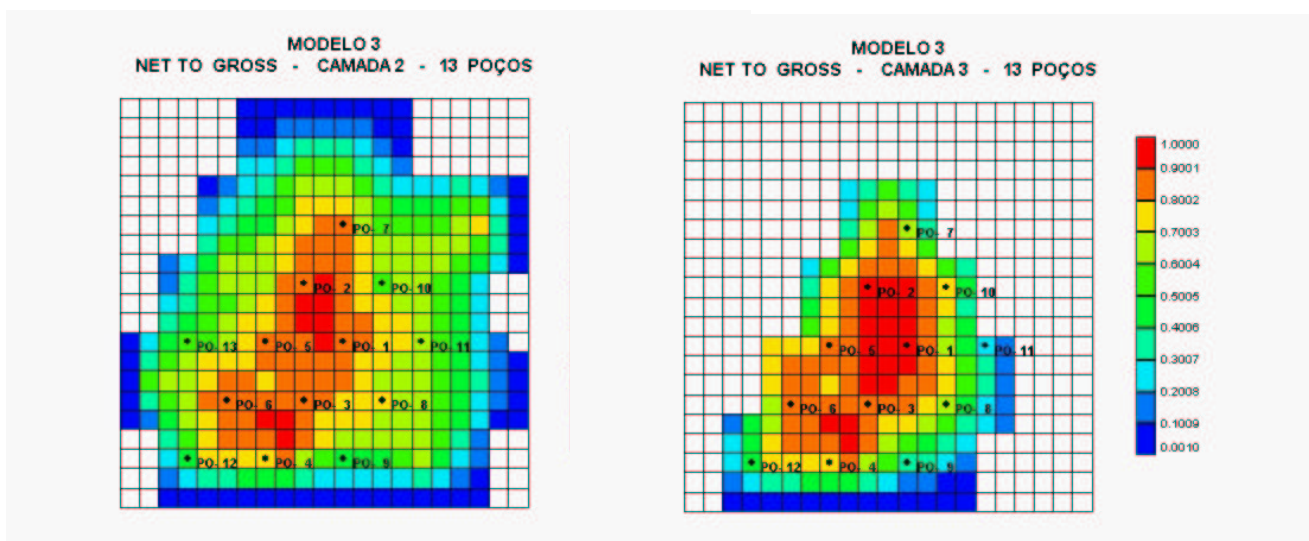


Figura 4-31 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 13 Poços

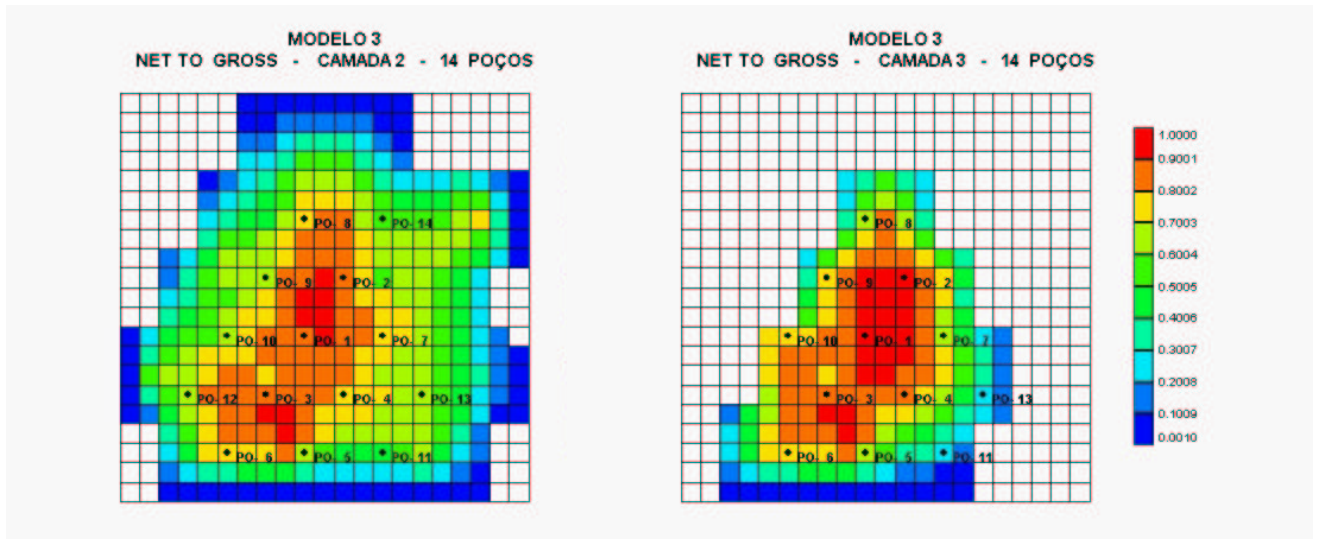


Figura 4-32 - Modelo 3 - Melhor Resultado para 14 Poços

4.7.2) Análise do Impacto das Incertezas do Modelo 3

Após a obtenção dos resultados do problema utilizando os dados de entrada mais prováveis, é interessante realizar uma análise do impacto das incertezas de algumas variáveis que mais influenciam a função-objetivo.

Os parâmetros a serem modificados podem ser classificados em duas classes. A primeira classificação está relacionada com os parâmetros econômicos e o segundo grupo com o reservatório. Os resultados da modificação do primeiro grupo são rapidamente calculados pois não há necessidade de executar novas simulações. Os resultados das alterações dos parâmetros do reservatório são mais demorados porque exigem novas simulações. Nesse caso é necessário repetir todas as simulações anteriores pois há alteração nas condições de fluxo do meio poroso (parâmetros de entrada do reservatório).

A Figura 4-33 apresenta a sensibilidade da variação do VPL quando se alteram: o custo de perfuração dos poços, o preço de venda do óleo, a permeabilidade média horizontal e a taxa de atratividade.

Os valores dos VPL utilizados na Figura 4-33, referem-se aos maiores VPL para aqueles números de poços, independentemente do espaçamento base original. Devido a esse fato as curvas se estabilizam com o aumento do número de poços.

Os comentários abaixo se referem a uma escolha do número ótimo como sendo 12 poços (parâmetros prováveis). Observe que o valor da função-objetivo é influenciado diretamente pelos dados de entrada. A redução da taxa de atratividade e o decréscimo do preço do óleo reduz o número ótimo de poços. Nesse caso o melhor número seria 7 poços. Se a permeabilidade reduzisse para 100 mD o número de poços ótimo seria 14 poços. Se o custo de perfuração aumentasse o número ótimo de poços diminuiria para 10.

INFLUÊNCIA DOS PRINCIPAIS PARÂMETROS NO VPL

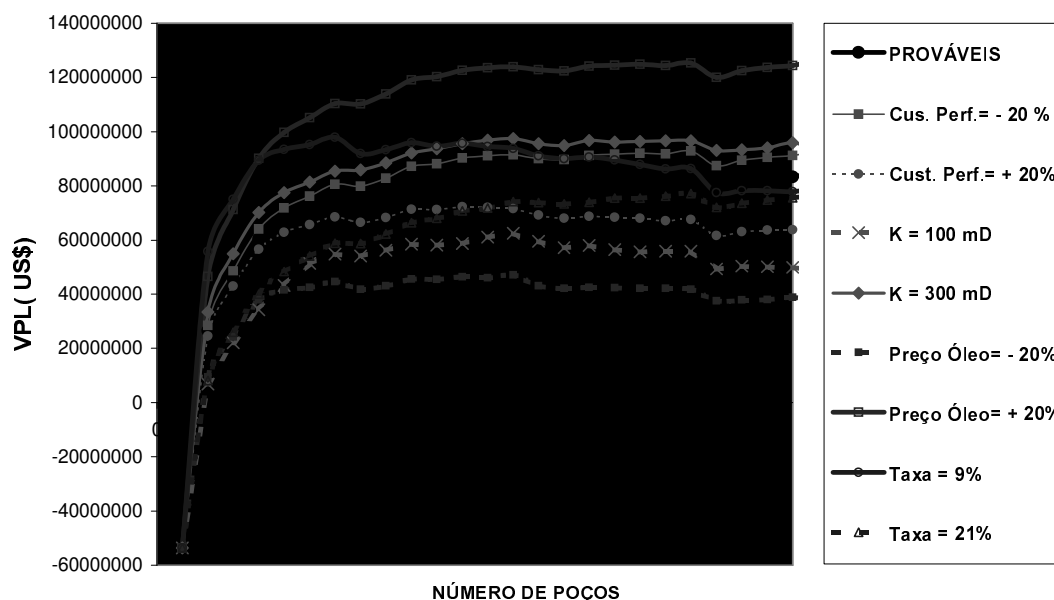


Figura 4-33 - Modelo 3 - Análise do Impacto das Incertezas no VPL.

4.8) Modelo 4 – Reservatório Terrestre

O Modelo 4 terrestre é exatamente o mesmo Modelo 2 marítimo. Todos os parâmetros do reservatório são iguais, a única diferença está nas variáveis econômicas utilizadas no posprocessador. O custo de perfuração dos poços terrestres utilizado foi de US\$ 1.000.000 e o custo total da Estação Coletora foi estimado em US\$ 3.000.000. Apesar da logística mais complexa, o custo dos equipamentos, serviços e diversos foram mantidos constantes em US\$ 20.000.000 (mesma vazão dos fluidos). O procedimento de localizar o mesmo reservatório em locais diferentes foi realizado propositadamente para verificar a influência dos parâmetros econômicos nos resultados obtidos. Como será mostrado, a redução nos custos de investimento resulta em um aumento do número de poços perfurados.

4.8.1) Resultados Obtidos – Modelo 4 - Reservatório Terrestre

Para o Modelo 4 foram avaliados os seguintes espaçamentos bases: 200 m, 300 m, 400 m, 500 m, 600 m, 700 m e 800 m. As Figuras 4-34 a 4-39, apresentam os resultados obtidos.

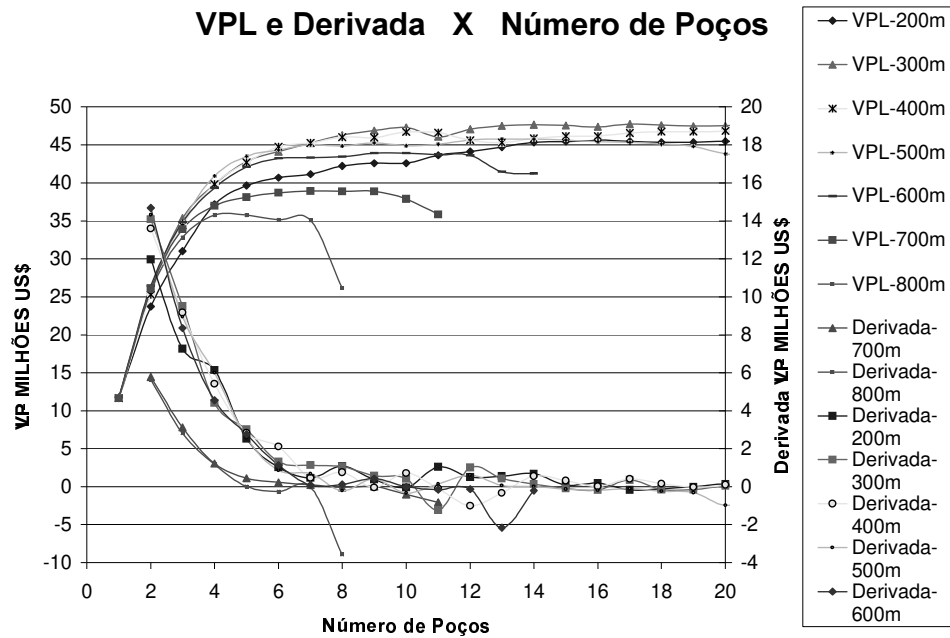


Figura 4-34 - Modelo 4 - VPL x Número de Poços x Espaçamento x VPL'

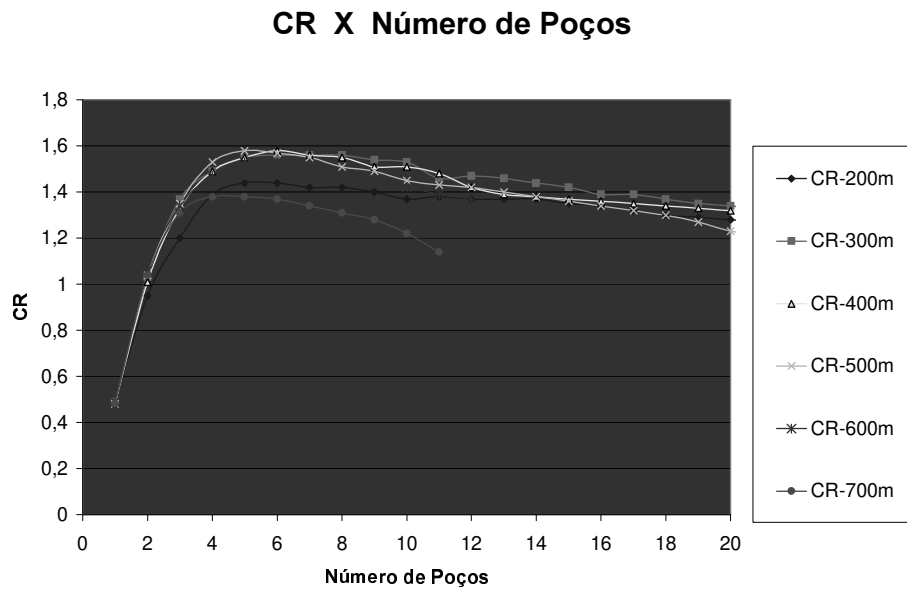


Figura 4-35 - Modelo 4 - CR x Número de Poços

VPL e Investimento X CR

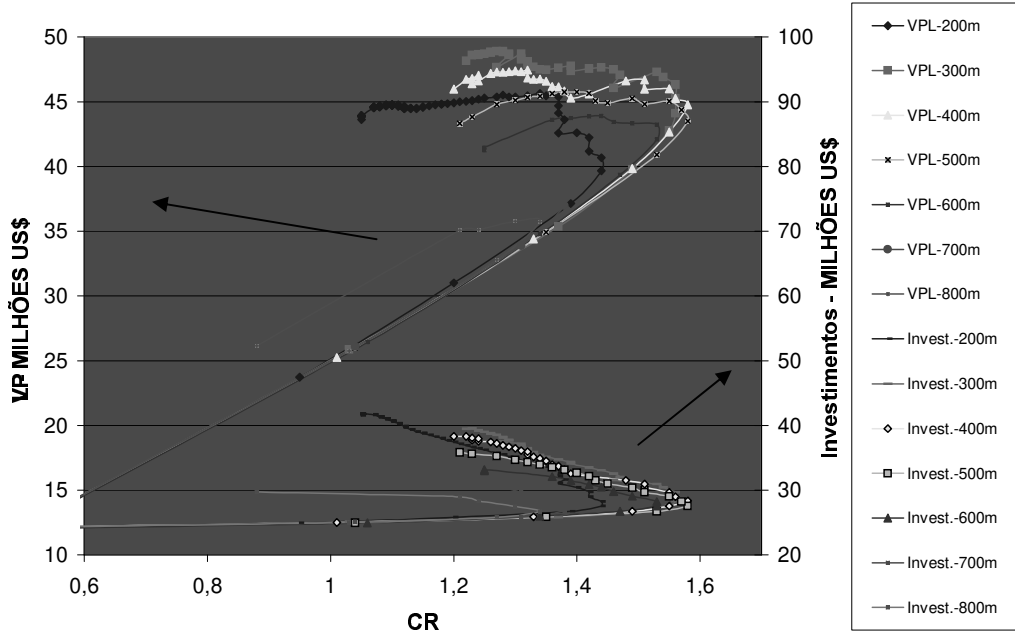


Figura 4-36 - Modelo 4 - VPL x CR x Espaçamento x Investimento

VPL e Investimento X TIR

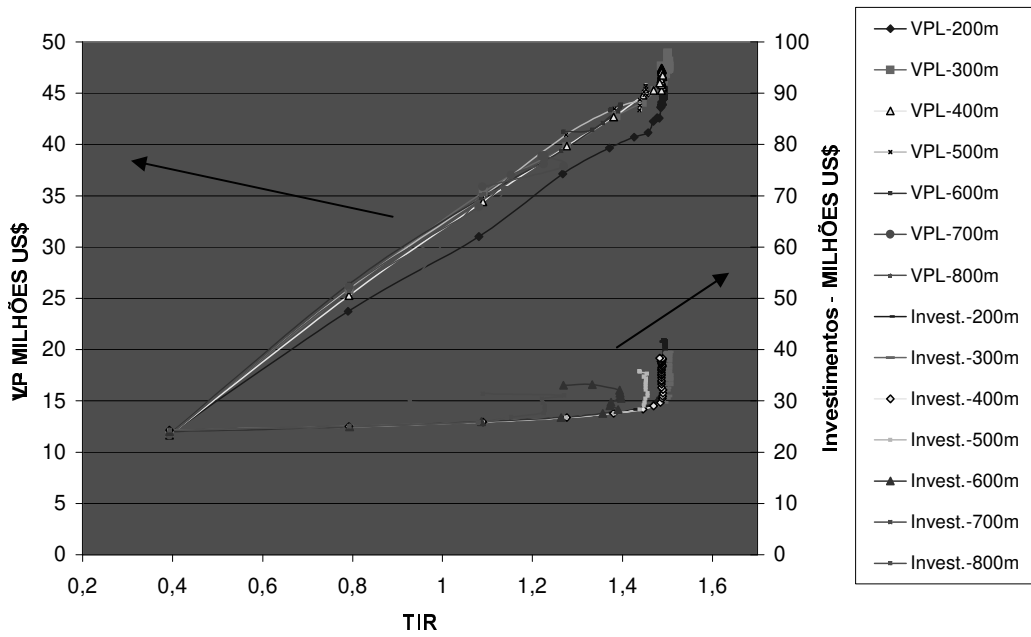


Figura 4-37 - Modelo 4 - VPL x TIR x Espaçamento x Investimento

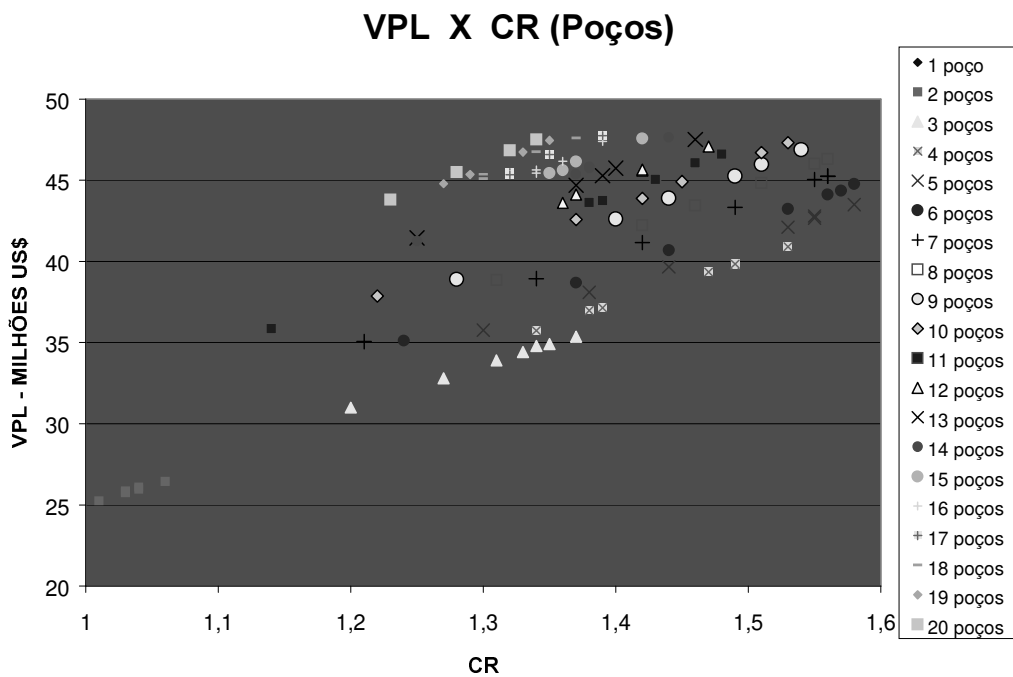


Figura 4-38 - Modelo 4 - VPL x CR x Número de Poços

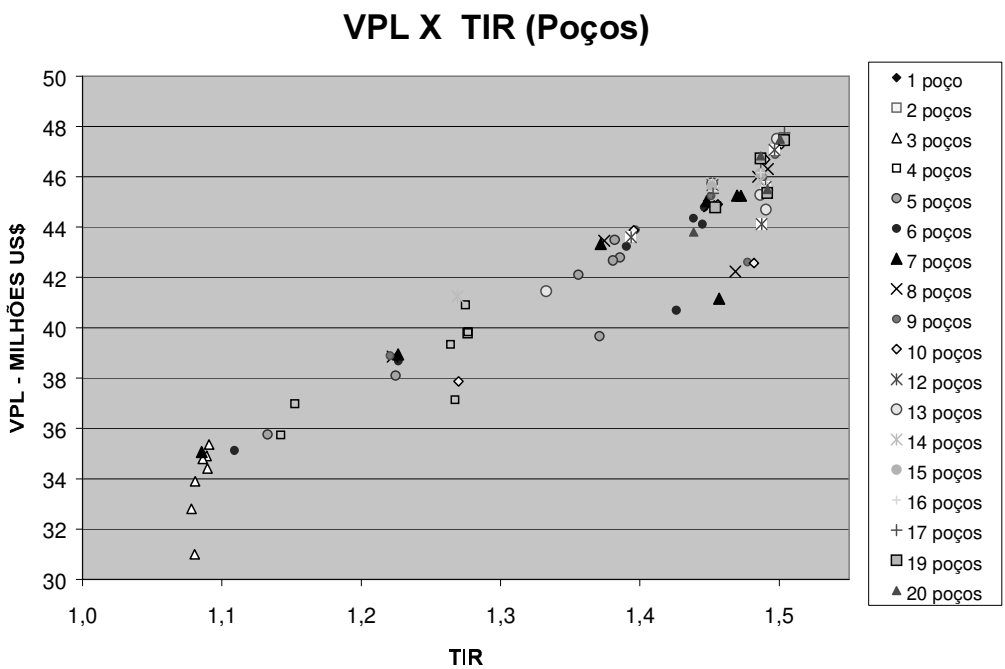


Figura 4-39 - Modelo 4 - VPL x TIR x Número de Poços

Na Figura 4-34, observa-se que as curvas de derivadas do VPL se estabilizam a partir de um ponto de inflexão próximo de 9 poços, mostrando que o acréscimo de poços não melhoraria os indicadores econômicos. A partir de 9 poços a contribuição marginal das unidades produtoras torna-se pequena, o que certamente influenciará a decisão gerencial no sentido não aprovar a perfuração de novos poços.

As Figuras 4-34 e 4-35 mostram que o VPL e o CR se estabilizam ou caem pouco a partir de um determinado número de poços. Esse fato pode ser explicado devido ao menor investimento dos campos terrestres. As receitas oriundas das entradas dos novos poços pagam as suas despesas, estabilizando as curvas.

Comparando os resultados do Modelo 2 com o Modelo 4, observa-se que o número de poços obtidos do reservatório em terra é maior que o número de poços obtidos para um mesmo reservatório localizado no mar. A principal razão deste acréscimo é o menor custo terrestre.

As melhores possibilidades de desenvolvimento do Modelo 4 estão apresentadas nas Figuras 4-40 a 4-43 e Tabela 4-7.

Tabela 4-7 - Possibilidades de Desenvolvimento do Modelo 4

Arquivos de entrada	Número Poços	VPL (US\$)	CR	Np (M m3)	Gp (MM m3)	TIR (ao ano)	Espaçamento base
md21106.dat	7	45250883	1,56	3217	358	1,470	400 m
md32104.dat	8	46307754	1,56	3255	373	1,492	300 m
md31101.dat	9	46880896	1,54	3268	382	1,497	300 m
md30104.dat	10	47300974	1,53	3301	392	1,501	300 m
md20105.dat	11	46604259	1,48	3297	384	1,490	400 m

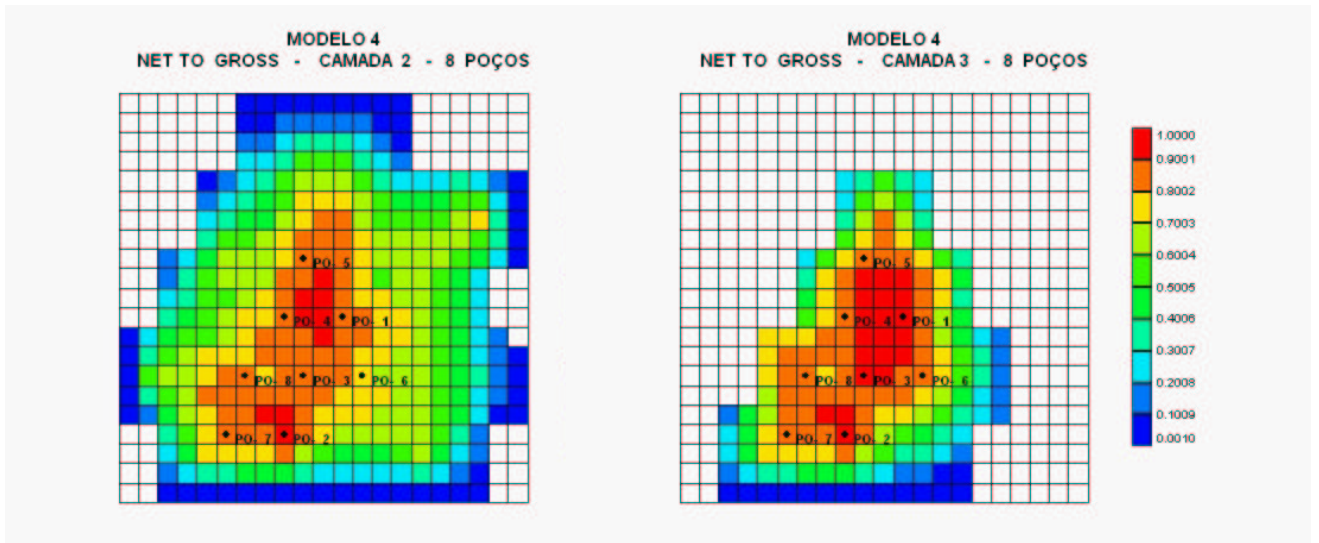


Figura 4-40 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 8 Poços

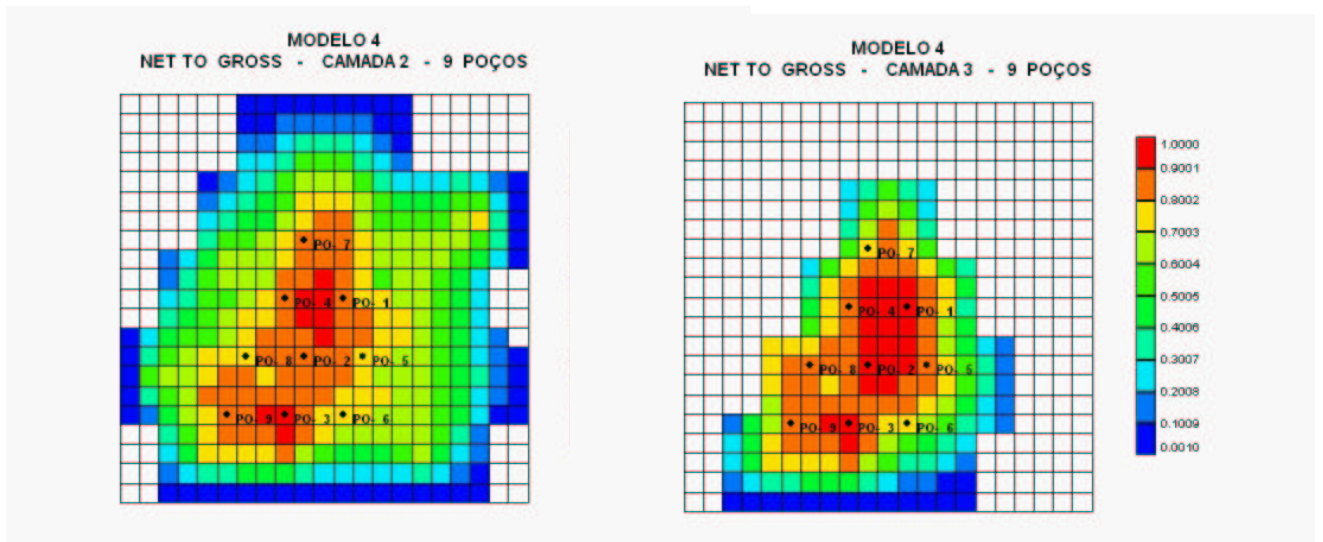


Figura 4-41 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 9 Poços

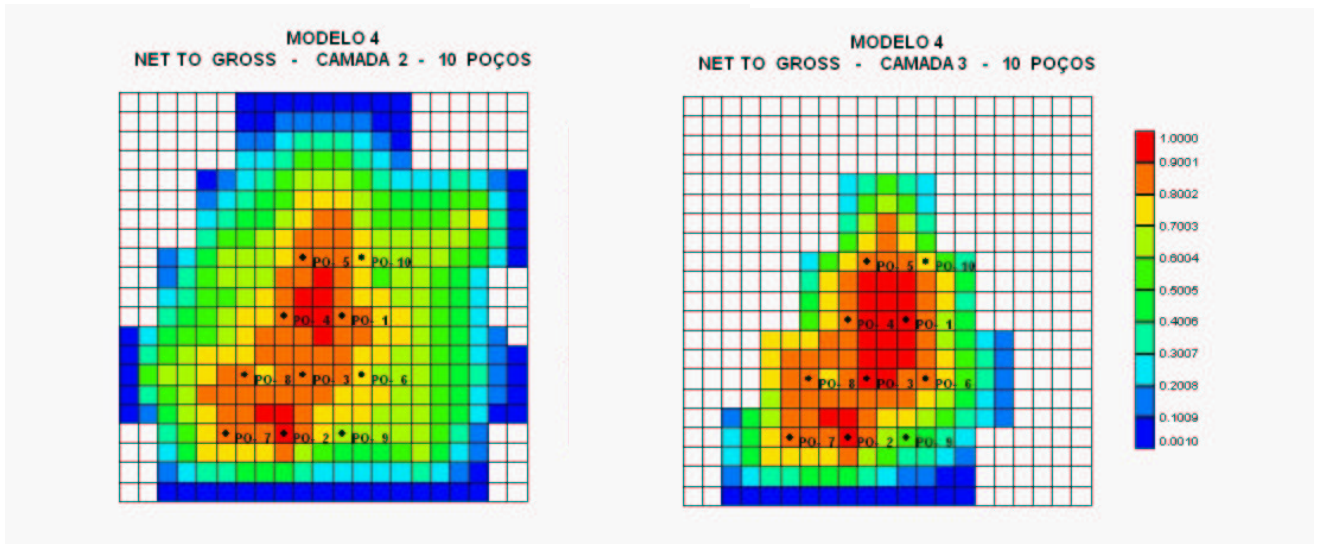


Figura 4-42 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 10 Poços

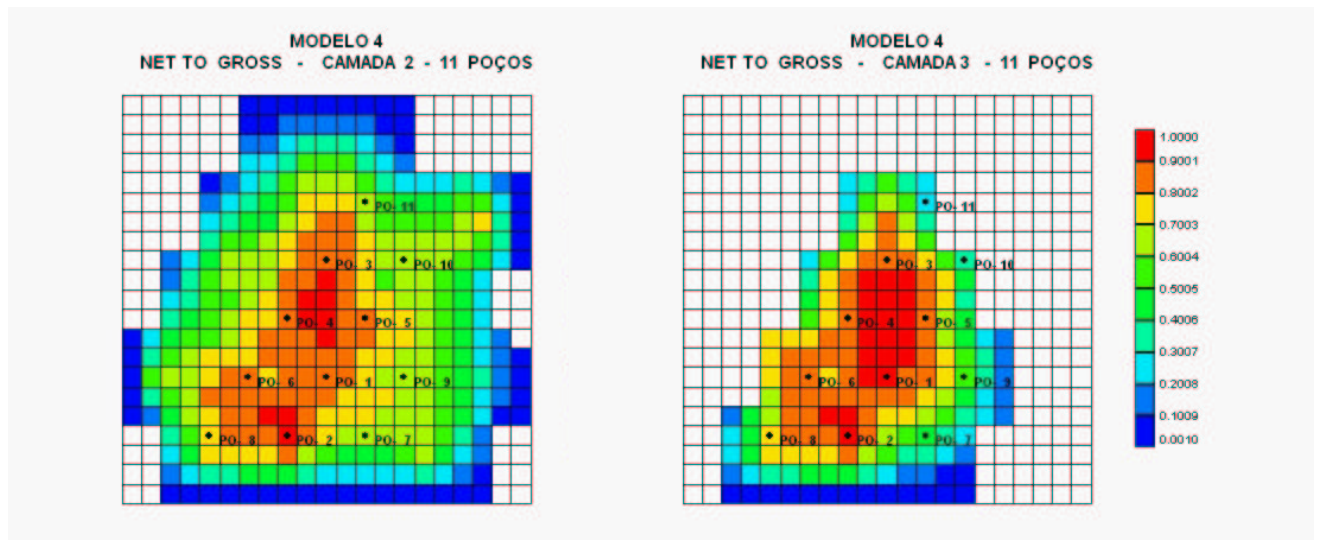


Figura 4-43 - Modelo 4 - Melhor Resultado para 11 Poços

4.9) Modelo 5 – Classificação dos Poços pelo VPL – Reservatório Marítimo

O Modelo 5 difere do Modelo 2 no modo de classificar os melhores poços. No Modelo 2 a hierarquia foi realizada pelo volume de óleo *in situ* e no Modelo 5 a classificação se baseia no VPL (receita) dos poços. Para ordenar os melhores poços pelo critério do VPL, é necessário realizar uma simulação prévia contendo todos os poços.

As Tabelas 4-8 a 4-10 apresentam quadros comparativos da classificação dos melhores poços para espaçamento de 300 m, 400 m e 500 m respectivamente, utilizando os 5 diferentes tipos das funções objetivo: VPL, volume de óleo *in situ*, produção acumulada de óleo, produção acumulada de gás e por área drenada. Os valores que aparecem nas colunas representam os números dos poços segundo a classificação da função-objetivo.

Tabela 4-8 - Classificação dos Poços de acordo com a Função-Objetivo – 300 m

Classificação	VPL	Volume in situ	Np	Gp	Área
1	4	4	4	4	4
2	11	11	15	15	15
3	15	15	11	11	11
4	1	1	1	1	1
5	12	12	12	12	12
6	18	18	32	32	32
7	32	32	8	8	8
8	8	8	16	16	16
9	16	16	18	18	18
10	33	25	33	33	33
11	5	22	35	35	35
12	9	33	9	9	9
13	25	5	5	5	5
14	19	19	34	34	34
15	35	26	2	2	2
16	22	39	29	39	39
17	39	9	39	29	29
18	34	13	6	6	6
19	2	2	41	19	19
20	29	23	19	41	46

Observa-se que as classificações dos poços segundo os critérios VPL e volume de óleo *in situ* são iguais até 9 poços para espaçamento de 300 m.

Tabela 4-9 - Classificação dos Poços de acordo com a Função-Objetivo – 400 m

Classificação	VPL	Volume in situ	Np	Gp	Área
1	9	9	12	12	12
2	12	12	9	9	9
3	1	1	1	1	1
4	4	4	25	25	25
5	25	25	4	4	4
6	7	7	7	7	7
7	15	15	15	15	15
8	13	18	13	13	13
9	10	13	10	10	10
10	18	20	27	27	2
11	26	10	8	8	26
12	2	26	2	2	5
13	8	21	18	18	23
14	27	31	26	26	31
15	23	28	5	5	28
16	5	2	23	23	16
17	31	23	32	32	8
18	20	8	11	11	27
19	28	16	36	36	11
20	11	5	31	31	36

Para espaçamento base de 400 m, observa-se que a classificação seria a mesma qualquer que fosse a função-objetivo escolhida até 7 poços.

A Tabela 4-10 mostra que para o espaçamento de 500 m, o resultado do processo só seria alterado se o especialista escolhesse a área como função classificadora, todas as outras funções apresentam o mesmo resultado para até 6 poços.

Tabela 4-10 - Classificação dos Poços de acordo com a Função-Objetivo – 500 m

Classificação	VPL	Volume <i>in situ</i>	Np	Gp	Área
1	7	7	7	7	7
2	1	1	1	1	1
3	5	10	5	5	5
4	10	5	16	16	16
5	16	16	10	10	3
6	3	3	3	3	17
7	8	12	17	17	8
8	11	8	8	8	10
9	17	11	2	2	12
10	12	17	14	14	19
11	2	2	11	11	21
12	14	19	4	4	2
13	19	14	12	12	14
14	4	4	19	19	11
15	21	6	13	13	4
16	13	21	21	21	13
17	6	18	18	18	18
18	9	13	9	9	6
19	18	9	6	6	9

As Tabelas 4-8 a 4-10 mostram que para os espaçamentos bases de 300 m, 400 m e 500 m, os resultados da classificação de poços são iguais para o VPL e volume de óleo *in situ* para até 6 poços.

Como no Modelo 2, os números ótimos de poços para os espaçamentos verificados foram inferiores a 6, significa que os resultados segundo esses dois critérios são iguais. Os resultados são iguais porque os arquivos de entrada montados pelo preprocessor são os mesmos (mesma classificação). Se os arquivo de entrada são iguais, os gráficos dos resultados do Modelo 5 serão iguais aos gráficos do Modelo 2.

É interessante ressaltar que se o Modelo 5 fosse terrestre, os resultados também seriam iguais ao Modelo 4 para até 9 poços. O resultado entre esses dois últimos modelos só seriam diferentes se o especialista escolhesse 10 ou 11 poços.

Esse resultado, entretanto não pode ser generalizado. Dependendo das condições do reservatório, principalmente heterogeneidades e produtividade, o resultado pode ser diferente. No caso desse trabalho essa diferença não ocorreu devido ao reservatório ser basicamente homogêneo.

A opção de realizar o ranking pelo volume de óleo *in situ* nem sempre é a melhor opção para o processo de otimização. Durante a etapa de testes desta metodologia, ocorreram fatos que mostraram que um grande volume de óleo próximo ao poço não necessariamente significa que ele será um bom produtor. No modelo testado, foi gerado um *fingering* que ocasionou o fechamento de alguns poços. A causa foi a presença de um aquífero atuante próximo ao local. Nesses casos a melhor alternativa é o VPL (receita).

4.10) Relação Número de Simulações x Resultados Obtidos

No processo de otimização, quanto maior o número de tentativas e iterações melhor será a qualidade dos resultados obtidos. No entanto antes de iniciar um estudo que tem a simulação numérica como procedimento intrínseco, é necessário observar alguns importantes pontos:

1. Tempo. É necessário conhecer qual o tempo disponível para a apresentação dos resultados. Conforme o prazo, escolhe-se qual o método que será utilizado.
2. Equipamentos de informática. É preciso conhecer qual o tipo de rede e computadores disponíveis para a realização do estudo. Também é necessário ter ciência do horário de utilização e o número de licenças do simulador que será utilizada (simulação paralela).
3. Precisão dos resultados. A boa qualidade dos resultados está intimamente ligada com o número de simulações numéricas e conseqüentemente com o tempo total do projeto. É necessário que haja um bom acompanhamento na relação custo/benefício. Na grande maioria das vezes não é interessante dar continuidade a um processo de otimização que demanda um grande esforço computacional e que resulte um pequeno ganho no valor da função-objetivo. É importante também citar que as incertezas nos dados de entrada também influenciarão o valor da função-objetivo.

Como exemplo serão apresentados dois modos de medição da eficiência do método para espaçamento de 400 m do Modelo 4. As Tabelas 4-1 e 4-2 apresentadas no Capítulo 4 mostram maiores detalhes do processo.

A redução do número de simulações Tipo A mostrada na Tabela 4-1 é mais conservativa, pois considera um maior número de simulações. De um total de 384 arquivos, o método seleciona 36 arquivos que serão simulados inicialmente. De acordo com os resultados dessas 36 simulações, o especialista decide se conclui o estudo ou se prossegue com as simulações. Se a decisão for continuar o processo, deve-se escolher arquivos que possuam 5 poços a mais e 5 poços a menos para continuar o processo de otimização. É necessário avaliar o custo-benefício desse refinamento, talvez o acréscimo na função-objetivo não compense o grande esforço computacional.

As Figuras 4-44 e 4-45 mostram o crescimento das funções-objetivo VPL, CR e TIR para os dois métodos, em função do número de simulações realizadas.

Medição da Otimização - Tipo A

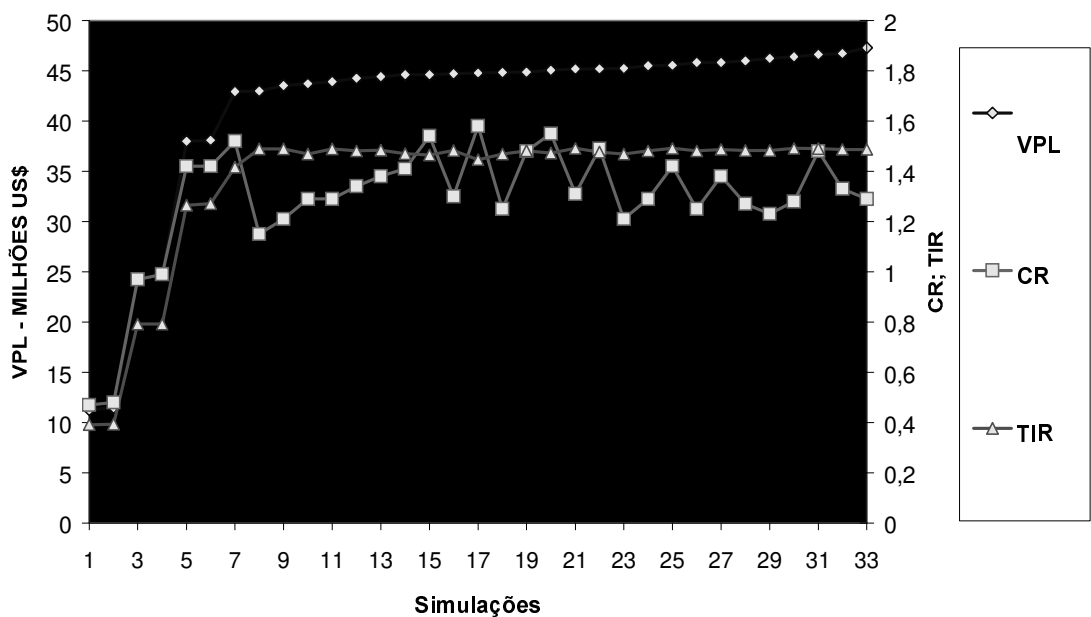


Figura 4-44 - Redução do Número de Simulações (ordem crescente VPL) Tipo A

Medição da Otimização Tipo B

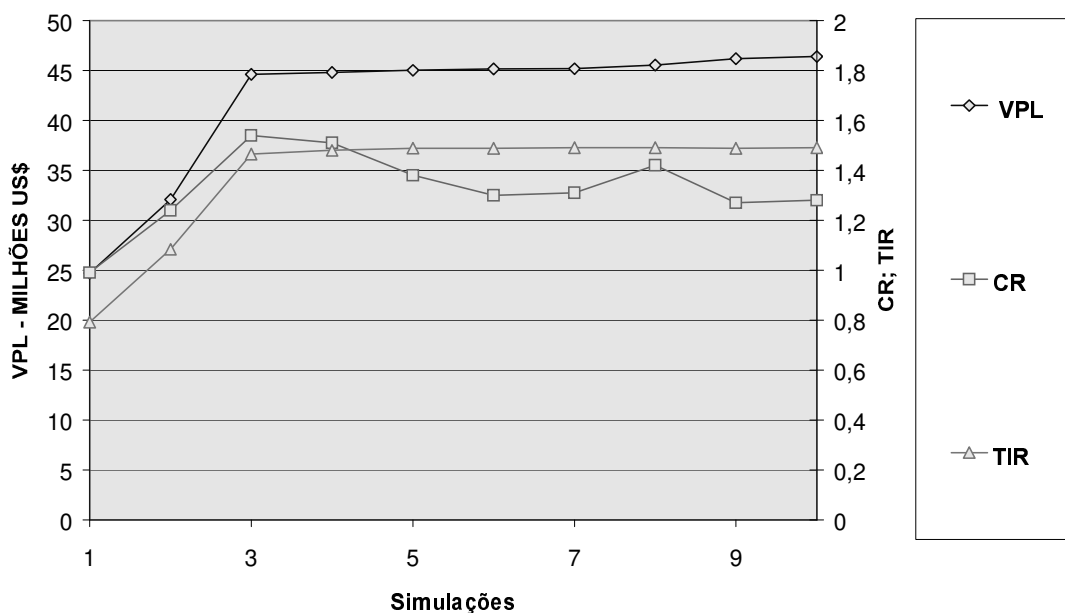


Figura 4-45 - Redução do Número de Simulações (ordem crescente VPL) Tipo B

Salienta-se que os 36 arquivos simulados para o Tipo A e os 12 arquivos para o Tipo B, foram selecionados conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3.

A Figura 4-46 apresenta a identificação do menor número de poços que apresenta valor do VPL próximo ao máximo. É justamente a partir desse número de poços que o especialista faz o refinamento do estudo, acrescentando ou retirando poços para identificar o valor máximo da função-objetivo. Nesse exemplo, o número ideal de poços está próximo de 6.

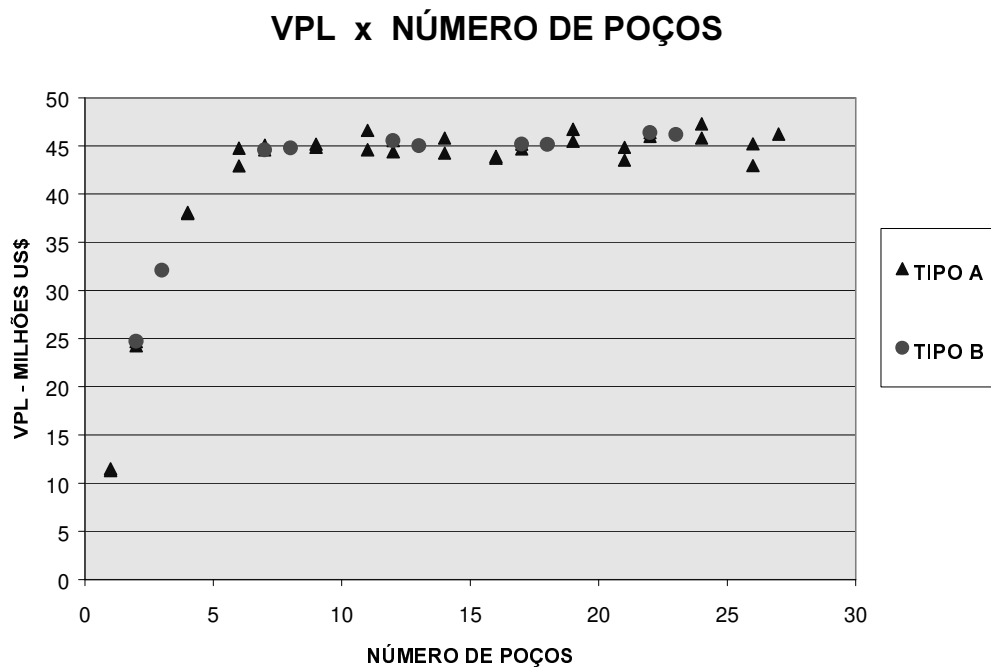


Figura 4-46 - Identificação do Menor Número de Poços que Apresenta Valor do VPL Próximo ao máximo

4.11) Eficiência do Método

A eficiência da metodologia pode ser observada na Tabela 4-11 onde se analisa os resultados obtidos do Modelo 4. Verifica-se que nas reduções de simulações Tipos A e B obtém-se valores de VPL próximos do máximo alcançado considerando todas as possibilidades de simulação. Contudo, a melhor solução para o problema não são os dados apresentados na Tabela 4-11, pois a mesma leva em consideração apenas a função-objetivo VPL. Os melhores resultados para o Modelo 4 estão apresentados na Tabela 4-7 onde se considera a combinação das funções-objetivo VPL, CR e TIR.

Para a construção da Tabela 4-11 considerou-se que o tempo de processamento de cada arquivo de 5 minutos e que o tempo paralelo é de cerca de 60 % do tempo serial.

Tabela 4-11 - Eficiência do Método para o Modelo 4

Espaçamentos	Número de Simulações	Redução Simulações (%)	Modo Serial	Modo Paralelo	VPL máx. (US\$)	CR	Número de Poços
			Tempo (minutos)	Tempo (minutos)			
Todos	2562	0,0	12810	7686	48,91	1,27	32
300, 400, 500 e 600 m	1424	44,4	7120	4272	48,91	1,27	32
400, 500 e 600m	1184	53,8	5920	3552	47,45	1,32	21
500 e 600 m	800	68,8	4000	2400	45,75	1,38	14
600 m	420	83,6	2100	1260	43,89	1,44	9
Tipo A (todos)	310	87,9	1550	930	48,57	1,27	30
300, 400, 500 e 600 m	145	94,3	725	435	48,57	1,27	30
400, 500 e 600m	121	95,3	605	363	47,28	1,29	24
500 e 600 m	85	96,7	425	255	44,37	1,46	9
600 m	45	98,2	225	135	40,02	1,35	8
Tipo B (todos)	119	95,4	595	357	48,93	1,26	34
300, 400, 500 e 600 m	56	97,8	280	168	48,93	1,26	34
400, 500 e 600m	40	98,4	200	120	46,39	1,28	22
500 e 600 m	28	98,9	140	84	43,51	1,54	6
600 m	12	99,5	60	36	38,97	1,31	8

4.12) Trabalhos Futuros

Este é o primeiro trabalho do *Módulo Geres do Unipar*. Devido à complexidade e importância do assunto, certamente muitos pontos podem ser acrescentados e aperfeiçoados em trabalhos futuros.

A seguir serão sugeridas algumas possibilidades de melhoria que poderão ser contempladas futuramente:

1. Estágio de produção do campo intermediária (meia vida).

A aplicação nesta fase teria a finalidade de otimizar a localização de um ou alguns poços a serem perfurados (recuperação suplementar ou *infill drilling*) visando maximizar a rentabilidade do campo. Nesse estágio a grande maioria dos parâmetros já são conhecidos e as facilidades de operação já foram projetadas, definidas e instaladas. O programa atual realiza esse tipo de análise usando a técnica da computação paralela que reduz o tempo computacional, mas as coordenadas dos poços nos arquivos de entrada devem ser alterados

manualmente. Esse procedimento poderia pesquisar automaticamente qual o melhor local para perfuração dos poços, seja ele produtor ou injetor.

2. Recuperação suplementar.

A Recuperação Suplementar é um assunto muito importante e deve ser estudado com bastante atenção. Para cada modelo físico-geológico, haverá um método de recuperação suplementar que melhor se adapta ao reservatório em análise. Isso quer dizer que a recuperação suplementar (injeção de água ou gás) não pode ser realizada de uma maneira automática que sirva para todo e qualquer reservatório. A Recuperação Suplementar pode ser abordada em duas fases: 1) campo em estágio inicial de produção e 2) produção intermediária. O último caso se assemelha ao item anterior.

3. Sugestão automática de locação.

Mediante a leitura de uma tabela de saturação de óleo no tempo final de simulação, o programa sugere coordenadas i e j para perfuração de novos poços. A intenção é drenar o maior volume de óleo restante contido nas camadas do reservatório.

4. Movimentação final dos poços – refinamento dos resultados.

Após a aplicação da metodologia, deve ser realizada a movimentação de alguns poços visando localizá-los em uma célula próxima com maior potencial de produção. O espaçamento entre poços nesse caso não seria honrado, mas os resultados técnicos econômicos podem ser ampliados.

5. Atualização dos novos rankings com a retirada dos piores poços.

Quando se classifica os poços utilizando o VPL, o procedimento atual contempla uma única simulação (contendo todos os poços) que é realizada no início da vida produtiva do campo. Este ponto pode ser alterado realizando novos rankings à medida que se inicia a retirada gradativa (unitária ou em grupo) dos poços. Essa possibilidade deve ser avaliada com cautela tendo em vista que se aumentará o número de simulações numéricas.

6. A metodologia desse trabalho foi desenvolvida contemplando apenas poços verticais. Em trabalhos futuros é interessante criar módulo no pré-processamento que considere a opção para poços horizontais.

Capítulo 5

Conclusões

A pesquisa desenvolvida nesse trabalho levou às seguintes conclusões:

- A metodologia desenvolvida facilita o trabalho dos profissionais da área de Engenharia de Reservatórios no desenvolvimento de campos produtores em estágio inicial de desenvolvimento. Além de reduzir o tempo despendido em projetos, avalia um grande número de possibilidades, prepara os próprios arquivos de entrada do simulador, gerencia automaticamente todas as simulações, calcula o valor da função-objetivo previamente definida e organiza todos os arquivos de saída de modo a possibilitar uma comparação gráfica.
- O método não apresenta uma única solução do problema, mas sim um quadro com várias possibilidades. A decisão gerencial na escolha da melhor alternativa deve ser realizada levando em consideração a possibilidade de investimento da empresa na montagem da carteira de projetos.
- A importância do estudo, o grau de certeza na caracterização do modelo e os recursos (tempo, computadores e pessoal) definem o grau de precisão e número de simulações do processo.

- A aplicação do método desenvolvido fornece importantes parâmetros que devem ser considerados no projeto de desenvolvimento de campos: número de poços a serem perfurados e suas respectivas localizações, vazão máxima de fluidos para dimensionamento de equipamentos, ganho marginal por poço, etc.
- Analisando os resultados obtidos, observa-se que existe um número ótimo de poços que maximiza as funções-objetivo VPL e CR. Verificou-se que o número de poços que maximiza o CR é sempre menor que o número de poços que maximiza o VPL.
- Para vários modelos, as funções-objetivo N_p e G_p apresentam valores próximos do ótimo para diferentes números de poços. Em outras palavras, o fator de recuperação máximo para o gás e óleo podem ser obtidos para diferentes modelos contendo diferentes números de poços.
- Vários modelos apresentam a TIR com valores próximos do máximo independentemente do número de poços. Portanto, a TIR é uma função que não deve ser utilizada isoladamente.
- Um mesmo reservatório localizado no mar e em terra apresenta diferentes estratégias de desenvolvimento. A principal razão são os investimentos a serem realizados. Quanto maior os custos, menor o número de poços. Seguindo o mesmo raciocínio, um mesmo reservatório avaliado em épocas diferentes pode apresentar resultados diferentes.
- Um mesmo reservatório apresenta diferentes soluções quando se modifica a frequência de entrada dos poços. O intervalo de entrada dos poços produtores depende do tempo de perfuração/completação e do número de sondas.
- A determinação do número ideal de poços que devem ser perfurados depende tanto dos parâmetros do reservatório quanto dos parâmetros econômicos. A análise do impacto das incertezas mostrou que: 1) a redução da taxa de atratividade e o decréscimo do preço do óleo reduz o número ótimo de poços, 2) a redução da permeabilidade aumenta o número de poços e 3) o aumento no custo de perfuração reduz o número de poços.

- Para reservatórios razoavelmente homogêneos, a classificação dos poços pode ser realizada pelo volume de óleo *in situ* sem prejudicar a qualidade dos resultados. Para casos mais complexos recomenda-se a classificação pela receita (ou VPL) dos poços.
- À medida que novas informações forem naturalmente agregadas, recomenda-se reavaliar o projeto de desenvolvimento.
- O método desenvolvido pode ser utilizado em qualquer empresa, universidade ou centro de pesquisa sem a necessidade de realizar investimentos. Na grande maioria das vezes, essas entidades possuem rede de computadores restando apenas o carregamento do *software* PVM. O pacote PVM é um aplicativo de domínio público podendo ser usado gratuitamente.
- A computação paralela (Módulo MPS juntamente com o *software* PVM) proporcionou uma sensível aceleração do processo, reduzindo uma das principais dificuldades deste tipo de aplicação: o grande esforço computacional. Para a rede utilizada a economia de tempo foi de até de 85 %.
- A eficiência da paralelização externa das simulações depende principalmente dos seguintes fatores: números de máquinas acopladas a rede, número de processos a serem simulados, velocidades relativas das máquinas (heterogeneidade) e grau de ocupação da rede.

Referências Bibliográficas

ARNONDIN, M., Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Forecast and Optimization. *SPE 27566*, Outubro 1995.

ARPS, J.J. *et alli*, A Statistical Study of Recovery Efficiency, *American Petroleum Institute-API*, Outubro de 1967, 1º Edição.

AZIZ, K., SETTARI, A., Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers Ltd., London: 1979.

BECKNER, B.L., e SONG, X., Field Development Planning Using Simulated Annealing – Optimal Economic Well Scheduling and Placement. *SPE 30650*, 1995.

BITTENCOURT, A. C. A. F., *Optimal Scheduling of Development in an Oil Field*. Stanford: Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1994. 99 p. Dissertação (mestrado).

BITTENCOURT, A. C. A. F., *Optimizing Hydrocarbon Field Development Using a Genetic Algorithm Based Approach*. Stanford: Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 1997. 154 p. Tese (doutorado).

BOBAR, A.R., Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing, *SPE 15338*. Janeiro 1985.

CLARK, S.K., TOMLINSON, C.W., e ROYDS, J.S., Well Spacing – Its Effects on Recoveries and Profits, *AAPG*. Fevereiro de 1944.

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

DAMSLETH *et alli*, Maximum Information at Minimum Costs. *Journal of Petroleum Technology*, 1992, pág. 1359-1356.

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

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

DRISCOLI, V.J., Recovery Optimization Through Drilling – Concepts, Analysis and Field Results, *SPE 4977*. Março de 1974.

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

LEITÃO, H.C. *Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa*. Campinas: Faculdade Engenharia Mecânica, Unicamp, 1997. 146 p. Dissertação (Mestrado).

MACHADO, A.A.V. *Análise de Sensibilidade Aplicada a Ajuste de Histórico de Produção Usando PVM*. Campinas: Faculdade Engenharia Mecânica, Unicamp, 1996. 71 p. Dissertação (Mestrado).

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

MILANI, N.V.R., *Determinação do Espaçamento Ótimo entre Poços Considerando as Heterogeneidades do Reservatório*. Ouro Preto: Departamento de Mineração da Escola de Minas, UFOP, 1988. 143 p. Dissertação (Mestrado).

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

OUENES, A., WEISS, W., Parallel Reservoir Automatic Historic Matching Using a Network of Workstation and PVM. *SPE 29107*. Fevereiro 1995.

SALAZAR, A.V.M. *Paralelização de Ajuste de Histórico de Produção em Rede de Estações Usando PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1995. Dissertação (mestrado).

SCHIOZER, D. J. Unipar Guia do Usuário versão 2.0. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 1998. 70 p. Relatório Interno.

SCHIOZER, D. J. MPS Manual do Usuário. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 1996. Relatório Interno.

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

Apêndice A

Conceitos Básicos Sobre o PVM

O PVM (*Parallel Virtual Machine*) é um pacote que permite que uma rede de computadores com sistema operacional UNIX ou Windows-NT, seja usada como um grande computador paralelo. Assim, grandes problemas computacionais podem ser resolvidos usando a força conjunta de várias máquinas.

O desenvolvimento do PVM começou no verão de 1989 no *Oak Ridge National Laboratory* (ORNL). É um esforço de pesquisa básica objetivando a ciência avançada e é totalmente financiado pelo Departamento de Energia dos EUA, a Fundação Nacional de Ciências e o Estado de Tennessee. Devido a sua natureza experimental, o projeto PVM produz, como subprodutos, pacotes que são de utilidade para pesquisadores da comunidade científica e para outros em geral. O pacote PVM é e tem sido distribuído livremente no interesse do avanço científico e está sendo usado em aplicações computacionais em todo o mundo.

Com o PVM, uma coleção de computadores seriais, paralelos e vetoriais se comportam como um grande computador de memória distribuída; este computador é chamado de máquina virtual. O PVM fornece funções para inicializar automaticamente tarefas na máquina virtual e permite comunicação e sincronização entre elas. As aplicações, que podem ser escritas em Fortran 77 ou C, podem ser paralelizadas usando transferência de mensagens, o que é comum em computadores de memória distribuída. Mandando e recebendo mensagens, tarefas múltiplas de uma aplicação podem cooperar para resolver um problema em paralelo.

O PVM suporta heterogeneidade na aplicação, máquina e rede. Em outras palavras, o PVM permite que a aplicação explore a melhor arquitetura para sua solução.

O PVM manipula todas as conversões que possam ser requeridas se dois computadores usam diferentes representações de inteiros ou de ponto flutuante e permite que a máquina virtual esteja comunicada por diferentes redes.

O sistema PVM está composto de duas partes. A primeira é um *daemon*, chamado *pvmd3* e algumas vezes abreviado para *pvmd*, que reside em todos os computadores que formam a máquina virtual. (Um exemplo de um programa *daemon* é o *sendmail* que manipula todas as entradas e saídas do correio eletrônico no sistema UNIX). O *pvmd3* foi projetado para que qualquer usuário de *login* válido possa instalar este *daemon* numa máquina. Quando um usuário deseja rodar uma aplicação, ele primeiro cria uma máquina virtual inicializando o PVM. A aplicação em PVM pode ser inicializada do *prompt* UNIX de qualquer um dos computadores que esteja na máquina virtual. Múltiplos usuários podem configurar máquinas virtuais, inclusive com sobreposição e cada usuário pode rodar várias aplicações PVM simultaneamente.

A segunda parte do sistema é uma biblioteca de rotinas de interface do PVM (*libpvm3.a*). Esta biblioteca contém rotinas que são chamadas na aplicação do usuário para transferência de mensagens, desova de processos, coordenação de tarefas e modificação da máquina virtual. Portanto, para usar o PVM, as aplicações devem ser *linkadas* com esta biblioteca.

Principais características do PVM:

- Interface com o usuário: Para evitar conflitos de nomes, todas as rotinas usadas no PVM iniciam-se com *pvm_* em C e com *pvmf* em FORTRAN.
- Identificador inteiro de tarefa: Todos os processos em PVM são representados por um identificador inteiro (*tid*). O *tid* é o principal e mais eficiente método de identificação de processos em PVM. Devido a que *os tids* devem ser únicos em toda a máquina virtual, eles são fornecidos pelo *pvmd* local e não podem ser escolhidos pelo usuário. O PVM contém várias rotinas que retornam valores de *tids* possibilitando ao usuário identificar outros processos rodando no sistema.
- Controle de processos: O PVM fornece rotinas que permitem que um processo se tome uma tarefa PVM e que esta tarefa se tome um processo normal novamente. Há rotinas para adicionar e subtrair *hosts* de uma máquina virtual, rotinas para iniciar e terminar tarefas PVM,

rotinas para enviar sinais a outras tarefas PVM e rotinas para encontrar informações sobre a configuração da máquina virtual e sobre tarefas PVM ativas.

- Tolerância a falha: Se um *host* falha, o MPS automaticamente detecta a falha e este *host* é subtraído da máquina virtual. O estado dos *hosts* pode ser solicitado pela aplicação e se for requerida uma substituição, pode-se adicionar outro. O PVM não faz nenhuma tentativa para recobrir automaticamente tarefas que sejam mortas por causa de uma falha de *host*. Um outro uso desta característica é poder adicionar mais *hosts* na medida que se tomem disponíveis (por exemplo, num fim de semana), ou se a aplicação dinamicamente assim o determinasse, para usar mais poder computacional.
- Grupos de processos dinâmicos: Grupos de processos dinâmicos são implementados no topo do PVM. Nessa implementação, um processo pode pertencer a múltiplos grupos e eles podem mudar dinamicamente a qualquer instante durante um processamento. As funções que tratam logicamente com grupos de tarefas usam como argumentos, os nomes de grupos definidos explicitamente pelo usuário. As rotinas são providas para que as tarefas se juntem ou abandonem um grupo escolhido. As tarefas podem também ser questionadas sobre informações a respeito de outros membros do grupo.
- Sinalização: O PVM fornece dois métodos para sinalizar outras tarefas PVM. Um método consiste no envio de um sinal UNIX para uma outra tarefa. O segundo método notifica uma tarefa sobre um evento enviando-lhe uma mensagem com um rótulo especificado pelo usuário que a aplicação pode verificar. Estão disponíveis varios eventos de notificação no PVM incluindo a saída de uma tarefa, a subtração (ou falha) e a adição de um *host*.
- Comunicação: O PVM tem rotinas para empacotamento e envio de mensagens entre tarefas. O modelo assume que qualquer tarefa pode enviar uma mensagem a qualquer outra tarefa PVM e que não há limite para tamanho ou número de tais mensagens. Enquanto todos os *hosts* têm limitações físicas de memória que limitam o espaço potencial do *buffer*, o modelo de comunicação não se restringe a limitações particulares da máquina e assume que esta disponível suficiente memória. O PVM garante que a ordem de envio da mensagem seja

preservada. O máximo tamanho de mensagens que podem ser enviadas ou recebidas é limitado somente pela qualidade de memória disponível em um *host* determinado.

Modelos de Programação:

- Modelo Mestre/Escravo: São dois programas independentes, onde o programa mestre desova e manipula um número determinado de escravos nos diferentes *hosts*.
- Modelo SPMD: É somente um programa e não tem um programa mestre manipulando o processo. Existe um processo pai e ele cria um número determinado de processos filhos. Os filhos podem trabalhar independentes ou em conjunto.

A escolha do modelo de programação depende do algoritmo a paralelizar. Por exemplo, deve-se perguntar se o algoritmo é predominantemente serial? (caso afirmativo, qual o seu tamanho em comparação com a parte paralelizável), se as subtarefas são balanceadas (se há desbalanço, provavelmente, a melhor alternativa seja o modelo mestre escravo), etc. Nas Figuras A-1 e A-2 pode-se observar uma representação geral dos modelos de programação. Nos dois modelos pode-se ter comunicação interativa entre as sub-tarefas (escravos ou filhos).

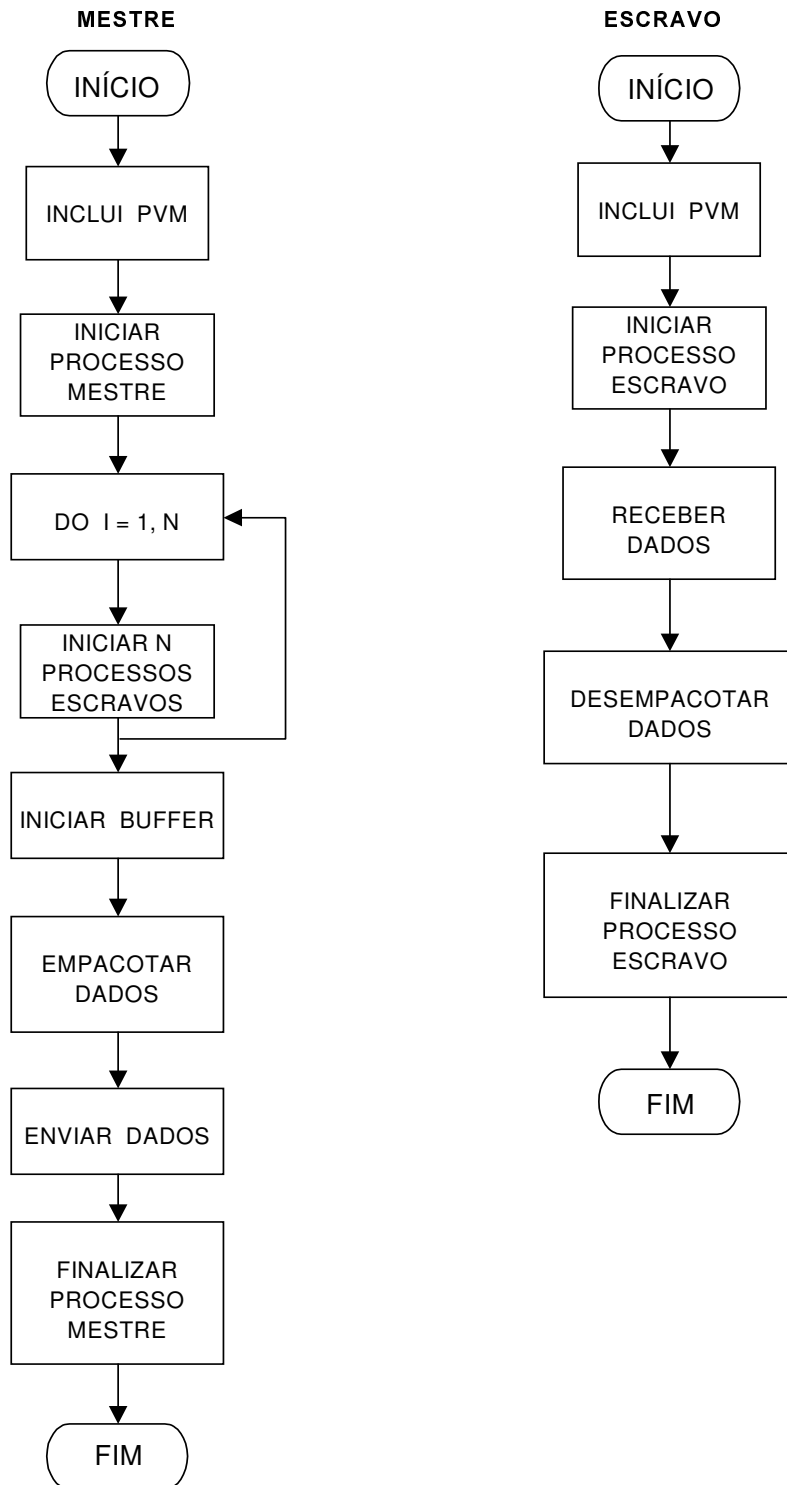


Figura A.1 - Modelo Mestre / Escravo

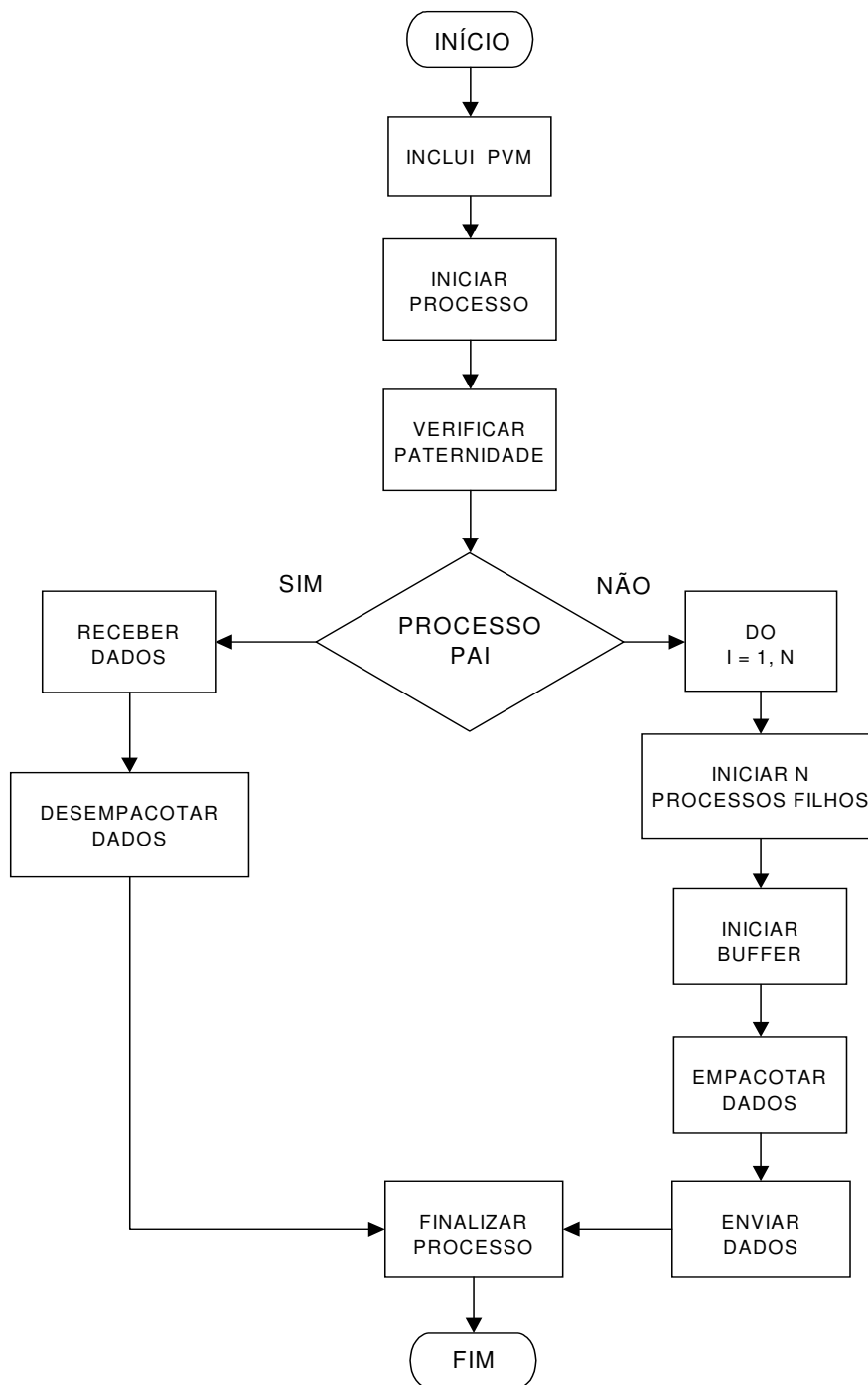


Figura A.2 - Modelo SPMD

Apêndice B

Custos de Equipamentos, Serviços, e Plataformas

Este apêndice tem a finalidade de apresentar algumas informações para balizar a escolha de alguns parâmetros econômicos, facilitando futuros estudos de viabilidade técnica e econômica.

Números máximos de poços por tipo de plataforma:

Tabela B-1 - Número de Poços por Plataforma

Tipo de Plataforma	Número máximo de poços
Caisson	7
Jaqueta	40
SS	25
FPSO	15
TLP	24

Custo de abandono de poços em plataformas:

Estes valores são aplicados no tempo de abandono do projeto. Para a análise econômica, esses custos devem ser convertidos para o valor presente.

Tabela B-2 - Custo de Abandono de Poços

Tipo de Plataforma	Custo de Abandono (milhões de dólares)	Observação: Lâmina d'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	Maior que 1500 m
Poço terrestre	US\$ 80.000,00	*

Sistemas de Produção:

Tabela B-3 - Custo 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

Observação: somente valores do casco.

Custo de equipamentos, serviços, diversos e aluguel de plataforma:

Tabela B-2 - Custo de Equipamentos, Serviços e Diversos

Equipamentos (M US\$)	Qg (Mm3/dia)		
	Qo (bpd)		
	30000	80000	100000
	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 de 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	1.360,00	1.360,00	1.360,00
Captção 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
	41.055,00	68.675,00	80.535,00 M US\$

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

Apêndice C

Arquivo de Entrada do Preprocessador

O objetivo deste apêndice é apresentar e comentar os dados de entrada do preprocessador visando facilitar sua aplicação. Em um processo de otimização, não somente as simulações das várias alternativas demanda um grande tempo, mas também a montagem dos arquivos de entrada. A finalidade principal deste preprocessador é preparar todos os arquivos de entrada para a aplicação a metodologia, mas caberá ao especialista escolher a seqüência e quais os arquivos serão simulados.

Antes de iniciar o preprocessamento, é necessário que se construa um modelo do reservatório: número de camadas, as dimensões de cada camada, porosidade, saturação de óleo inicial, etc.

O programa foi elaborado de maneira a possibilitar a ordenação dos melhores poços de 5 modos diferentes:

- Pela área próxima ao poço contendo hidrocarbonetos.
- Pelo volume de óleo *in situ*.
- Pela receita de óleo e gás.
- Pela produção acumulada de óleo.
- Pela produção acumulada de gás.

Para as duas primeiras possibilidades, a ordenação dos poços acontece sem haver a necessidade de uma simulação inicial. Nesses casos o ranking é realizado considerando apenas as informações iniciais: número de camadas, dimensões de cada camada, saturação de óleo inicial, porosidade, etc. O raio de drenagem de cada poço nesses casos é considerado como sendo a metade do espaçamento entre poços.

Para os três últimos casos é necessário que se faça uma simulação inicial. Após a execução da simulação prévia, o programa calcula a produção acumulada de óleo, gás e a receita de cada poço para em seguida realizar a ordenação. Para o cálculo da receita, é levado em consideração a curva de produção de hidrocarbonetos (óleo e gás) de cada modelo.

Dados de entrada do programa

1. Número de camadas de água e óleo.
2. Porosidade. Esse parâmetro é importante para o cálculo do volume de óleo próximo ao poço. É muito importante quando o ranking é realizado pelo volume de óleo *in situ*.
3. Saturação de óleo inicial. Como a porosidade, a saturação também entra no cálculo do volume de óleo *in situ*.
4. Matriz *Net Gross*. Na simulação numérica de reservatório, a Matriz *Net Gross* influencia diretamente o cálculo da porosidade e das permeabilidades horizontais. Nesse preprocessador esta matriz é utilizada no cálculo do volume de óleo, visto que influencia a porosidade. A Matriz *Net Gross* é obtida através de métodos geoestatísticos (*Krigagem*) partindo das informações disponíveis até o momento. É importante salientar que nesse preprocessador se utiliza uma matriz que leva em consideração todas as camadas. Portanto a nova razão é calculada pelo somatório das espessuras de areia de todas as camadas dividido pelo somatório das espessuras totais de todas as camadas. Tudo se passa como se todas as camadas fossem unidas formando uma só. Esse procedimento não influencia o resultado e facilita a entrada de dados.
5. Matriz das células nulas. Nesse arquivo o usuário informa, de acordo com as malhas das camadas quais são as células nulas. Células nulas indicam o término do reservatório.

Nomes dos Arquivos

Para facilitar a identificação dos arquivos, adotou-se as seguintes regras para formação dos nomes dos arquivos:

1. Todos os nomes de arquivos serão compostos de duas letras seguidos de 5 números.
2. Os dois primeiros números significam o número de poços retirados do modelo.
3. Os três últimos números significam a movimentação dos poços e depende do espaçamento. As Figuras 3-2 a 3-3 apresentam duas possibilidades de movimentação dos poços para cada espaçamento. Para a primeira posição o código será 101, para a segunda posição será 102, e assim sucessivamente.

Exemplo de um Preprocessamento

Para facilitar a compreensão do preprocessador, será apresentado um exemplo das principais informações citadas anteriormente.

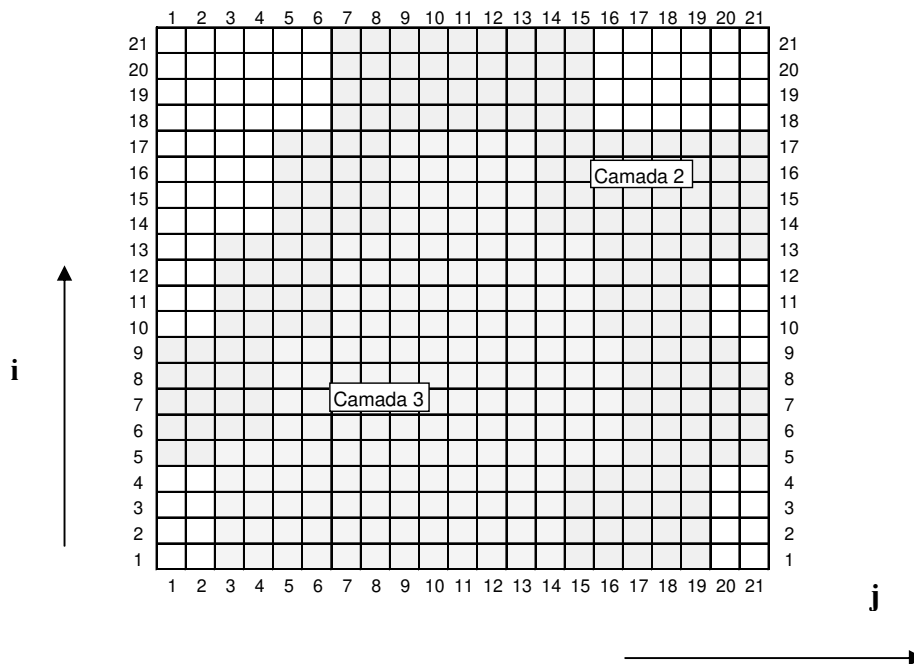


Figura C-1 – Camadas do Modelo Exemplo 21 x 21

Camadas e malhas

A Figura C-1 representa duas camadas de uma malha 21 x 21.

Matriz das Células Nulas

Observando a figura acima, pode-se verificar que a matriz das células nulas é dada por:

```
1 1 2
1 20 21
2 1 2
2 20 21
3 1 2
3 20 21
4 1 2
4 20 21
9 21 21
10 1 2
10 20 21
11 1 2
11 20 21
12 1 2
12 20 21
13 1 2
14 1 4
15 1 4
16 1 4
17 1 4
18 1 6
18 16 21
19 1 6
19 16 21
20 1 6
20 16 21
21 1 6
21 16 21
```

A primeira coluna representa o parâmetro “j”. A segunda coluna representa a variável “i” na qual se iniciará as células nulas e a terceira coluna representa o “i” final onde termina as células nulas. Caso se tenha a intercalação de células ativas entre células nulas para um único valor de “j”, deve-se repetir uma outra linha informando o “i” inicial e o “i” final para o segundo bloco de células nulas.

Matriz Net Gross

Como já citado anteriormente, a Matriz *Net Gross* representa a porcentagem de areia em relação a espessura total contida em cada célula. Devido ao grande tamanho desse arquivo, se representará apenas parte do mesmo. A primeira coluna representa a variável “i”, a segunda coluna a variável “j” e a terceira o valor da função Net Gross. Essa matriz é importante porque influencia diretamente no cálculo do volume de óleo *in situ*.

```
1,1,-0.0596025
2,1,-1.65287E-7
3,1,0.163676
4,1,0.324417
5,1,0.445663
6,1,0.5
7,1,0.589556
8,1,0.640205
9,1,0.654113
10,1,0.629156
11,1,0.574141
12,1,0.5
13,1,0.458435
14,1,0.406602
15,1,0.346687
16,1,0.281091
17,1,0.212724
18,1,0.145201
19,1,0.083461
20,1,0.0336345
21,1,-9.28269E-4
1,2,-0.0516621
2,2,0.0438132
3,2,0.217101
4,2,0.428701
5,2,0.603079
6,2,0.673867
7,2,0.719353
8,2,0.760742
9,2,0.774763
10,2,0.734183
11,2,0.665164
12,2,0.59191
13,2,0.527185
14,2,0.462094
```

Apêndice D

Arquivo de Entrada do Posprocessador

O objetivo deste apêndice é explicar os cartões de entrada do posprocessador de maneira a possibilitar a utilização de todos os seus recursos.

Abaixo será comentado a finalidade de cada cartão. Em seguida será apresentado um exemplo de arquivo de entrada do posprocessador. Todos os cartões iniciados por dois asteriscos (**) é considerado comentário do programa. O arquivo executável do programa e todos os arquivos a serem simulados devem estar no mesmo diretório. Os arquivos de saída também serão posicionados no mesmo diretório e terão terminação “out”.

Cartão *ARQ

O cartão *ARQ deve conter todos os nomes dos arquivos que serão simulados. Os nomes dos arquivos devem estar entre aspas simples.

Cartão *ARQOK

O cartão *ARQOK contém todos os nomes dos arquivos que já foram simulados. Usa-se este cartão para fazer algum tipo de estudo modificando os parâmetros econômicos, por exemplo, modificando o tipo da plataforma.

Cartão *HOSTS

Este cartão informa quais as máquinas que serão utilizadas para a realização das simulações. É muito útil para separar as máquinas que serão utilizadas no trabalho, evitando sobrecarga na rede. Os nomes das máquinas devem estar entre aspas simples e separadas de um espaço.

Cartão *NSIMULS

Define o número máximo de arquivos que serão executados de uma só vez no MPS. Esse número depende da capacidade da rede. Se a rede não possuir grande capacidade de armazenamento de dados em disco, deve-se reduzir bastante esse número. Os arquivos *.irf, *.mrf e *.out ocupavam muito espaço e devem deletados após o cálculo das funções-objetivo.

Cartão *TAXA num

Informa qual será a taxa de atratividade a ser utilizada pelo programa. A variável num deve ser introduzida no modo fracionário e se referir a unidade *ano*. Exemplo: *TAXA 0,15

Este cartão também pode ser colocado da seguinte maneira:

*TAXA *BÁSICO num1 *VAR num2 num3 num4 num5

Desta maneira o programa fará uma análise de sensibilidade para 4 valores da taxa de atratividade. Será gerado um arquivo de saída diferente para cada valor da taxa de atratividade. Nesses arquivos as funções-objetivo serão calculadas considerando todos os valores das taxas digitadas após o cartão *VAR.

Cartão *NUMPOÇOS x1:x2 INVESTIMENTO

Os cartões *NUMPOÇOS sempre serão seguidos de três parâmetros: x1, x2 e investimento. O parâmetro *investimento* representa o valor que será investido (tipo da plataforma) quando o número de poços dos arquivos de entrada pertencer ao intervalo entre x1 e x2. É necessário levar em consideração todos os números de poços possíveis. Todos os cartões *NUMPOÇOS devem ser precedidos do cartão *CUSTO *PLATAFORMA.

Na análise de campos terrestres o valor do investimento se referirá ao investimento com a estação coletora.

Cartão *CUSTO *PLATAFORMA

Esses cartões sempre serão seguidos dos cartões *NUMPOÇOS.

Cartão *IMPOSTO x1

Este cartão informa o percentual do imposto de renda governamental que se aplicará sobre o VPL. O número x1 deve ser expresso em termos fracionários.

Cartão *INVESTIMENTO num

Representa o somatório de todos os investimentos relativos às despesas de equipamentos, serviços e diversos.

Cartão *CUSTO

O Cartão: *CUSTO 78000 31/05/1999 32 30, significa que será debitado a quantia de US\$ 78000, em intervalos de 30 dias, 32 vezes a partir da data de 31/05/1999.

Cartão *CUSTO *POÇO num

Informa o **custo** de perfuração dos poços. A variável *num* se refere ao custo de perfuração de um poço expresso em dólares.

Este cartão também pode ser colocado da seguinte maneira:

*CUSTO *BÁSICO num1 *VAR num2 num3

Desta maneira o programa fará uma análise de sensibilidade para os 2 valores do custo de perfuração posicionados à frente do cartão *VAR. Será gerado um arquivo de saída para cada valor do custo de perfuração. Nesses arquivos as funções-objetivo serão calculadas considerando todos os valores dos custos digitadas após o cartão *VAR. Não há limite do números de possibilidades a serem avaliadas pelo cartão *VAR.

Cartão *DTPOCO num

Este cartão informa o número de dias (num) a ser subtraído da data de abertura dos poços para efeito de incidência do custo de perfuração.

Cartões *CUSTO *INJEÇÃO *ÁGUA num1

***CUSTO *INJEÇÃO *GÁS num2**

Este cartão informa custos especiais de injeção de água e gás. As variáveis num1 e num2 referem-se ao custo de injeção de cada fluido por metro cúbico. Há de se tomar cuidado na aplicação desse cartão, pois na maioria das regiões produtoras o custo de injeção de fluidos já está embutido no custo de produção do óleo.

Cartões *CUSTO *PRODUÇÃO *ÁGUA num

***CUSTO *PRODUÇÃO *ÓLEO num2**

***CUSTO *PRODUÇÃO *GÁS num3**

As variáveis num1, num2 e num3 representam os custos de produção dos fluidos água, óleo e gás respectivamente. Na maioria das regiões produtora, o custo de produção da água e do gás estão embutidos no custo de produção do óleo. A unidade de num1, num2 e num3, é dólares por metro cúbico.

Cartão *PREÇO *ÓLEO num1

Informa o preço de venda do óleo por metro cúbico. Este cartão também pode ser colocado da seguinte maneira:

***PREÇO *ÓLEO *BÁSICO num1 *VAR num2 num3 num4**

Desta maneira o programa fará uma análise de sensibilidade para 4 valores do preço de venda do óleo. Será gerado um arquivo de saída diferente para cada valor do preço do óleo. Nesses arquivos as funções-objetivo serão calculadas considerando todos os valores dos preços de venda do óleo digitadas após o cartão *VAR.

Cartão *PREÇO *GÁS num

Informa o preço de venda do gás por mil metros cúbicos. A análise de sensibilidade para o gás pode ser realizada da mesma maneira do óleo.

```

** ARQUIVO DE ENTRADA -- EXEMPLO DO PROGRAMA MAP

** A palavra-chave *ARQ deve ser seguida de pelo menos um nome de arquivo
** de entrada do simulador. Os nomes devem estar entre aspas simples (')

*ARQ
'md0101.dat'      'md0102.dat'      'md0103.dat'      'md0104.dat'      'md0105.dat'
'md0106.dat'      'md0107.dat'      'md0108.dat'      'md0109.dat'      'md0110.dat'
'md0111.dat'      'md0112.dat'      'md1100.dat'      'md1101.dat'      'md1102.dat'
'md1103.dat'      'md1104.dat'      'md1105.dat'      'md1106.dat'      'md1107.dat'
'md1108.dat'      'md1109.dat'      'md1110.dat'      'md1111.dat'      'md1112.dat'
'md2100.dat'      'md2101.dat'      'md2102.dat'      'md2103.dat'      'md2104.dat'
'md2105.dat'      'md2106.dat'      'md2107.dat'      'md2108.dat'      'md2109.dat'
'md2110.dat'      'md2111.dat'

** Esta palavra-chave também pode ser usada da seguinte forma:
** ARQ 'md0114.dat'
** ARQ 'md0115.dat'

** A palavra chave *ARQOK tem sintaxe identifica a palavra-chave *ARQ.
** Seu objetivo e definir uma lista de arquivos que já foram simulados.
** Neste caso, o programa procura os dados de saída no arquivo de resumo
** (*.res). No exemplo abaixo: mod0206.res e mod0208.res já foram
** criados anteriormente.

** ARQOK 'mod0206.dat' 'mod0208.dat'

** Define os hosts a serem utilizados pelo MPS

*HOSTS 'becks' 'bavaria' 'spaten' 'kaiser' 'skol' 'bud' 'tuborg' 'brahma'

** A palavra-chave *HOSTS tambem pode ser utilizada como segue
** HOSTS 'bud'
** HOSTS 'tuborg' 'kirin' 'bohemia' 'cerpa' 'corona'

** Define o numero de arquivos máximo por rodada do MPS
*NSIMULS 50

** PARAMETROS QUE ADMITEM MAIS DE UM VALOR:
** *TAXA -- *PRECO *OLEO -- *CUSTO *POCO
** As palavras-chave citadas acima podem ser seguidas de um unico valor
** ou da especificação de vários valores, da seguinte forma:
** *BASICO valor_0 *VAR valor_1 [valor_2 [valor_3 [...[valor_N]...]]]
** O valor declarado por *BASICO e o valor que o parâmetro assume quando
** um outro parâmetro estiver sendo variado. O(s) valor(es) declarado(s)
** por *VAR são as variações que o parâmetro pode assumir

```

** Define o(s) valor(es) da taxa de juros anual

** TAXA *BASICO .15 *VAR .12 .14 .17 .2

** Se apenas um valor, use:

*TAXA 0.15

** O mesmo vale para *CUSTO *POCO e *PRECO *OLEO

** As declarações *NUMPOCOS dos cartões *PLATAFORMA e *ABANDONO devem ser

** continuas e estar ordenadas.

*CUSTO *PLATAFORMA

*NUMPOCOS 1:7 3500000

*NUMPOCOS 8:14 7000000

*NUMPOCOS 15:21 10500000

*NUMPOCOS 22:99 13000000

*ABANDONO 5000 ** tempo de abandono (dias)

*NUMPOCOS 1:7 500000

*NUMPOCOS 8:14 500000

*NUMPOCOS 15:21 500000

*NUMPOCOS 22:99 1000000

*IMPOSTO 0.6

** Declaração de investimento (custo incidente no time 0)

*INVESTIMENTO 20000000.0

** Declaração de custo periódico

** CUSTO 78000 31/05/1999 32 30 ** Significa a declaração de um custo de

** 78000 que incidira em intervalos de 30 dias 32 vezes a partir de

** 31/05/1999

** CUSTO *POCO *BASICO 5300000 *VAR 5000000 5500000

** ou

*CUSTO *POCO 5300000

** Numero de dias a ser subtraído da data de abertura do poço

** para efeito de incidência do custo

*DTPOCO 0

** CUSTO *INJECAO *AGUA 4

** CUSTO *INJECAO *GAS 7

*CUSTO *PRODUCAO *AGUA 0.

*CUSTO *PRODUCAO *OLEO 18.87

*CUSTO *PRODUCAO *GAS 0.0

** PRECO *OLEO *BASICO 81.77 *VAR 80 85 95 100

** ou

*PRECO *OLEO 81.77

*PRECO *GAS 90.

** As palavras-chave *ARQ, *ARQOK, *HOSTS e *CUSTO (declarando custo
** periódico) podem aparecer mais de uma vez no arquivo. Quanto as
** demais, recomenda-se uma declaração única, pois a ultima declaração
** sobrepõe as anteriores.

Apêndice E

Análise da Paralelização para Diferentes Arquiteturas

Para melhor entender a paralelização de tarefas, far-se-á a análise da redução do tempo global de processamento, em uma rede de computadores hipotética. A Tabela E-1 mostra os tempos relativos de processamento em uma rede heterogênea, ou seja, os tempos de execução diferem razoavelmente quando realizados em diferentes máquinas. A Tabela E-2 apresenta valores para uma rede homogênea e a Tabela E-3 apresenta resultados de uma rede homogênea ideal.

Tabela E-1 – Tempo relativo de execução de simulações em rede heterogênea

	Tempo/Tempo da Estação-1
Estação-1	1,00
Estação-2	2,50
Estação-3	3,13
Estação-4	3,23
Estação-5	3,46

Tabela E-2 – Tempo relativo de execução de simulações em rede homogênea

	Tempo/Tempo da Estação-1
Estação-6	1,00
Estação-7	1,20
Estação-8	1,34
Estação-9	1,34
Estação-10	1,34

Tabela E-3 – Tempo relativo de execução de simulações em rede homogênea ideal.

	Tempo/Tempo da Estação-1
Estação-I	1,00
Estação-II	1,00
Estação-III	1,00
Estação-IV	1,00
Estação-V	1,00

É importante salientar que os tempos apresentados nas tabelas anteriores devem ser obtidos quando as máquinas estiverem livres de processos externos. A compartilhamento do processador pode aumentar o tempo de processamento, informando um tempo que não representa corretamente o desempenho do equipamento. O tempo de execução de um processo quando realizado solitariamente é denominado *tempo teórico*.

Considerando as Tabelas E-1, E-2 e E-3, construiu-se as Tabelas E-4, E-5 e E-6 que representam a ordenação ideal das máquinas que otimiza o tempo de execução do número de processos expresso em cada coluna.

Tabela E-4 – Ordem ideal de execução dos processos em rede heterogênea.

Número de processos											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Número de Estações utilizadas											
1	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5	5
Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1
	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1
		Est.-2	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1
			Est.-2	Est.-2	Est.-2	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1
				Est.-3	Est.-3	Est.-2	Est.-2	Est.-1	Est.-1	Est.-1	Est.-1
					Est.-4	Est.-3	Est.-3	Est.-2	Est.-2	Est.-1	Est.-1
						Est.-4	Est.-4	Est.-3	Est.-2	Est.-2	Est.-2
							Est.-5	Est.-4	Est.-3	Est.-2	Est.-2
								Est.-5	Est.-4	Est.-3	Est.-3
									Est.-5	Est.-4	Est.-3
										Est.-5	Est.-4
											Est.-5
1	2	2,5	3	3,13	3,23	4	4	5	5	6	6,26
Tempo Teórico = número*tempo de processamento da Estação-1											

Tabela E-5 – Ordem ideal de execução dos processos em rede homogênea.

Número de processos											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Número de Estações utilizadas											
1	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5	5
Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6
	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6	Est.-6
		Est.-8	Est.-8	Est.-8	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-6	Est.-6
			Est.-9	Est.-9	Est.-8	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-7	Est.-7
				Est.-10	Est.-9	Est.-8	Est.-8	Est.-8	Est.-8	Est.-7	Est.-7
					Est.-10	Est.-9	Est.-8	Est.-8	Est.-8	Est.-8	Est.-7
						Est.-10	Est.-9	Est.-9	Est.-9	Est.-8	Est.-8
							Est.-10	Est.-9	Est.-9	Est.-9	Est.-8
								Est.-10	Est.-10	Est.-9	Est.-9
									Est.-10	Est.-10	Est.-9
										Est.-10	Est.-10
											Est.-10
1	1,2	1,34	1,34	1,34	2	2,4	2,68	2,68	2,68	3	3,6
Tempo Teórico = número*tempo de processamento da Estação-1											

Tabela E-6 – Ordem ideal de execução dos processos em rede ideal homogênea.

Número de processos											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Número de Estações utilizadas											
1	1	2	2	3	4	4	5	5	5	5	5
Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I
	Est.II	Est.II	Est.II	Est.II	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I	Est.I
		Est.III	Est.III	Est.III	Est.II	Est.II	Est.II	Est.II	Est.II	Est.I	Est.I
			Est.IV	Est.IV	Est.III	Est.II	Est.II	Est.II	Est.II	Est.II	Est.II
				Est.V	Est.IV	Est.III	Est.III	Est.III	Est.III	Est.III	Est.II
					Est.V	Est.IV	Est.III	Est.III	Est.III	Est.III	Est.II
						Est.V	Est.IV	Est.IV	Est.IV	Est.III	Est.III
							Est.V	Est.IV	Est.IV	Est.IV	Est.III
								Est.V	Est.V	Est.IV	Est.IV
									Est.V	Est.V	Est.IV
										Est.V	Est.V
											Est.V
1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3
Tempo Teórico = número*tempo de processamento da Estação-1											

Os valores em vermelho representam as simulações que consomem maior tempo.

A Figura E-1 mostra a redução do tempo global do projeto quando se usa a paralelização das simulações. Observa-se que quanto mais homogênea for a rede, maiores são os benefícios da paralelização.

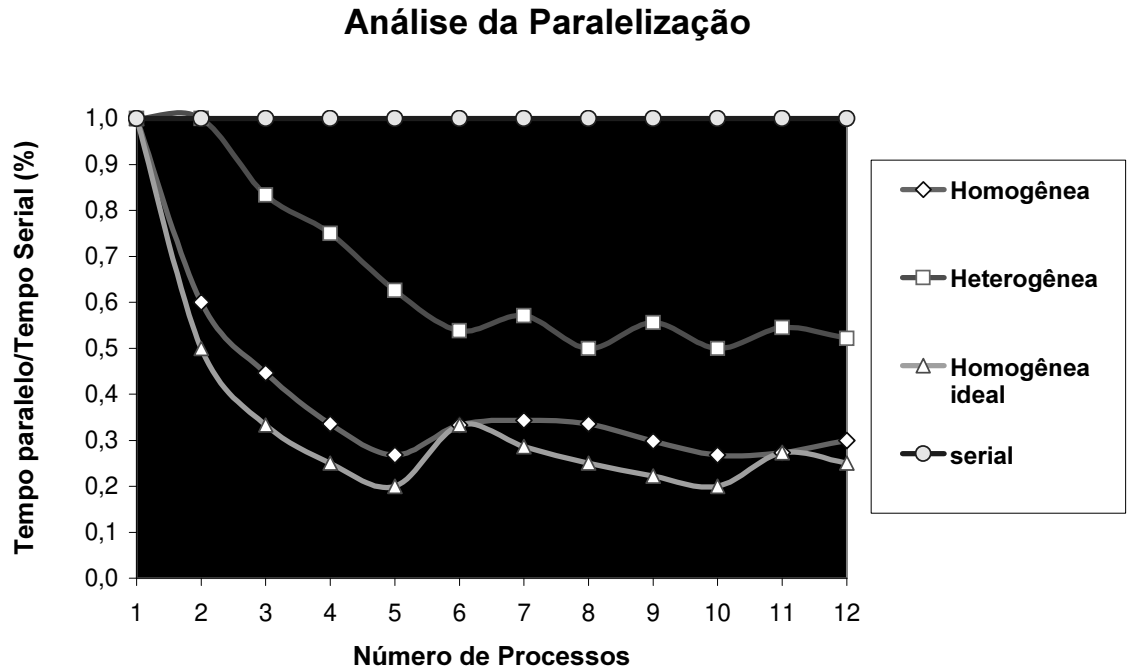


Figura E-1 – Redução do tempo global de processamento quando se usa paralelização externa em diferentes tipos de rede.

Salienta-se que os tempos apresentados na Figura E-1 representam valores ideais, ou seja, não se considerou o tempo de comunicação entre as máquinas. Schiozer [1997] mostrou que esses tempos são desprezíveis quando comparados aos tempos de simulação.