

Cadastrado em 30/11/97
de quem julgar em Ronaldo
Oliveira de Paiva nomeado
nata emissão julgadora em 30/11/97.
Ass: Ronaldo Oliveira de Paiva
PROFESSOR

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

Otimização do Itinerário de Sondas de Intervenção

Autor : **Ronaldo Oliveira de Paiva**
Orientador: **Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo**
Co-orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

11/97

P166o

35729/BC

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

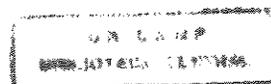
Otimização do Itinerário de Sondas de Intervenção

Autor : Ronaldo Oliveira de Paiva
Orientador: Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
Co-Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Curso: Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 1997
S.P. - Brasil



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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Otimização do Itinerário de Sondas de Intervenção

Autor : **Ronaldo Oliveira de Paiva**

Orientador: **Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo**

Co-orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

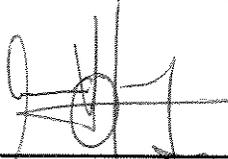
Banca Examinadora:



**Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo, Orientador, Presidente
UNICAMP**



**Dr. Carlos Fernando Fontenelle Dumans, Membro externo
Petrobras**



**Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan, Membro Interno
UNICAMP**

Campinas, 30 de novembro de 1997

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

P166i Paiva, Ronaldo Oliveira de
Otimização do itinerário de sondas de intervenção. /
Ronaldo Oliveira de Paiva.--Campinas, SP: [s.n.], 1997.

Orientadores: Sérgio Nascimento Bordalo, Denis José
Schiozer

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Engenharia do petróleo. 2. Simulação
(Computadores digitais). 3. Pesquisa operacional. I.
Bordalo, Sérgio Nascimento. II. Schiozer, Denis José.
III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. IV. Título.

Agradecimentos

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

Aos meus pais e familiares, pelo incentivo em todos os momentos da minha vida

A Petrobras, pela oportunidade oferecida

Aos meus orientadores, que corrigiram os caminhos seguidos

A todos os professores e colegas da UNICAMP e da PETROBRAS, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Resumo

PAIVA, Ronaldo Oliveira. *Otimização do Itinerário de Sondas de Intervenção*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 102 p. Dissertação (Mestrado).

Os custos envolvidos em intervenções de sonda e a perda de receita nos poços aguardando intervenções são elevados. Este trabalho propõe métodos para analisar profundamente a priorização dos poços em que a sonda deverá intervir. Para determinar a seqüência de intervenção nos poços, é necessário comparar o gasto de sonda com as perdas dos poços. Para calcular as perdas dos poços, é necessário analisar a influência monetária do fechamento dos poços nas curvas de produção dos reservatórios. Neste trabalho, esta análise é feita utilizando-se um simulador numérico de reservatórios. São apresentadas, também, simplificações possíveis para um cálculo expedito. A priorização dos poços é baseada na redução do custo total do caminho, que se constitui da soma das perdas devidas à espera da intervenção, somadas aos custos das sondas. Para determinar o itinerário ideal das sondas, existem muitos algoritmos. Neste trabalho, são implementados e comparados alguns algoritmos considerados intuitivos e de simples implementação. Recomenda-se o algoritmo da Têmpera Simulada para priorizar os poços. Este algoritmo foi implementado para rotear sondas terrestres em uma região petrolífera brasileira. Otimizando as seqüências de intervenção realizadas no ano de 1996, nesta região, identificou-se uma economia potencial de 15% nas perdas de produção, equivalente a 4.000 m³/ano de petróleo (25.000 bbl/ano).

Palavras chave

- Engenharia do petróleo, Simulação (Computadores digitais), Pesquisa operacional.

Abstract

PAIVA, Ronaldo Oliveira. *Workover Rig Itinerary Optimization*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 102 p. Dissertação (Mestrado).

The costs of workover and the loss of revenue in wells waiting workover rigs are very high. This work proposes methods to prioritize these wells in order to minimize the total cost. To determine the workover sequence it is necessary to compare the rig expense with the wells' losses. To calculate the wells' losses, it is necessary to analyze the monetary influence of the well shutdown in the production curves. In this work, this analysis is made by using a numerical reservoir simulator. Simplified calculation procedures are also presented. The priority of the wells is based on the reduction of the total cost, which consists of the rig costs plus the revenue losses due to workover waiting. There are many algorithms able to determine the ideal rig path. In this work, simple and intuitive algorithms, are implemented and compared. The Simulated Annealing algorithm is recommended. This algorithm was implemented to optimize workover rig routes in a brazilian production region. Optimization of the workover sequence carried out in that region in 1996 identified a potential economy of 15% in the production losses. equivalent to 4.000 m³/year of oil (25.000 bbl/year).

Key Words

- Petroleum engineering, Simulation (Digital Computation), Operations Research.

Índice

Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tabelas	ix
Nomenclatura.....	ix
1. Introdução.....	1
2. Revisão Bibliográfica	4
3. Perdas Devido ao Fechamento de poços	11
4. Cálculo Utilizando Simulador	25
5. Resultados das Análises de Atraso de Produção	31
6. Ordenação da Fila de Poços.....	52
7. Algoritmos Implementados	59
8. Utilização de Mais de Uma Sonda	64
9. Resultados de Roteamento	66
10. Comentários, Conclusões e Recomendações.....	80
Referências Bibliográficas.....	84
Apêndices	88
A. Descrição do Valor Presente	88
B. Fluxogramas dos Programas para Determinação das Perdas	90
C. Descrição dos Reservatórios Simulados	93
D. Fluxogramas dos Programas de Roteamento	97

Lista de Figuras

3.1	Exemplo de vazões de um reservatório com um poço, com e sem interrupção	13
3.2	Exemplo de perda real em função do tempo	13
3.3	Exemplo de valor das reservas de um reservatório com um poço, em função do tempo de parada	15
3.4	Fator de influência e fator de perda para um reservatório com um poço, em função do tempo de parada	17
3.5	Fator de perda equacionado por : $F = a - b \exp(-c t_p)$	18
4.1	Vazão do campo com e sem interrupção	27
4.2	Diferença no tempo entre simulações ruins com e sem interrupção	27
4.3	Diferença no tempo entre simulações aceitáveis com e sem interrupção	28
4.4	Três momentos na vida do reservatório	29
4.5	Volume acumulado e valor presente, com e sem fechamento	30
4.6	Valor presente, com e sem fechamento	30
5.1	Vazão de um reservatório com um poço, sem gás	32
5.2	Vazão com e sem interrupção	32
5.3	Perfil de pressões influenciado pelo fechamento do poço	32
5.4	Vazão com e sem interrupção e atrasada de dez dias	34
5.5	Vazão de dois poços iguais no mesmo reservatório com a interrupção de 1	35
5.6	Vazão do poço que produz 86% da produção do campo e parou 20 dias	36
5.7	Vazão do poço que produz 14% da produção do campo e não parou	37
5.8	Esquema do reservatório utilizado para comparar o valor presente da produção de um poço com e sem a influência de outro	37
5.9	Valor presente da produção de dois poços iguais com parada do poço 1, com e sem a influência do outro poço	38

5.10	Valor presente do reservatório com dois poços iguais com parada do poço 1, com e sem a influência do poço 2	39
5.11	Fator de perda do poço 1, com e sem a influência do poço 2	39
5.12	Fator de perda, corrigido, do poço 1, com e sem a influência do poço 2	40
5.13	Esquema de distribuição dos poços dos reservatórios 5 e 6	41
5.14	Valor presente da produção de quatro poços iguais parando poço 1, com e sem influência dos outros	42
5.15	Valor presente das reservas do reservatório com quatro poços iguais parando poço 1, com e sem influência entre os poços	43
5.16	Fator de perda do reservatório com quatro poços iguais parando poço 1	43
5.17	Vazão de petróleo simulada com e sem interrupção de injeção	45
5.18	Diferença de vazão de petróleo causada pelo fechamento de poço injetor	45
5.19	Defasamento de tempo causada pelo fechamento de poço injetor	46
5.20	Curva de produção de gás com e sem interrupção	47
5.21	Curva de produção de óleo, com e sem fechamento	48
5.22	Mapa de saturações antes do fechamento	48
5.23	Mapa de saturações de gás depois do fechamento	49
5.24	Influência do fechamento em F_s	49
6.1	Diagrama para comparação entre o poço <u>A</u> e <u>B</u>	56
7.1	Caminhos alternativos para 3 poços	59
9.1	Disposição dos poços na região fictícia	66
9.2	Banco de dados da região fictícia	67
B.1	Programa que gera vários arquivos de entrada do simulador	90
B.2	Fluxograma do programa que gera arquivos de saída e calcula o valor presente	91
B.3	Fluxograma do programa que calcula a diferença entre dois arquivos	92
D.1	Fluxograma do programa de roteamento : seguinte mais próximo	97
D.2	Fluxograma do programa de roteamento : seguinte mais vantajoso	98
D.3	Fluxograma do programa de roteamento : pesquisa completa	99
D.4	Fluxograma do programa de roteamento : busca em profundidade	100
D.5	Fluxograma do programa da têmpera simulada	101
D.6	Fluxograma da subrotina têmpera simulada	102

Lista de Tabelas

9.1	Exemplo de fila com 4 poços	68
9.2	Cálculo de custo do caminho do exemplo de 4 poços	68
9.3	Resultado do roteamento do exemplo de 4 poços	69
9.4	Resultado do roteamento sem o uso do fator de perda	74
9.5	Exemplo de fila com 9 poços	71
9.6	Resultado do roteamento do exemplo de 9 poços	71
9.7	Exemplo de fila com 20 poços	73
9.8	Resultado do roteamento do exemplo de 20 poços	74
9.9	Exemplo de fila com 2 sondas e 20 poços	75
9.10	Resultado do roteamento do exemplo com 2 sondas	77
9.11	Resultado do roteamento do exemplo com 3 sondas	79
C.1	Dados do reservatório de Odeh	94
C.2	Dados do reservatório de Chapelar e Nolen	95

Nomenclatura

letras latinas

B	fator a ser utilizado no algoritmo da Busca Em Profundidade	
C	custo	MEP
D	taxa de declínio de produção do campo	1/d
E	erro	
F	fator de perda	
G	gasto	MEP
I	fator de influência	
L	perda devido ao poço estar aguardando intervenção	MEP
P	valor presente	MEP
Q	vazão	m ³ /d
R	parâmetro utilizado no algoritmo “Busca Em Profundidade”	
S	parâmetro utilizado no algoritmo “Tempera Simulada”	
T	taxa	base dia
V	volume	m ³
W	custo total do caminho	MEP
a	parâmetro utilizado para equacionar o fator de perda	
b	parâmetro utilizado para equacionar o fator de perda	
c	parâmetro utilizado para equacionar o fator de perda	
d	distância	km
t	tempo	d
v	velocidade	km/d

Subscritos

a	atraso
ab	no abandono do campo
c	corrigido pelos custos
d	calculado com simplificações
dtm	desmontagem, transporte e montagem de uma sonda
erp	redistribuição de pressão durante a parada
i	poço de uma lista
int	intervenção
j	tempo de uma lista
k	quilômetro de transporte
ma	mínima de atratividade
op	tempo em que a sonda está operando
P	no tempo em que o poço está fechado
pf	custos fixos de produção
pv	custos variáveis de produção
r	real
rel	relativo
s	determinado pelo simulador
T	total do campo
v	corrigido pelo valor da perda aparente
w	de um poço

abreviaturas

BCP	Bombeio de cavidades progressivas
CPU	Unidade Central de Processamento de um computador
<i>exp</i>	exponencial
<i>ln</i>	logaritmo Neperiano
MEP	valor monetário atualizado de um metro cúbico de petróleo equivalente
RGL	Razão gás líquido
SPE	Society of Petroleum Engineers

Capítulo 1

Introdução

Os equipamentos de fundo dos poços de petróleo normalmente sofrem falhas, que impossibilitam ou reduzem a produção ou injeção de fluidos. Para que estes poços voltem a sua operação normal é necessária uma intervenção padrão chamada de limpeza, que consiste na retirada do equipamento de fundo danificado e a colocação de outro equipamento em boas condições. Esta intervenção exige uma sonda para retirada e descida dos equipamentos e gasta um tempo previsível para ser concluída.

Quando é detectada uma falha de equipamento de fundo em algum poço, este poço entra para a fila de poços aguardando intervenção de sonda. Nesta fila, é necessário priorizar os poços que perdem maior produção, e ao mesmo tempo diminuir o trajeto da sonda para evitar gastos desnecessários com o transporte. Atualmente este roteamento de sondas é feito baseado nas opiniões de técnicos, em reuniões.

Sabe-se que os custos envolvidos com intervenções de sonda e a perda de receita nos poços aguardando intervenção são altos. Isto justifica uma análise mais profunda na seqüência a ser seguida na fila de poços aguardando a sonda. Neste trabalho, são propostos procedimentos para avaliar melhor as perdas e planejar um itinerário otimizado.

O procedimento proposto para quantificar as perdas consiste em realizar, anualmente ou com periodicidade oportuna, uma análise das perdas de receita que cada poço da região ocasionará se houver uma interrupção em sua operação. Esta análise será realizada utilizando,

se possível, simuladores de reservatório. O resultado desta análise deverá ser transportado para um banco de dados da região.

Sempre que houver mudanças nos preços contratados ou estimados para os trabalhos das sondas estes preços também deverão ser atualizados.

A cada novo grupo de poços a ser cadastrado, deverá ser registrada a distância média entre os poços deste grupo e a distância deste grupo até todos os outros grupos.

Com este procedimento, a programação das sondas poderá ser feita por um único profissional competente utilizando um programa de roteamento, existindo ainda o benefício de sempre se poder tomar uma decisão tecnicamente correta. Os dados para priorização serão fundamentados em procedimentos padronizados que poderão ser conferidos em sua exatidão.

Para calcular os custos, é dada ênfase na inferência da perda monetária advinda da parada de um poço, produtor ou injetor, aguardando intervenção. Esta quantificação é necessária para possibilitar a comparação da perda dos poços parados com o custo da sonda. Quanto melhor esta quantificação, melhor será a análise feita e melhores serão as decisões tomadas.

1.1 Motivação para o trabalho

Uma parada na operação de um poço da ordem de dezenas de dias normalmente afeta pouco o valor das reservas de um campo, mas todas as paradas de todos poços podem afetar substancialmente o valor monetário deste campo. Usualmente, as perdas devidas ao fechamento de poços são erroneamente estimadas como o **valor** do volume que não foi produzido. Define-se *volume não produzido* como a vazão de petróleo que o poço produtor estava produzindo antes da parada (Q_p) multiplicada pelo tempo que o poço ficou parado (t_p). Neste trabalho o *volume não produzido* será denominado *perda aparente* (L_p). As **perdas reais** são diferentes das perdas aparentes, e acontecem devido ao atraso da produção causado pelo fechamento de poços produtores ou injetores.

$$L_P = Q_P \cdot t_P \quad (1.1)$$

Estas análises das perdas são importantes para as tomadas de decisões de alocação de recursos. Estas decisões se situam em um nível operacional, e normalmente são tomadas por técnicos que não possuem informações sobre a influência do fechamento dos poços no reservatório. Por isso, é comum não disponibilizar recursos para recuperar poços injetores parados, e ao mesmo tempo, gasta-se até o valor da perda aparente para restabelecer a produção de um poço de petróleo. Estas decisões infundadas acarretam prejuízos, que ocorrem por falta de informações que podem ser conseguidas facilmente pelos técnicos que estudam o reservatório.

Neste trabalho, também são estudadas simplificações dos cálculos que podem facilitar ainda mais a aplicação dos métodos de análise.

1.2 Objetivos

- Propor um método de quantificação de perdas reais de produção utilizando simuladores de reservatórios.
- Testar o método proposto e comprovar sua utilização.
- Desenvolver o método tanto para poços produtores quanto para poços injetores.
- Propor simplificações para a quantificação das perdas visando facilitar a implementação do método em uma região produtora.
- Implementar um programa de computador de roteamento de sondas.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica está dividida em duas áreas principais, porque a solução do problema de roteamento deve ser abordada em duas frentes diferentes: engenharia de petróleo e engenharia econômica para quantificar as perdas; e matemática aplicada para fazer o roteamento propriamente dito.

2.1 Perdas devido à redução na produção

Para maximizar o lucro é necessário que as receitas sejam superiores ao capital investido. As empresas possuem projetos que podem ser classificados pela taxa interna de retorno. Supondo que variáveis como risco e liquidez não sejam determinantes, pode-se dizer que a menor taxa interna de retorno entre os projetos aprovados é a taxa mínima de atratividade da empresa. Isto pode ser entendido pensando-se que os projetos com taxa interna de retorno inferior à taxa mínima de atratividade não terão a sua execução aprovada. Por outro lado, entende-se que o capital da empresa no futuro valerá menos do que vale hoje pois o capital de hoje estará capitalizado com juros no futuro. Por isto é importante antecipar as receitas dos projetos para maximizar os lucros da empresa, ou considerar como perdas os atrasos nas receitas. Esta visão é básica para quantificar a perda devido à redução na produção de um campo. Estas afirmações estão mais detalhadas nos livros de *Mannarino (1985)*, *Thuesen e Fabrycky (1984)*, *Newendorp (1984)*

Na literatura, não são encontradas publicações específicas para determinação das perdas devidas ao fechamento de poços de petróleo. Trabalhos anteriores da área de petróleo utilizam diferentes enfoques econômicos. Algumas das abordagens encontradas são citadas a seguir.

2.1.1 Desprezar as perdas devidas ao atraso na produção.

O trabalho de *Bomar e Callais (1993)* descreve um método para seleção de brocas que leva em consideração a minimização do custo métrico, o cálculo do custo métrico leva em consideração o custo da broca e o custo da sonda mas não considera o custo do atraso de produção. Existe uma diferença entre a perfuração de um poço com elevado valor presente e com pequeno valor presente. Para perfurar um poço com elevado valor de reservas pode compensar usar uma broca mais cara para antecipar a produção. Quando esta mesma sonda estiver perfurando um poço com pequeno valor de reservas, poderá ser vantajoso utilizar uma broca mais barata. O método de redução do custo métrico, sem se considerar o atraso de produção, não permite esta diferenciação.

2.1.2 Considerar as perdas lineares

O trabalho de *Eagle (1996)* considera uma perda anual constante para o atraso dos poços a serem perfurados. Neste trabalho, o autor chama esta taxa de *taxa de oportunidade* devido à concorrência e à queda de pressão no reservatório. O autor cita que existem muitas incertezas nesta taxa, que é difícil de obtê-la, e portanto ela deve ser estimada. No trabalho não é relatado como esta taxa pode ser estimada.

2.1.3 Considerar as perdas aparentes

O trabalho de *Narvaez (1991)* considera o ganho de óleo imediato que os poços de *gas-lift* ou *surgentes* tiveram quando foram convertidos para *plunger-lift*, como ganho real monetário. Este ponto de vista provoca uma maior alocação de recursos para aumentar a produção do que seria o necessário para maximizar o lucro da empresa. Na verdade, o que acontece é uma antecipação monetária da produção de um óleo que já estava no reservatório, e não um ganho de volume de óleo.

O trabalho de *Torres (1991)* considera o ganho de óleo imediato que os poços de petróleo tiveram, quando foram convertidos para *bombeio centrífugo submerso* (BCS), como ganho real monetário. O autor ainda se preocupou em analisar a curva de declínio de produção, mas não calculou o ganho real do valor presente líquido do campo.

Costa (1995) calcula a perda de vazão que os poços de *bombeio mecânico* tiveram quando foram convertidos para *bombeio de cavidades progressivas* (BCP). Esta perda é considerada como perda monetária e comparada com a economia de recursos na instalação do *bombeio de cavidades progressivas*.

O trabalho de *Brown (1980)* calcula o aumento da injeção de gás que leva a um aumento na produção de óleo, que maximize os lucros, chamada de **RGL econômica**. Neste trabalho ele considera o aumento na vazão como ganho monetário. Na verdade, o petróleo está sendo antecipado e não perdido. Se forem levadas em conta as perdas devidas ao atraso na produção, o ponto de operação do *gas-lift* pode mudar.

2.1.4 Desprezar o fluxo durante a parada de produção

Alves (1989) trata o assunto considerando simplesmente que toda a produção do poço estará atrasada em um tempo igual ao tempo de parada. Para fazer isto, o autor recomenda que se calcule a curva de produção esperada do poço, assumindo que o poço tenha o mesmo declínio de produção que o campo. Com esta curva se calcula o valor presente da produção deste poço. Compara-se este valor presente com o valor presente atrasado do tempo de parada. A redução sofrida do valor presente para o valor presente atrasado representa a **perda real** que aparece quando o poço produtor é fechado.

Esta visão admite que o poço tem uma reserva própria, que não será escoada por outro poço independentemente das paralisações que ocorram. Também assume que, durante o fechamento do poço, não existe fluxo no reservatório reequilibrando as pressões. Estas simplificações podem acarretar erros significativos, e não existe maneira de saber se estas simplificações podem ou não ser utilizadas sem analisar as respostas de um modelo do

reservatório. Estas simplificações também não contemplam os poços injetores e os efeitos de cone.

2.1.5 Considerar a curva de conseqüências econômicas

Para os estudos econômicos sobre o método de elevação artificial a ser utilizado em um poço, o artigo de *Clegg (1993)* recomenda que uma curva de conseqüências econômicas deva ser estimada para cada método a ser utilizado. No artigo o autor não descreve como pode ser calculada ou estimada esta curva.

Kikuch (1997), assim como a maioria dos autores que fazem trabalhos na área de estudos de reservatórios, consideram o valor presente líquido do campo para avaliar os projetos. Para estes estudos são feitas simulações de toda a vida do reservatório. Cada estudo se aplica a casos específicos de projetos a serem avaliados em um determinado reservatório.

Existem muitos outros trabalhos de análise econômica. Os trabalhos citados acima foram selecionados apenas para exemplificar alguns tipos de abordagem. Dentre estes destacam-se *Alves (1989)*, *Clegg (1993)* e *Kikuch (1997)* pela melhor forma de focar o problema em questão.

2.2 Roteamento de sondas

O problema da fila de poços de uma sonda pode ser resolvido da mesma maneira que os Problemas de Otimização Combinatória. Os Problemas de Otimização Combinatória constituem uma das classes de problemas mais estudadas no momento, devido a existência de inúmeras aplicações práticas que podem ser modeladas como otimização combinatória.

Existe um ramo da matemática denominado **combinatória** (*Liu, 1968*) que desempenha um papel importante na ciência da computação. As propriedades de estruturas combinatórias, como grafos, proporcionam o desenvolvimento de eficientes algoritmos para inúmeros modelos de problemas teóricos e conseqüentemente, para as aplicações práticas em computação.

Otimização é o processo de fazer algo tão eficientemente quanto possível. Em matemática significa maximizar ou minimizar o valor de uma função. Tradicionalmente, resolver um problema de otimização consiste em encontrar a solução ótima dentre um número finito ou infinitamente contável de soluções alternativas (*Papadimitriou, 1982*).

Os Problemas de Otimização Combinatória consistem em atribuir, estabelecer seqüências ou selecionar objetos, atingindo um objetivo desejado, e ao mesmo tempo, satisfazer restrições. O problema de Roteamento de uma Sonda está incluído no conjunto de problemas de estabelecer seqüências, tais como o “Problema do Caixeiro Viajante” e o “Problema do Caminho Mínimo”. Para o problema de mais de uma sonda existe o problema de atribuir os poços às sondas ou de selecionar os poços para cada sonda.

Os problemas que não possuem algoritmos que os resolvam em um tempo polinomialmente variável com o número de parâmetros são considerados **NP-difíceis**. O problema de Roteamento de Sondas é considerado **NP-difícil**, do mesmo modo que o Problema do Caixeiro Viajante.

Os métodos existentes para solução de Problemas de Otimização Combinatória podem ser classificados em exatos ou aproximados. Para os métodos exatos os principais algoritmos são: cortes no plano, *branch-and-bound*, programação dinâmica, cortes combinatórios no plano, *branch-and-cut* e *branch-and-price*. Na maioria das vezes, é muito difícil encontrar soluções ótimas para problemas NP-difíceis. O número de possibilidades a serem analisadas pode ser muito grande, extrapolando a capacidade de armazenamento necessária e o tempo permitido para computação. Em todos estes casos existe uma necessidade de algoritmos de aproximação que determinem soluções de boa qualidade em um curto espaço de tempo.

Nicholson (1971) define o método heurístico como um procedimento para resolver problemas por uma abordagem intuitiva, na qual a estrutura do problema pode ser interpretada e extrapolada inteligentemente para se obter uma boa solução.

Um outro tipo de pesquisa por boas soluções, mais geral, pode ser desenvolvida para problemas de otimização, chamadas de **meta-heurísticas**: ou seja, são métodos heurísticos

que contém outras heurísticas em seus procedimentos internos. Estes algoritmos tentam escapar de mínimos locais de uma maneira mais sistemática, com o uso de aleatoriedade ao invés das heurísticas puramente determinísticas (Elmer, 1993). Dentre os algoritmos que utilizam meta-heurísticas, pode-se citar: algoritmos genéticos, busca tabu, têmpera simulada, *greedy randomized adaptative search procedure*, redes neurais e times assíncronos (Rodrigues, 1996).

Neste trabalho é utilizado o algoritmo da têmpera simulada ("*simulated annealing*", tradução literal: recozimento simulado) por ser de fácil implementação e os resultados serem satisfatórios.

O método da têmpera simulada (Press, 1992) é uma técnica que tem atraído atenção por ser indicado para problemas de otimização de larga escala, especialmente aqueles em que o mínimo global desejado está escondido entre muitos mínimos locais. Para fins práticos, o método tem efetivamente resolvido o famoso "Problema do Caixeiro Viajante" para encontrar o menor itinerário para visitar N cidades.

Este método tem sido usado para resolver problemas de minimização combinatorial. Existe uma função objetivo a ser minimizada, e o espaço em que a função está definida é discreto. O número de elementos na configuração é fatorialmente alto, portanto a aplicação é mais complicada. O método de têmpera simulada tenta mudanças randômicas; quase todas mudanças nos dão um aumento da função objetivo. Portanto algumas medidas adicionais são requeridas.

A essência do método de têmpera simulada é a analogia com a termodinâmica, especificamente com a maneira com que os líquidos congelam ou cristalizam, ou metais resfriam e são temperados. À alta temperatura, as moléculas de um líquido movem-se livremente uma com respeito à outra. Se o líquido é resfriado vagorosamente, a mobilidade térmica é perdida. Os átomos são freqüentemente capazes de se alinharem por si próprios e formar um cristal puro. Este cristal é o estado de mínima energia para o sistema. O fato interessante é que para sistemas resfriados vagorosamente, a natureza é capaz de encontrar este mínimo estado de energia. Outro fato é que um metal líquido resfriado rapidamente não

atinge este estado, mas termina em um estado que possui mais energia. Por isso para se fazer um cristal é necessário fazer resfriamentos lentos, permitindo um tempo grande para redistribuição dos átomos a medida que vão perdendo mobilidade. Esta é a definição técnica de cristalização, e é essencial que um estado de baixa energia seja atingido.

Embora a analogia não seja perfeita, existe um ponto em comum com muitos algoritmos de minimização, pois a maioria possui a característica de buscar o mínimo o mais rápido possível, correspondendo a um resfriamento rápido. Como dito acima, este procedimento leva a um mínimo local, que não é necessariamente o mínimo global. A natureza possui seu próprio algoritmo de minimização, que é baseado em um procedimento diferente: é a chamada distribuição de probabilidade de Boltzmann.

Esta distribuição expressa a idéia que um sistema, em equilíbrio térmico à certa temperatura, tem sua energia probabilisticamente distribuída entre todos os diferentes estados de energia. Portanto existe uma chance correspondente para o sistema sair do estado de mínima energia local e encontrar o mínimo global. Em outras palavras, o sistema algumas vezes aumenta a função objetivo ; entretanto, quanto mais baixa a temperatura, menor é o aumento permitido.

Metropolis et al (1953) incorporaram este princípio em cálculos numéricos, oferecendo uma sucessão de opções em que um sistema termodinâmico poderia mudar sua configuração termodinâmica da energia E_1 para E_2 . Se $E_2 < E_1$ a probabilidade seria maior do que 1 e o sistema efetua essa mudança obrigatoriamente. Este procedimento de sempre diminuir a função objetivo (análogo à energia), e algumas vezes aumentar, é conhecido como algoritmo de Metropolis.

Capítulo 3

Perdas Devidas ao Fechamento de Poços

3.1 Conceito

Este capítulo tem por objetivo estabelecer uma metodologia para calcular as perdas monetárias devidas ao fechamento de um poço, para diferentes tempos de fechamento. Com esta metodologia pretende-se levantar parâmetros para alimentar um banco de dados a ser utilizado por procedimentos de racionalização do uso de recursos necessários à manutenção dos poços de petróleo. Nesta dissertação trata-se mais especificamente da otimização do itinerário de sondas de manutenção da produção.

Neste capítulo, são analisadas as perdas devidas ao fechamento de poços que estejam aguardando sonda de intervenção (*workover*) para reparar uma falha e com isto restaurar a operação.

Neste trabalho será considerado como unidade monetária o valor atualizado do metro cúbico equivalente de petróleo (MEP).

Considerando inicialmente um poço produtor de petróleo, sabe-se que o óleo que não foi produzido durante o fechamento não foi perdido. Este óleo continua no reservatório. Pode-se interpretar que o volume de óleo não produzido terá sua produção postergada.

Para calcular a consequência monetária decorrente do fechamento temporário de um poço, é necessário calcular o valor presente das reservas simulado sem a interrupção (P) e comparar com o valor presente das reservas simulado com a interrupção (P_a). A perda monetária (L) é a diferença do valor presente entre as duas simulações.

$$L = P - P_a \quad (3.1)$$

Como reservas do campo neste trabalho é considerado somente o volume de petróleo. O volume de gás, associado ou não, que possa ter sua produção postergada pode não ter influência econômica nas regiões produtoras de gás que possuem reservas táticas para suprir deficiências operacionais e, normalmente, a paralisação afeta muito pouco a recuperação final de óleo e gás do campo. As perdas monetárias devidas ao fechamento de poços de gás devem ser consideradas se representarem uma redução na venda de gás; nesta situação, será necessário levar em consideração a soma das receitas de gás somadas às receitas de óleo do campo.

O valor presente das reservas deve ser considerado no momento da análise, quando o campo já apresenta um gradiente de pressões que resulte em fluxo, no reservatório, durante a interrupção. Se o campo ainda estiver com as pressões originais pode-se considerar apenas o efeito do atraso da produção, que será descrito na Seção 3.3

A curva de produção de um poço sofre influência da parada na produção. Antes da parada, existe um perfil de pressões no reservatório, onde próximo ao poço produtor a pressão é mais baixa do que longe deste poço. Durante a parada da produção, o perfil de pressões criará um fluxo dentro do reservatório, tendendo a equilibrar as pressões, aumentando a pressão próximo ao poço. Quando o poço for reaberto, se estiver operando somente com limitação de pressão de fundo, a vazão de produção será maior que a vazão anterior à parada e deve continuar maior durante toda a vida do poço, como está mostrado na Figura 3.1.

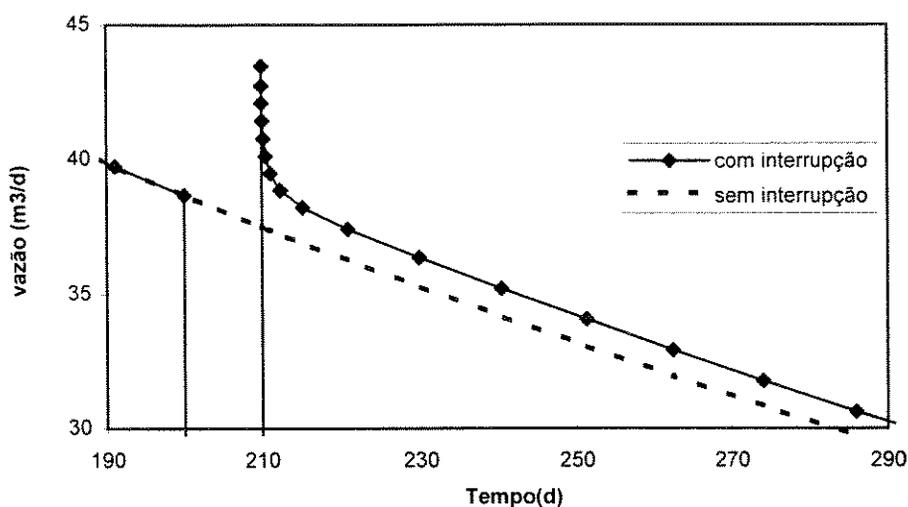


Figura 3.1: Exemplo de vazões de um reservatório com um poço, com e sem interrupção

O poço que sofre uma interrupção volta com uma produção suplementar que faz com que as perdas reais sejam menores do que a estimada se considera-se o volume não produzido como perdido. Logo após a interrupção, a perda real tem um valor próximo da perda aparente, só não são iguais devido ao declínio de produção que existe durante o fechamento. Com o tempo, como a produção com interrupção é maior do que a produção sem interrupção, a perda vai diminuindo. Logo após o retorno do poço, a produção com interrupção é muito maior, e por isto a perda diminui mais rápido. Para produções com declínio constante, a vazão vai diminuindo, e com isto a diferença entre a vazão com interrupção e sem interrupção também diminui e, com o tempo, o valor da diferença fica cada vez menor, reduzindo a recuperação das perdas (como nota-se na Figura 3.2), que tendem assintoticamente para seu valor final.

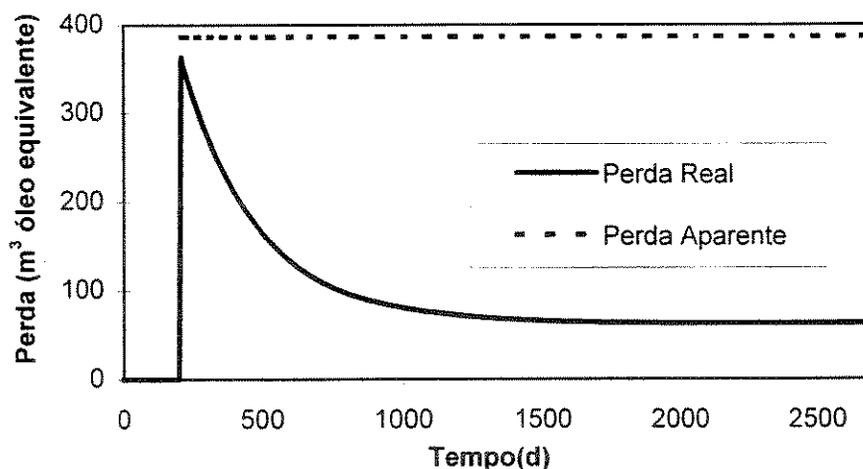


Figura 3.2: Exemplo de perda real em função do tempo

Calcular **analiticamente** a curva de produção de um campo, e com esta curva, calcular o valor presente das reservas, é complicado, exceto para casos simples. Para determinar **analiticamente** a influência de uma parada no valor presente, a solução será ainda mais complexa. Neste trabalho, é feita uma análise utilizando-se simuladores numéricos de reservatórios permitindo o estudo de campos reais.

Como demonstrado nesta seção, existe uma perda no valor presente do campo quando um poço produtor está aguardando intervenção para recuperar ou aumentar a produção de petróleo. Existe também uma perda quando poços injetores, de água ou gás estão aguardando intervenção, e a análise utilizando simulador de reservatórios é semelhante, como será visto adiante.

3.2 Representação das perdas

A perda monetária de um poço para diferentes tempos de redução de vazão pode ser calculada por diversas maneiras. Este cálculo é necessário porque o programa de roteamento testa diversos caminhos e, para cada caminho, o poço pode ter diferentes tempos de espera. Como existe o objetivo de se buscar uma aplicação prática, deve-se buscar maneiras simples de calcular estas perdas, para facilitar a implementação do programa de roteamento.

Um modo de se obter o valor das perdas da forma mais confiável, seria rodar o simulador para cada tempo de parada, e, para cada simulação, calcular a redução de valor presente do campo. Embora esta maneira possa ser a mais confiável, não é muito prática para aplicação em um problema de roteamento, pois o programa de roteamento teria que esperar o término da simulação para continuar calculando o caminho. Se for necessário testar somente mil caminhos com 20 poços, este procedimento teria que realizar 20 mil simulações. Se cada simulação demorar três minutos, este procedimento gastaria 42 dias de C.P.U. para finalizar.

Outro modo de se obter o valor das perdas seria levantar uma curva de conseqüências monetárias para cada poço, da região, como mostrado na Figura 3.3.

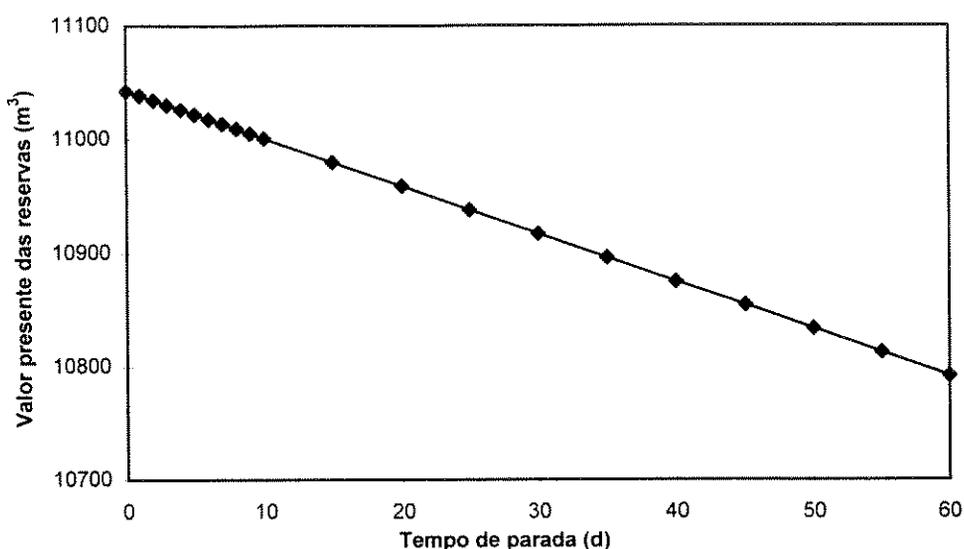


Figura 3.3: Exemplo de valor das reservas de um reservatório com um poço em função do tempo de parada

Para o problema das conseqüências monetárias de uma interrupção, nota-se que as perdas são praticamente lineares com o tempo de parada, o que leva a intuir uma divisão pelo tempo de parada para linearizar o gráfico e utilizar apenas uma constante para representar as perdas. O problema desta representação é que esta constante será diferente para cada poço da região. A necessidade de particularizar o método para cada poço pode inviabilizar o método para uma região com muitos poços.

Outro modo de calcular as perdas reais de um poço pode ser obtida utilizando-se o conceito de tempo equivalente de atraso (t_{ea}) que pode ser calculado como o tempo de atraso em toda a reserva que causaria uma perda (L) igual à perda real. Este cálculo é importante, pois o tempo equivalente de atraso, para reservatórios com 1 poço, deve ser um valor próximo ao tempo de interrupção (t_p); assim, pode-se utilizar esta maneira rápida para conferir os resultados das simulações ou saber se é possível utilizar simplificações para o tempo equivalente de atraso. Para isto calcula-se, com a Equação 3.1, a perda real do campo através da diferença do valor presente das reservas sem interrupção e o valor presente das reservas simulado com fechamento no poço. Considera-se então, que P_a é o valor presente de P , atrasado de um tempo igual a t_{ea} ; assim:

$$Pa = P (1 + T_{ma})^{-t_{ea}} \quad (3.2)$$

Sendo T_{ma} a taxa mínima de atratividade. Portanto, obtem-se da Equação 3.1 que:

$$L = P[1 - (1 + T_{ma})^{-t_{ea}}] \quad (3.3)$$

Explicitando-se o tempo equivalente de atraso obtêm-se:

$$t_{ea} = \ln(1 / (1 - L / P)) / \ln(1 + T_{ma}) \quad (3.4)$$

O tempo equivalente de atraso varia com tempo de parada, e também é dependente da vazão do poço. É intuitivo pensar que a influência de uma interrupção no reservatório seja proporcional ao tempo que durou a interrupção (t_p). Para se ter idéia desta proporcionalidade pode-se calcular o **fator de influência (I)** pela Equação 3.5.

$$I = t_{ea} / t_p \quad (3.5)$$

Torna-se desejável a utilização do fator I para o cálculo das perdas, pois assim pode-se saber qual a influência de cada poço no reservatório e quão diferente é o comportamento do reservatório da proposta de *Alves (1989)*, que admite influência proporcional à vazão.

Outro modo para calcular a perda real pode ser adimensionalizando a perda real (L) pela perda aparente (L_p), neste trabalho o adimensional será denominado **fator de perda (F)**. Com isto poderá ser utilizado um fator que tem o sentido prático mais fácil de ser compreendido. Este fator mostra a fração da perda aparente que representa a perda real de um poço.

$$F = L / (Q_p \cdot t_p) \quad (3.6)$$

Para o reservatório 1, descrito no Apêndice C, pode-se comparar os dois fatores: o fator de influência (I_s) e o fator de perda (F_s) calculados pelo simulador. A variação destes fatores com o tempo de parada (t_p) está mostrada na Figura 3.4.

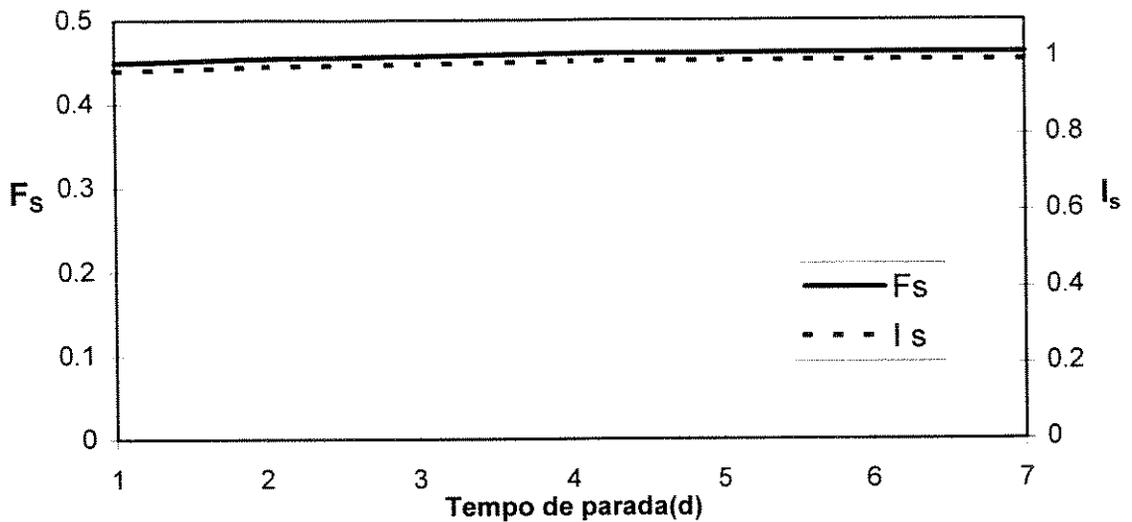


Figura 3.4: Fator de influência e fator de perda para um reservatório com um poço, em função do tempo de parada

Para a Figura 3.4 pode-se observar que o valor do fator de influência se situa próximo da unidade porque o reservatório só possui um poço. O valor do fator de perda ficou perto de 0,45 mostrando que as perdas reais são de apenas 45% das perdas aparentes.

Pode-se notar que, embora as escalas sejam diferentes, as duas maneiras de representar as perdas se aproximam de uma reta. Para pequenos tempos de parada a perda tende a ser menor porque o escoamento de fluidos no reservatório acumula óleo nas proximidades do poço, fazendo com que o tempo equivalente de atraso e o fator de perda sejam menores. A escolha da representação das perdas pelo fator de perda se deve à simplicidade do cálculo das perdas e à facilidade de se poder representar todos os poços de um mesmo campo com um único fator, reduzindo a necessidade de armazenamento e análises de dados de todos os poços.

Para passar o fator de perda para o programa de roteamento pode-se equacionar a curva real por uma exponencial como a seguir:

$$F = a - b \cdot \exp(-c \cdot t_p) \quad (3.7)$$

A comparação entre a equação e o resultado da simulação pode ser visto na Figura 3.5.

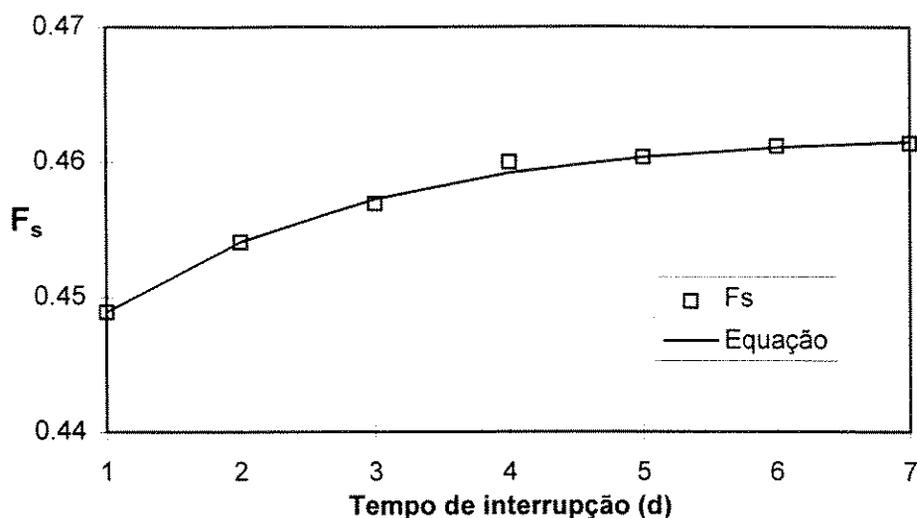


Figura 3.5: Fator de perda equacionado por: $F = a - b \exp(-c \cdot t_p)$

Para a maioria dos casos testados o parâmetro **b** da exponencial é inferior a 3 % de **a**; por isto pode-se considerar o fator de perda calculado pelo simulador (F_s) como uma constante, que é muito próxima da equação simplificada desprezando o fluxo no reservatório. O tempo de parada considerado para cálculo das perdas é considerado a partir do primeiro poço, ou seja, é como se todos os poços tivessem entrado para a fila de poços no mesmo momento. Normalmente os poços já estavam parados quando inicia-se o cálculo das perdas, por isto o tempo de parada é subestimado. Como o tempo de paralisação na realidade é maior, é lógico simplificar o fator de perda calculado pelo simulador para o valor estabilizado **a**.

O tempo necessário para a estabilização do fator de perda calculado pelo simulador é da ordem do tempo necessário para ocorrer o fim do fluxo transiente no reservatório; ou seja, para tempos de interrupção superiores ao tempo necessário para ocorrer o fim do fluxo transiente pode-se utilizar a simplificação proposta por *Alves (1989)*.

3.3 Simplificações possíveis

Pode-se supor que um reservatório não tenha fluxo durante o fechamento de um poço. Para esta suposição, sabe-se que o reservatório no fim do fechamento estará da mesma maneira que estava no início do fechamento (a distribuição de pressão fica “congelada”). Portanto, a curva de produção deste reservatório estará exatamente atrasada de um tempo

igual ao tempo de parada. O novo valor presente sofrerá um desconto em função da taxa mínima de atratividade da empresa e do tempo de parada. Então, a perda poderá ser calculada facilmente utilizando conceitos de matemática financeira.

$$P_a = P \cdot (1 + T_{ma})^{-t_p} \quad (3.8)$$

$$L = P [1 - (1 + T_{ma})^{-t_p}] \quad (3.9)$$

A situação acima retrata o caso de um reservatório com um poço somente. Para um reservatório com mais poços pode-se supor que o valor presente das reservas de cada poço seja proporcional à vazão; assim, utilizando a vazão total do campo (Q_T) e a vazão do poço que sofreu uma parada (Q_P) medidas logo antes da parada, pode-se calcular as perdas para um reservatório com mais de um poço:

$$L = P (Q_P / Q_T) [1 - (1 + T_{ma})^{-t_p}] \quad (3.10)$$

Para alimentar um programa para cálculo das perdas deste campo é necessário apenas um fator que possa representar todo o campo. Este fator é o fator de perda calculado pela perda da Equação 3.11:

$$F_d = L / (Q_P \cdot t_p) = P \cdot [1 - (1 + T_{ma})^{-t_p}] / (Q_T \cdot t_p) \quad (3.11)$$

Expandindo o termo exponencial em série de Taylor de primeira ordem obtém-se o fator de perda simplificado (F_d):

$$F_d = (P / Q_T) \cdot \ln(1 + T_{ma}) \quad (3.12)$$

Para calcular a perda real simplificada será necessário apenas multiplicar a perda aparente pelo fator de perda (F_d).

3.3.1 Análise dos erros:

A Equação 3.12 possui erros devidos às simplificações feitas. O erro de se admitir a não redistribuição de pressões no reservatório durante o fechamento do poço será calculado nas próximas seções, utilizando simulador de reservatórios; o erro devido à simplificação feita expandindo em série de Taylor pode ser calculado analiticamente. O erro no fator de perda, devido a este desenvolvimento, é :

$$E < (P / Q_T) \cdot t_p \cdot \ln^2(1 + T_{ma}) / 2 \quad (3.13)$$

O erro relativo é:

$$E_{rel} = E / F_d \quad (3.14)$$

Substituindo a Equação 3.12 e 3.13 na Equação 3.14 e simplificando chega-se a:

$$E_{rel} < (t_p \cdot \ln(1 + T_{ma})) / 2 \quad (3.15)$$

A Equação 3.15 representa o erro relativo devido à simplificação na expansão em séries de Taylor no cálculo do fator de perda. Para uma taxa mínima de atratividade de 15% ao ano, isto é, 0,038 % ao dia, encontra-se que o erro relativo será:

$$E_{rel} < t_p \cdot 0,0002 \quad (3.16)$$

Para um tempo de parada de 30 dias, determina-se que o erro é menor que 0,6 %. Existem erros na determinação do valor presente das reservas, na determinação das vazões e na determinação do tempo de parada, normalmente estes erros são maiores do que 10 %. Os erros na determinação do valor presente, da vazão dos poços e do tempo de parada afetam o cálculo das perdas na mesma proporção. Portanto é racional utilizar a simplificação devida à expansão em séries de Taylor, pois o erro é desprezível em relação aos erros dos parâmetros citados.

3.3.2 Simplificações com o uso da taxa de declínio

Utilizando a taxa de declínio de produção e considerando-a constante por toda a vida produtiva do campo, pode-se calcular a curva de produção e o seu respectivo valor presente do campo. Para o declínio anual de produção D , a vazão no tempo t é:

$$Q(t) = Q_T \cdot \exp(-D.t) \quad (3.17)$$

O valor presente de um volume V que será produzido no tempo t pode ser calculado por:

$$P = V \cdot (1 + T_{ma})^{-t} \quad (3.18)$$

Logo, o valor presente das reservas até o abandono t_{ab} será:

$$P = \int_{t=0}^{t=t_{ab}} \frac{Q(t)}{(1 + T_{ma})^t} dt \quad (3.19)$$

Desenvolvendo a integral obtém-se:

$$P = (Q_T - Q_{ab}(1+T_{ma})^{-t_{ab}}) / (D + \ln(1+T_{ma})) \quad (3.20)$$

Supondo que o valor presente da vazão de abandono seja desprezível temos:

$$P = Q_T / (D + \ln(1 + T_{ma})) \quad (3.21)$$

Substituindo na Equação 3.12, obtém-se o fator de perda calculado utilizando declínio exponencial F_d :

$$F_d = 1 / [1 + D / \ln(1 + T_{ma})] \quad (3.22)$$

para $T_{ma} = 15\%$ ao ano obtém-se:

$$F_d = 1 / (1 + 7,16 D) \quad (3.23)$$

Esta fórmula simplificada poderá ser utilizada para uma primeira estimativa da perda devido à paralisação de um poço, se dados melhores não estiverem disponíveis .

3.4 Considerações sobre custos operacionais

A perda que efetivamente ocorre devido à interrupção na produção deve ser considerada como o valor presente líquido do campo inteiro simulado sem interrupção subtraído do valor presente líquido do campo inteiro simulado com a interrupção. Por valor presente líquido de um campo entende-se como toda a produção de um campo referenciada ao presente e descontados todos os custos necessários a sua produção, também referenciados no presente.

A diferença no cálculo das perdas considerando valor presente líquido ou somente o valor presente está em se considerar ou não os custos diretos de produção. Para poder levar em consideração os custos nos cálculos da perda efetiva é necessário separar estes custos em custos diretos fixos e variáveis. Esta separação é necessária porque os custos receberão tratamentos diferentes.

Os custos diretos variáveis (C_{pv}) devem ser entendidos como os gastos que serão efetivamente reduzidos se for reduzida a produção do campo. Os custos variáveis normalmente são os custos de tratamento primário, injeção de fluidos produzidos, bombeamento de fluidos, energia utilizada na elevação artificial, etc. Para se calcular os custos variáveis normalmente trata-se os poços de uma região da mesma maneira, embora os custos variam muito para cada poço. Estes custos podem ser calculados levando-se em conta o campo em que se situam. O cálculo mais confiável deve levar em conta a influência da redução temporária de vazão em todos os fluidos produzidos (óleo, gás e água), e qual o custo que cada fluido terá para seu aproveitamento ou descarte.

Uma maneira mais simples de considerar os custos variáveis pode ser atribuindo um desconto no valor do petróleo produzido. Este desconto é diferente para cada poço. Geralmente os custos variáveis de produção são pequenos, e, na maioria das vezes, podem ser desprezados, mas para um poço marginal isto não é verdade. Se um poço terrestre isolado produz muita água e sua produção é escoada por carreta, o custo variável deste poço é muito alto. Se este poço entrou para a fila de poços significa que ele ainda contribui para o resultado da região. Se este poço produzir 10 barris de óleo, a receita deste petróleo não é igual à receita de 10 barris de um poço que produz somente óleo direto para a estação coletora. Estes custos são medidas operacionais que não podem ser generalizadas. No programa de roteamento, a vazão de óleo produzido corrigida deve ser alimentada descontada do valor dos custos variáveis

$$Q_{pc} = Q_p - C_{pv} \quad (3.24)$$

O custo fixo de um campo (C_{pf}) é, algumas vezes, mais representativo. Os custos fixos são embarcações, equipamentos, salários, etc; ou seja, são os gastos que deixarão de ser feitos com o fim da vida de um campo. A diferença de custo fixo devido à interrupção deve ser entendida como o gasto adicional que existirá se um campo tiver sua vida aumentada; ou seja, quando um poço interrompe sua produção, esta produção ocorrerá no futuro e pode aumentar a vida de um campo, e com isto aumentarão todos os gastos que são necessários para manter o campo operando.

O fato de desprezar os custos fixos do campo pode levar a erros, pois as simulações com e sem interrupção têm tempos de vida diferentes, e portanto os custos fixos de produção do campo terão valores diferentes. As simulações devem representar o melhor possível a vida dos campos. Como as produções também ocorrem em tempos diferentes, os valores dos custos variáveis também ocorrerão em tempos diferentes. As simulações devem ser feitas até o fim da vida do reservatório, assim um campo pode ter o fim de sua vida marcado por um tempo fixo, por uma vazão de óleo mínima, por uma vazão de gás máxima, ou ainda por um teor de água máximo. A maneira como cada poço irá ser abandonado influencia muito o cálculo da correção devido aos custos fixos. A influência dos custos fixos para os campos reais normalmente só pode ser calculada através de simuladores. Como o comportamento dos poços

em um mesmo reservatório é parecida, espera-se que uma correção pelos custos fixos de produção (C_{pf}) seja igual a todos os poços do campo, e por isto a correção deve estar embutida na determinação do fator de perda corrigido pelos custos (F_c), como segue:

$$F_c = (L + t_{ea} \cdot C_{pf}) / (Q_p \cdot t_p) \quad (3.25)$$

Verificou-se, utilizando o simulador de reservatórios, Seção 5.2, que para um campo onde os poços serão abandonados por vazão mínima, o tempo equivalente de atraso pode ser aproximado pela Equação 3.26:

$$t_{ea} = t_p \cdot Q_p / Q_T \quad (3.26)$$

Assim o fator de perda calculado pelo tempo de atraso e corrigido pelos custos de produção (F_{ac}) fica :

$$F_{ac} = (P \cdot \ln(1+T_{ma}) + C_{pf}) / Q_T \quad (3.27)$$

Neste trabalho, será considerado que a diferença do valor presente líquido seja igual à diferença do valor presente das reservas, pois os custos mencionados acima são puramente operacionais e em cada campo deve ser estudado uma maneira de levá-los em consideração.

Capítulo 4

Cálculo Utilizando Simulador

A comparação do valor presente do campo simulado com e sem interrupção de algum poço exige grande precisão do simulador porque as diferenças de valor presente são pequenas. Normalmente o uso dos simuladores não é ajustado para análise de fenômenos de tão curta duração que têm uma pequena influência em toda a vida do reservatório. Por isto o simulador tem que ser ajustado para nos dar os resultados desejáveis. Neste trabalho foi utilizado o simulador de reservatórios comercial *IMEX*® (1996), e os ajustes foram feitos dentro das possibilidades deste simulador.

O erro no cálculo das vazões é função do tamanho do intervalo de tempo da iteração; é interessante o uso do menor tamanho possível de cada intervalo de tempo da iteração. Para isto, pode-se simplesmente ajustar o valor da **máxima** variação permitida para a pressão ou para a saturação. O ajuste das variações **normais** de pressão ou saturação trazem o mesmo resultado. Deve ser observado que o modelo radial para estudos de cone normalmente utiliza blocos pequenos próximos ao poço e caso se utilize um valor muito pequeno para a máxima variação de pressão o simulador vai diminuir muito o tamanho do intervalo de tempo, podendo paralisar a simulação. Nos modelos testados foi utilizado inicialmente uma variação normal de 10 psi para malha retangular e 100 psi para malha radial e uma variação normal de 0.1 na saturação para ambas.

Também é necessário ajustar o tamanho máximo do intervalo de tempo da iteração, pois mesmo próximo do fim da vida do campo ainda existe uma diferença significativa entre a vazão do campo com e sem a interrupção. Como a pressão cai muito lentamente próximo ao

fim da vida do campo, o cálculo automático do intervalo de tempo leva a dimensões muito grandes, e isto pode afetar a precisão dos resultados. Nos testes foi utilizado inicialmente o valor de 100 dias como valor máximo do intervalo de tempo da iteração .

A convergência das variáveis primárias também deve ser ajustada, pois o valor padrão do IMEX® versão 94.00, é a utilização de 2 psi para pressão, e 0.005 para saturação como valores de tolerância admissíveis para cada iteração. Estes valores algumas vezes devem ser diminuídos para obter-se bons resultados. Foram testados valores de 0.1 psi e 0.005 para pressão e saturação, respectivamente, conseguindo-se bons resultados.

O IMEX® versão 96.00 padrão testa a média dos quadrados dos resíduos na solução das equações, e permite uma tolerância de 1.0×10^{-4} , que normalmente não satisfaz as necessidades para o cálculo da diferença do valor presente líquido. Foi usada uma tolerância de 1.0×10^{-6} , e os resultados ficaram aceitáveis. O ajuste da tolerância é necessário quando ocorrer instabilidade no calculo das curvas de produção.

Para saber se uma simulação é boa ou ruim, é necessário observar como a diferença das curvas de produção entre a simulação realizada com e sem interrupção se comporta no tempo. Também é interessante observar a **defasagem de tempo** entre as duas simulações, porque uma boa simulação resulta em uma curva de defasagem próxima de uma constante, onde esta constante é função do tempo de parada, ficando mais fácil a adimensionalização. É aconselhavel observar a defasagem de tempo entre as duas curvas de produção, pois a defasagem tende ao tempo equivalente de atraso calculado pela Equação 3.26. Em simulações que são feitas com a precisão menor que a necessária a defasagem de tempo pode variar ou divergir de qualquer maneira. Outro ponto interessante, que pode ser visto no gráfico de defasagem, são os intervalos da simulação que exigem maior precisão, ou seja, utilização de menores intervalos de tempo.

Um exemplo é a Figura 4.1, que mostra a curva de produção de um poço do reservatório 2, Apêndice C. Este reservatório possui dois poços iguais e simétricos, foi simulado o reservatório com e sem interrupção de 10 dias em um destes poços:

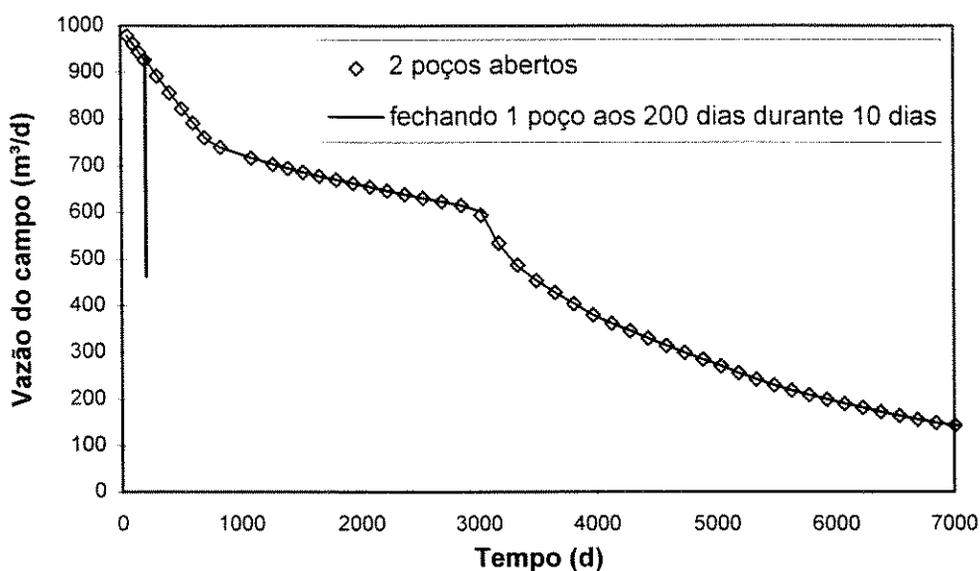


Figura 4.1: Vazão do campo, com e sem interrupção

Na Figura 4.1 a curva de produção apresenta declínios de produção diferentes durante a vida do reservatório devido à produção de gás e água existentes no reservatório. Neste gráfico não é possível observar se a simulação fornece resultados aceitáveis, por isto, mostra-se na Figura 4.2 a curva de defasagem de tempo entre as duas curvas da Figura 4.1, enfatizando, assim, a instabilidade do defasamento de tempo:

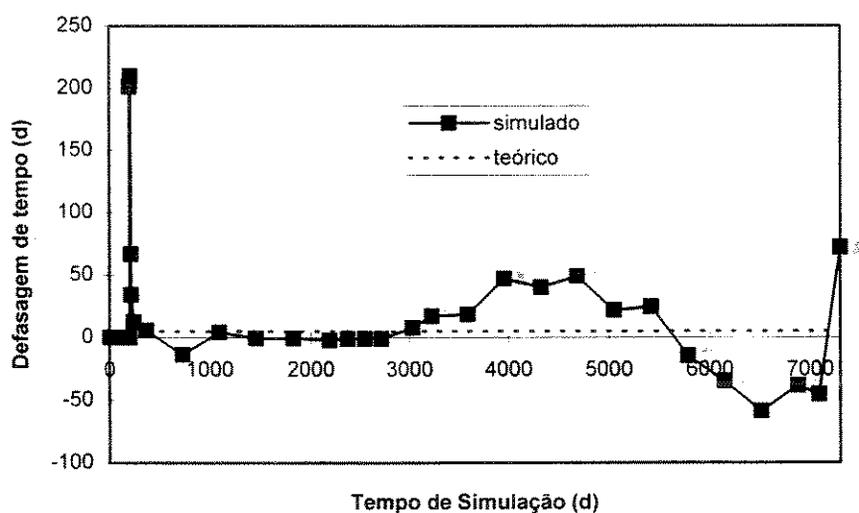


Figura 4.2: Diferença no tempo entre simulações ruins com e sem interrupção

O gráfico da Figura 4.2 foi feito com o valor padrão do tamanho do intervalo de tempo. Para melhorar o resultado, foi usado o tamanho normal do intervalo de tempo de 50 dias, assim obtém-se a curva da Figura 4.3, onde o resultado é considerado aceitável, porque o atraso de tempo das curvas se situou próximo do valor calculado pela Equação 3.26 de 5 dias durante toda a vida do reservatório:

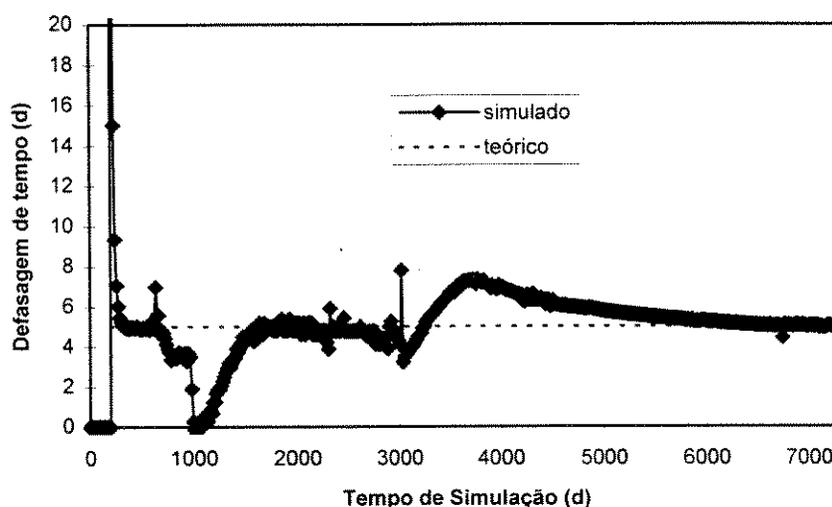


Figura 4.3: Diferença no tempo entre simulações aceitáveis com e sem interrupção

Através das simulações ruins determina-se um fator de perda calculado pelo simulador de 23 %; com a simulação aceitável determina-se o fator de perda de 57 % que é muito próximo do valor determinado pela Equação 3.11 de 59 %.

A Figura 4.4 ilustra três momentos da vida do reservatório: o momento de retorno à produção, um período intermediário, e o período final. Nos três momentos nota-se o atraso na curva de produção de 5 dias.



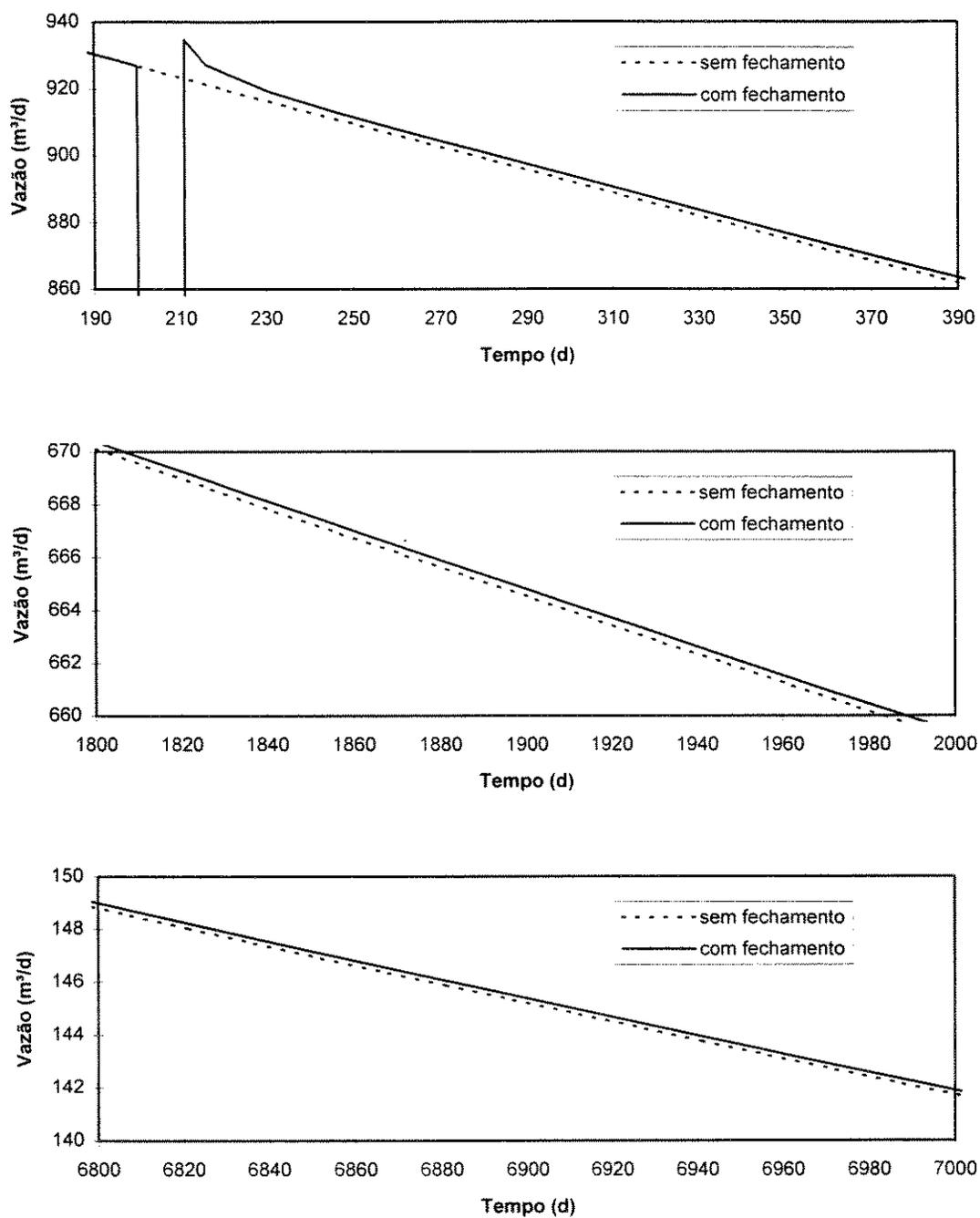


Figura 4.4 : Três momentos na vida do reservatório

Para ilustrar é mostrado na Figura 4.5, como se comportam o volume acumulado e o valor presente da produção à medida que o reservatório é simulado.

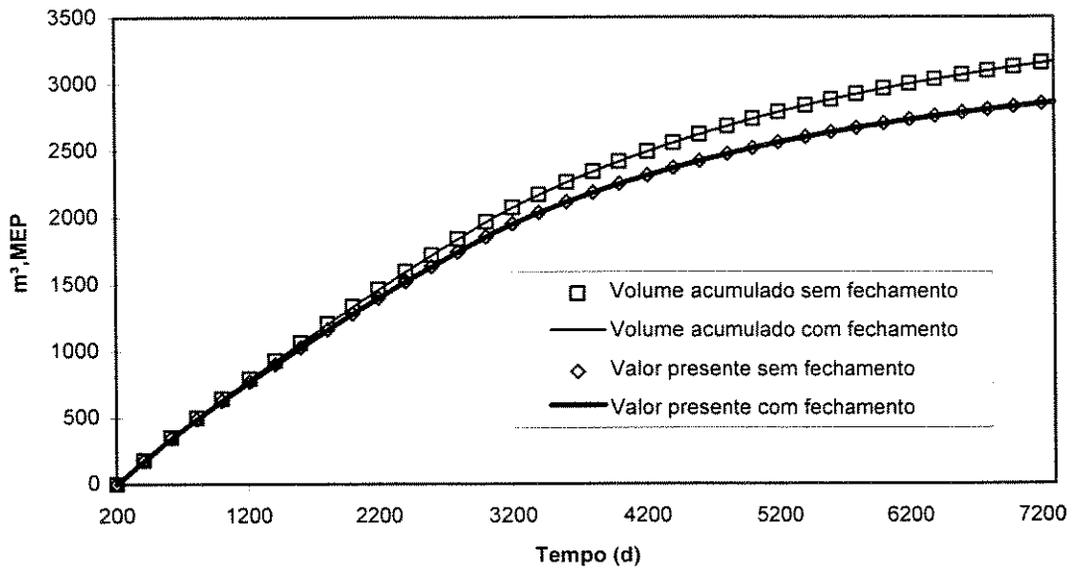


Figura 4.5 : Volume acumulado e valor presente, com e sem fechamento

Na Figura 4.5 nota-se que as curvas de volume acumulado e de valor presente simuladas com fechamento são praticamente coincidentes com as curvas simuladas sem fechamento. O importante de ser medido é a diferença final do valor presente do reservatório simulado com fechamento e sem fechamento, esta diferença está mostrada na Figura 4.6 e representa a perda real devida ao fechamento do poço.

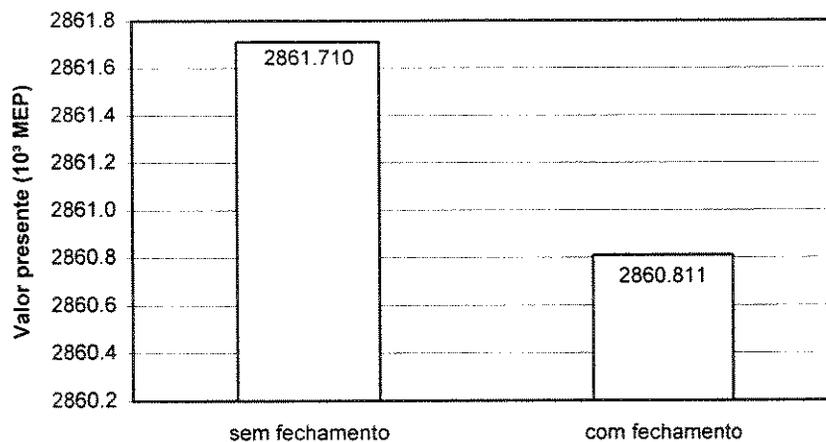


Figura 4.6 : Valor presente, com e sem fechamento

Capítulo 5

Resultados das Análises de Atraso de Produção

Para mostrar os resultados possíveis das análises das perdas foram escolhidos modelos simplificados que exemplificam algumas características de reservatórios que podem influenciar o cálculo das perdas devidas ao fechamento dos poços. Iniciou-se a análise pelo caso mais simples e foi-se buscando analisar influências mais complicadas, como vê-se a seguir.

5.1 Reservatório com um poço

O primeiro caso a ser analisado é um reservatório homogêneo radial com um poço no centro e modelado com dez células, com características do reservatório 3, detalhado no Apêndice C. A produção possui um declínio durante toda sua vida porque a única restrição colocada foi a de pressão mínima no fundo do poço. A pressão de bolha do óleo dentro do reservatório é ajustada para uma pressão superior à pressão no fundo do poço, para que não ocorra a influência do gás no fluxo dentro do reservatório. A simulação é feita até a vazão de abandono do poço. Nestas condições obtém-se a curva de produção da Figura 5.1, onde se nota um único declínio exponencial em toda a vida do reservatório:

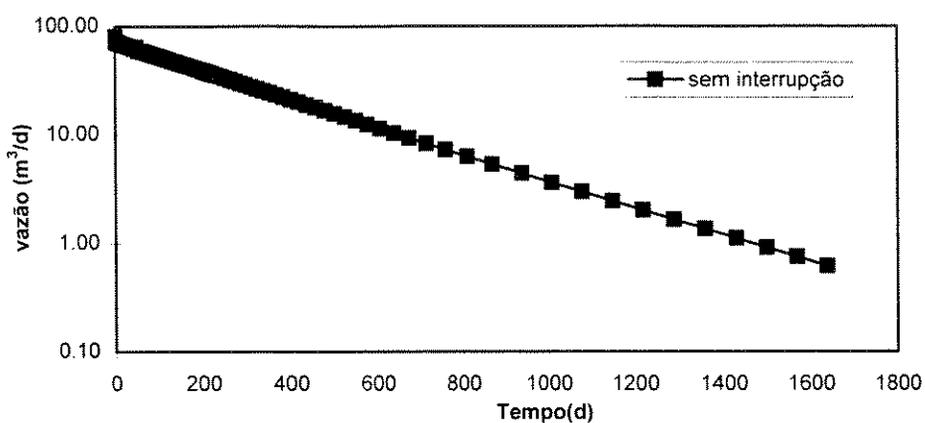


Figura 5.1: Vazão de um reservatório com um poço, sem gás

A simulação deste reservatório, com um fechamento do poço produtor aos duzentos dias de produção do campo, é apresentada na Figura 5.2.

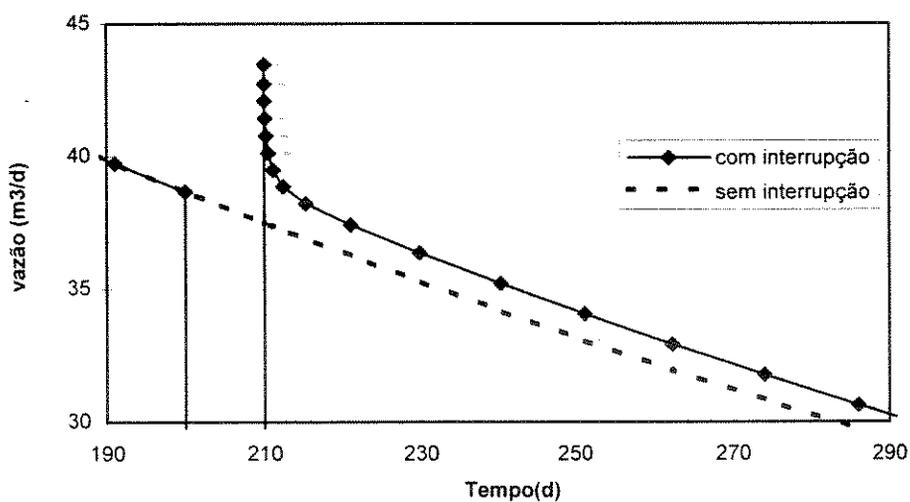


Figura 5.2: Vazão com e sem interrupção

A diferença entre as duas curvas no tempo tende a ser constante, por isto é interessante comparar o que acontece com a pressão durante a parada, como mostrado na Figura 5.3.

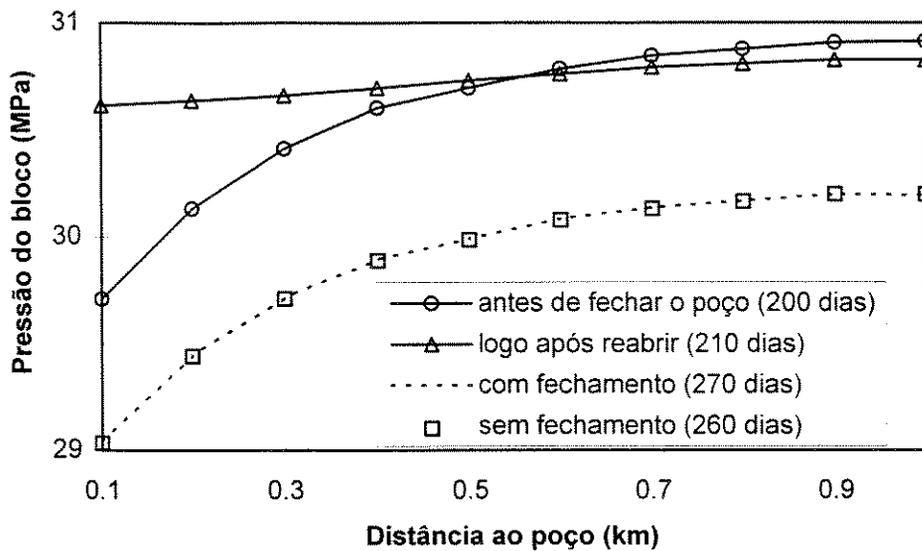


Figura 5.3: Perfil de pressões influenciado pelo fechamento do poço

A Figura 5.3 representa os perfis de pressão do reservatório 1 com um fechamento do poço produtor de dez dias. Está mostrado o perfil de pressões do reservatório a partir do poço, na origem, até o limite selado do reservatório. O perfil de pressões antes da parada, aos 200 dias, mostra uma pressão mais baixa no bloco do poço crescendo até o limite do reservatório. Também é representado o perfil de pressões logo após a reabertura, aos 210 dias, onde nota-se que a pressão nas proximidades do poço cresceu muito, indicando que houve um acúmulo de óleo no bloco do poço (*build up*), portanto quando o poço volta a produzir a vazão inicialmente é maior que a vazão que teria caso não fosse interrompido. Como a vazão é maior decorre um decréscimo de pressão mais acelerado, e a pressão do poço volta a cair. Após um tempo da ordem do tempo necessário para ocorrer o fim do transiente deste reservatório, o perfil de pressões deste reservatório é praticamente igual ao perfil de pressões do reservatório simulado sem interrupção, porém **atrasado do tempo de parada**. Estes perfis de pressão devem continuar similares até o abandono do poço, com um tempo de atraso estabilizado. O tempo de atraso estabilizado não é exatamente igual ao tempo de parada porque o poço tem uma produção maior logo após a parada, por isto o tempo de atraso estabilizado é um pouco menor que o tempo de parada para poder fechar o balanço de materiais. Neste exemplo o tempo de atraso estabilizado foi de 9.8 dias.

A constatação acima torna lógico fazer simulações até um tempo superior ao término do transiente, e corrigir a solução pela correção do atraso de produção de toda a reserva igual ao tempo de parada como mostrado na Figura 5.4.

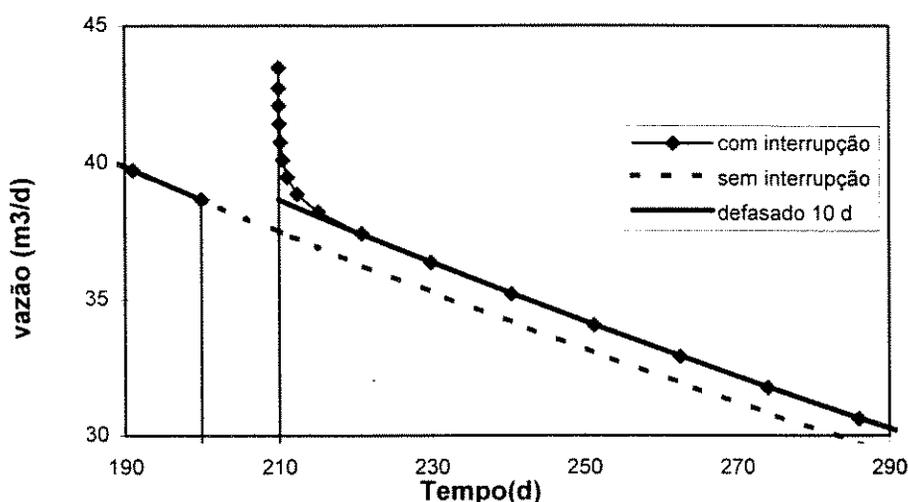


Figura 5.4: Vazão com e sem interrupção e atrasada de dez dias

Na Figura 5.4 pode-se notar que a vazão praticamente se iguala à vazão do campo sem interrupção atrasada do tempo de parada. A área entre a curva real e a curva atrasada se dá devido ao fluxo no reservatório durante a interrupção. Esta área é denominada de produção antecipada devido ao efeito de redistribuição de pressões no reservatório (L_{erp}). Com isto pode-se calcular as perdas pela Equação 3.12 e corrigir utilizando o conceito de produção antecipada devido ao efeito de redistribuição de pressões no reservatório .

A produção antecipada devido ao efeito de redistribuição de pressões no reservatório tem comportamento próximo a uma exponencial. Foram feitos vários testes utilizando a correção devido ao efeito de redistribuição de pressão, concluindo-se que o resultado de tal análise é difícil de ser generalizado para reservatórios mais complexos ou para poços injetores. Se for necessário analisar reservatórios mais complexos e for possível a utilização de simuladores, é preferível calcular a perda real simulando o reservatório até o fim da vida do campo.

5.2 Influência de outros poços

Quando é analisado um reservatório com mais de um poço, é observado que após a interrupção de algum poço, o poço que foi interrompido volta a produzir mais do que estaria produzindo. Depois de um tempo necessário para terminar o transiente, a vazão tende para um valor que coincide com a curva de produção inicial defasada de um tempo fixo. Os poços que não sofreram interrupção também têm sua curva de produção modificada, e depois do transiente o atraso no tempo de todos os poços é idêntico. Isto acontece porque a pressão redistribui o efeito da interrupção com todos os poços. Pode-se entender isto aplicando o princípio da superposição, e pensando em um reservatório somente com poços de observação de pressão (sem fluxo): se fosse temporariamente injetado um fluido em algum poço, depois de algum tempo todos os poços sentiriam o mesmo aumento de pressão.

Na Figura 5.5 estão mostradas as vazões de dois poços iguais, situados nos cantos opostos de um quarto de “five-spot”. O poço 1 sofreu uma interrupção de 20 dias aos 200 dias de simulação. Também está mostrada a vazão dos poços simulada sem interrupção e atrasada de 10 dias. Neste gráfico pode-se notar como as vazões tendem para o mesmo atraso no tempo.

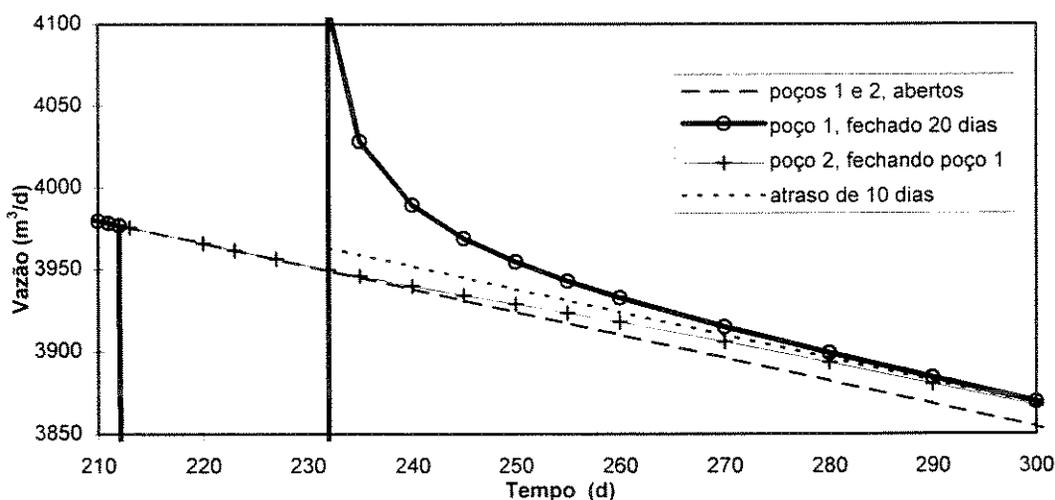


Figura 5.5: Vazão de dois poços iguais no mesmo reservatório com a interrupção de 1

Na Figura 5.5 os dois poços produzem vazões iguais, notando-se que o atraso de tempo final dos dois poços corresponde à **metade do tempo de parada**.

A Figura 5.6 foi obtida de maneira similar à Figura 5.5, mas com o poço 1 correspondendo a 86% da produção do campo. Pode-se notar que o tempo de atraso estabilizado da curva de produção do melhor poço também corresponde a 86% do tempo de parada do poço.

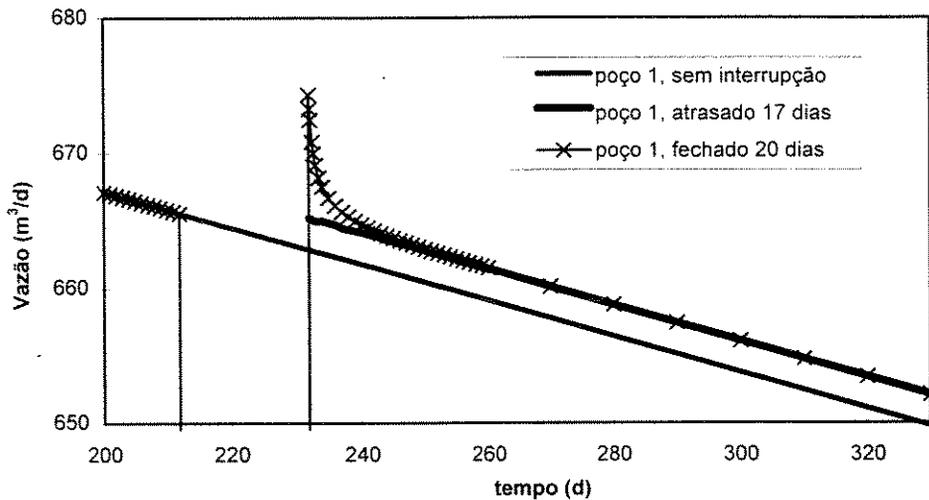


Figura 5.6: Vazão do poço que produz 86% da produção do campo e parou 20 dias

A Figura 5.7 mostra o poço 2, que corresponde a 14% da produção do campo e não foi fechado. Pelas Figuras 5.6 e 5.7 nota-se que os atrasos das curvas de produção dos poços, que sofreram ou não a interrupção, são iguais.

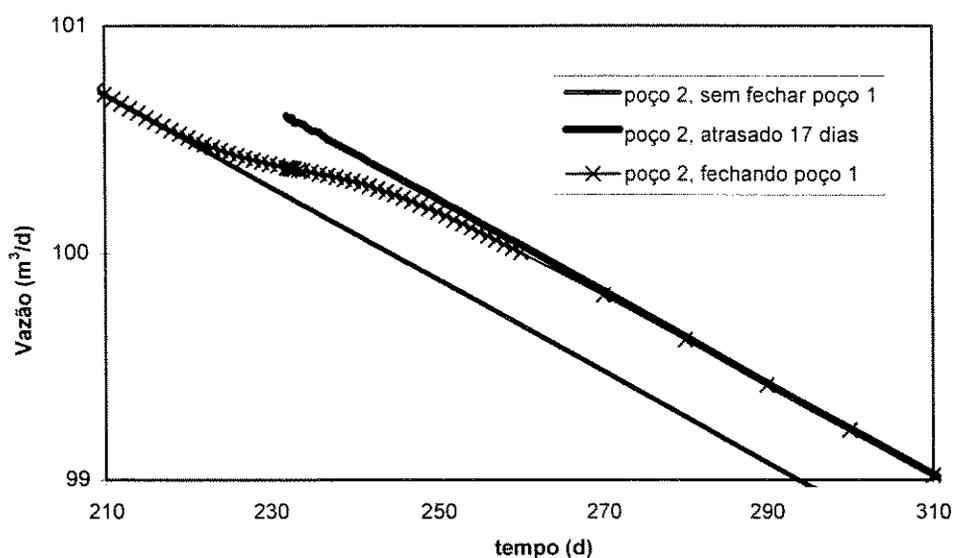


Figura 5.7: Vazão do poço que produz 14% da produção do campo e não parou

Nas Figuras 5.5, 5.6 e 5.7 mostra-se que todo o campo sofre influência da paralisação de um poço e que esta influência pode ser aproximada como sendo proporcional à razão entre a vazão do poço que sofre a paralisação e a vazão total do campo, logo o tempo equivalente de atraso pode ser aproximado pela Equação 3.26. Na Figura 5.9 é mostrado o valor presente de toda a produção dos poços do reservatório 2, detalhado no Apêndice C, em função do tempo de parada. Este reservatório foi simulado como uma malha quadrada com dois poços nos cantos opostos e para comparar o efeito da influência de outro poço no fator de perda foi simulado o mesmo reservatório com uma barreira selante entre os dois poços, como mostrado na Figura 5.8. Para simular o efeito da barreira selante foi utilizado o artifício poços imagens, fazendo o fechamento ao mesmo tempo nos dois poços.



Figura 5.8: Esquema do reservatório utilizado para comparar o valor presente da produção de um poço com e sem a influência de outro

Foram simulados os reservatórios descritos na Figura 5.8 com diversos tempos de fechamento do poço 1 com o objetivo de observar a influência do fechamento do poço no valor presente do campo, comparando com o caso de não haver influência de um poço em outro. O valor presente da produção de cada poço está mostrado na Figura 5.9.

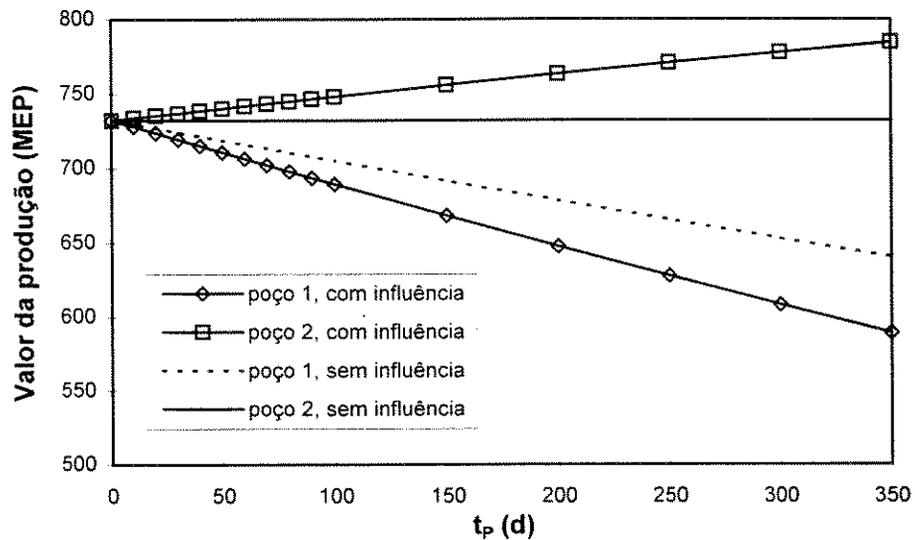


Figura 5.9: Valor presente da produção de dois poços iguais com parada do poço 1, com e sem a influência do outro poço

Pela Figura 5.9 pode se observar que o poço 2 simulado com influência do poço 1, teve o valor presente de sua produção aumentado com o fechamento do poço 1. O poço 1, teve o valor de sua produção diminuído, e considerando a influência do poço 2, o valor da produção é diminuído mais ainda. A soma do valor presente da produção dos poços 1 e 2 representa o valor presente das reservas do campo observa-se uma diminuição deste valor linearmente proporcional ao tempo de parada, como pode ser observado na Figura 5.10.

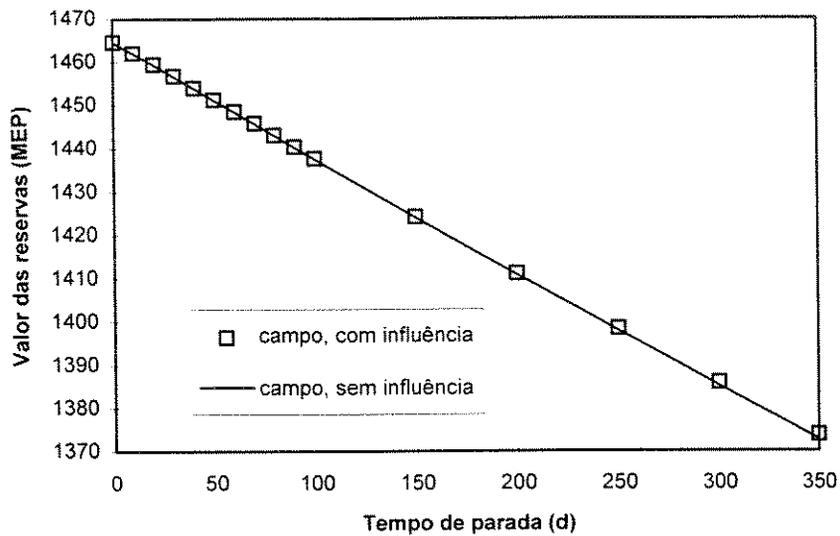


Figura 5.10: Valor presente do reservatório com dois poços iguais com parada do poço 1, com e sem a influência do poço 2

Aparentemente, devido à escala da Figura 5.10, não se distingue a diferença entre os valores presente do reservatório simulado com influência e sem influência entre os poços. A diferença entre as perdas simulando o reservatório com ou sem influência somente pode ser notada na Figura 5.11, que mostra o fator de perda para o poço 1 em função do tempo de parada.

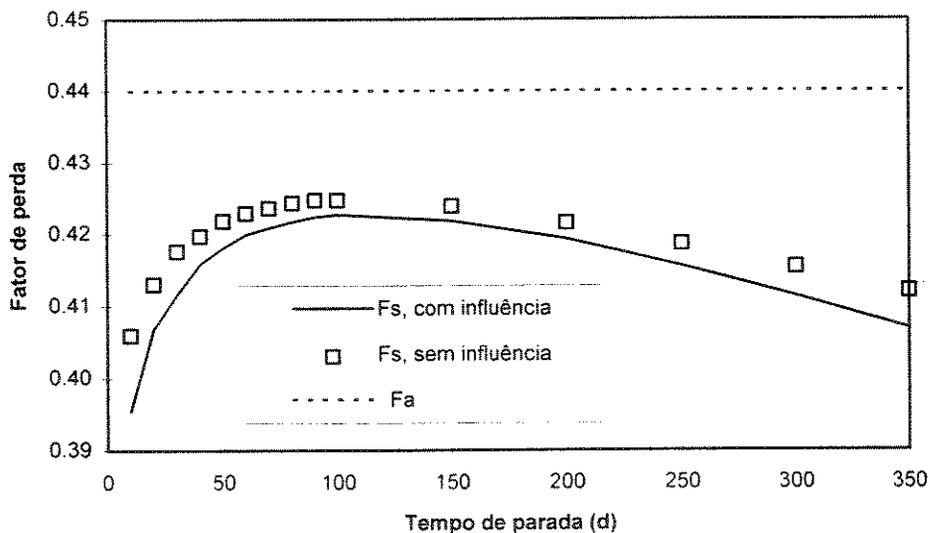


Figura 5.11: Fator de perda do poço 1, com e sem a influência do poço 2

Pela Figura 5.11 observa-se que o fator de perda do poço 1 com influência do poço 2 é um pouco menor que o fator de perda do poço simulado sem a influência. Isto corresponde a dizer que a perda devida à parada de um poço que interage com o outro, é um pouco menor do que a perda deste poço sem interação. A perda do campo com interação entre os poços é menor devido à **antecipação** da produção de parte do óleo que seria produzido pelo poço que parou, pelo poço que não foi interrompido.

Na Figura 5.11 ainda pode ser notado que para tempos de parada acima de 100 dias o fator de perda calculado pelo simulador começa a diminuir. Para longos tempos de parada as pressões em um reservatório com somente um poço tendem a se estabilizar e o valor das reservas tende a diminuir somente devido ao atraso da produção, mas o valor das perdas aparentes foi definido sem se considerar a atualização do valor da perda aparente. Definindo-se o fator de perda corrigido (F_{sv}) dividindo as perdas pelo **valor presente das perdas aparentes**, Equação 5.1,

$$F_{sv} = L / [Q_p \cdot t_p \cdot (1 + T_{ma})^{-0,5 t_p}] \quad (5.1)$$

chega-se ao resultado mais lógico, que está mostrado na Figura 5.12.

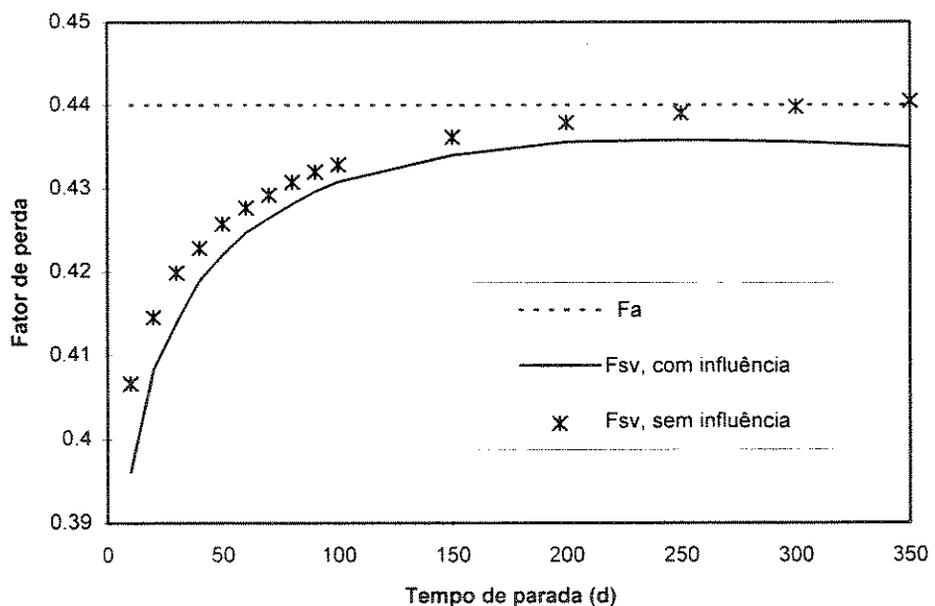


Figura 5.12: Fator de perda corrigido, do poço 1, com e sem a influência do poço 2

Pela Figura 5.12 pode-se notar que o fator de perda calculado pelo simulador sem se considerar a influência de outros poços tende para o valor simplificado calculado pela Equação 3.11 (F_a). O fator de perda considerando a influência de outros poços tende a cair para tempos de parada superiores à 250 dias, pois mais óleo do poço 1 estará sendo produzido pelo poço 2.

Foi simulado um reservatório quadrado com 4 poços nos cantos deste quadrado, com as características do reservatório 5, detalhado no Apêndice C. Para poder se comparar os resultados da influência de outros poços foi comparada a vazão deste reservatório com outro reservatório quadrado com a metade do tamanho dos lados do quadrado, com as características do reservatório 6, detalhado no Apêndice C. O esquema destes reservatórios estão mostrados na Figura 5.13.

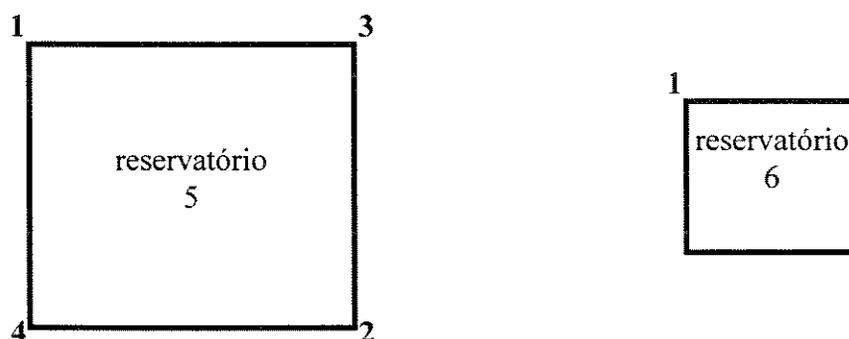


Figura 5.13: Esquema de distribuição dos poços dos reservatórios 5 e 6

Com isto pode-se medir a influência de outros poços, e comparar caso não houvesse esta influência. Para simular o reservatório de quatro poços retirando a influência entre os poços foi utilizado os resultados da simulação do reservatório 6, detalhado no Apêndice C. Os resultados dos valores presentes das produções dos poços considerando ou não a influência entre eles e para diferentes tempos de parada do poço 1 está mostrado na Figura 5.14

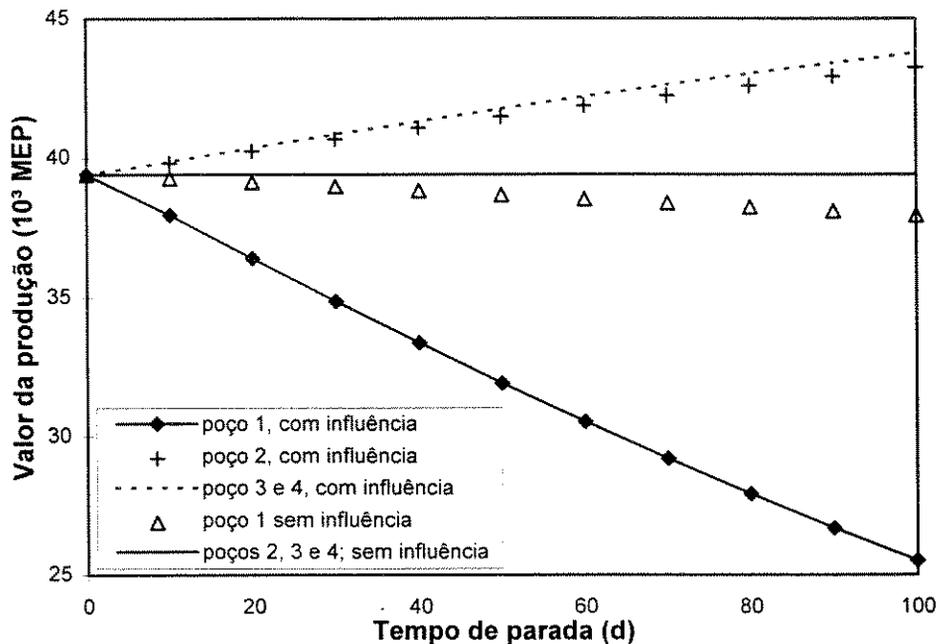


Figura 5.14: Valor presente da produção de quatro poços iguais parando poço 1, com e sem influência dos outros

Na Figura 5.14 observando o caso **sem influência**, nota-se que os poços que não foram fechados não têm alterados os valores de suas produções. O poço 1, que foi interrompido, tem uma queda no valor de sua produção proporcional ao tempo de parada.

Considerando o caso **com influência** entre os poços, nota-se que o valor presente da produção do poço 1 cai mais rápido do que se não tivesse esta influência, isso é porque a pressurização (*build up*) perto do poço 1 é menor, porque ocorre um alívio devido ao óleo que escoar pelos outros poços. Os poços 3 e 4 aumentaram os valores de suas produções igualmente. O poço 2 também aumentou o valor de sua produção, mas por estar mais longe e devido ao efeito de orientação de malha, o valor presente de suas reservas aumentou menos do que os poços 3 e 4. A influência da interrupção no valor das reservas do campo todo é a soma dos valores das produções dos quatro poços. O valor das reservas do campo considerando ou não a influência pode ser visto na Figura 5.15

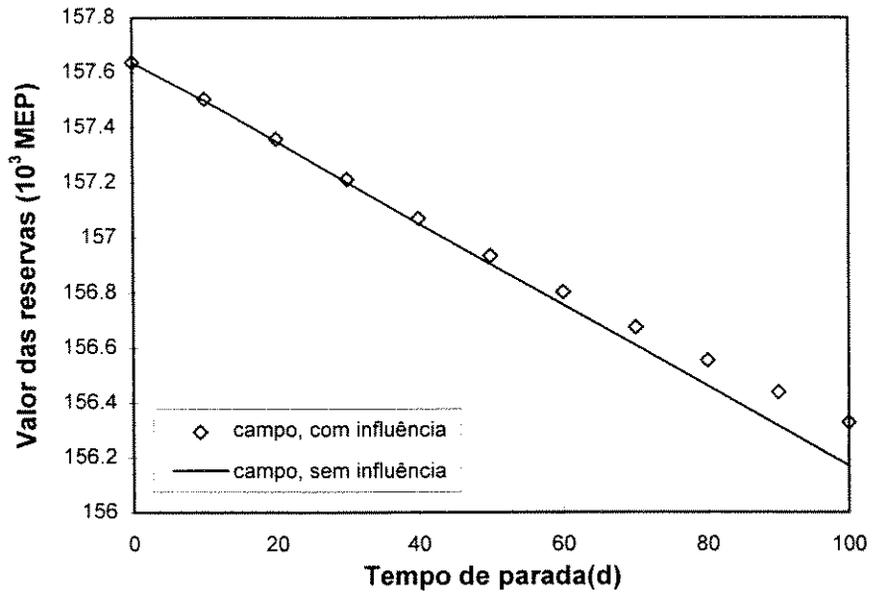


Figura 5.15: Valor presente das reservas do reservatório com quatro poços iguais parando poço 1, com e sem influência entre os poços

Na Figura 5.15 nota-se que o valor das reservas de um campo que tem influência entre os poços é maior do que se não tivesse influência. A diferença de se considerar a interação entre os poços é mais clara quando se observa o fator de perda, já corrigindo o valor da perda aparente, utilizando a Equação 5.1, que está mostrado na Figura 5.16

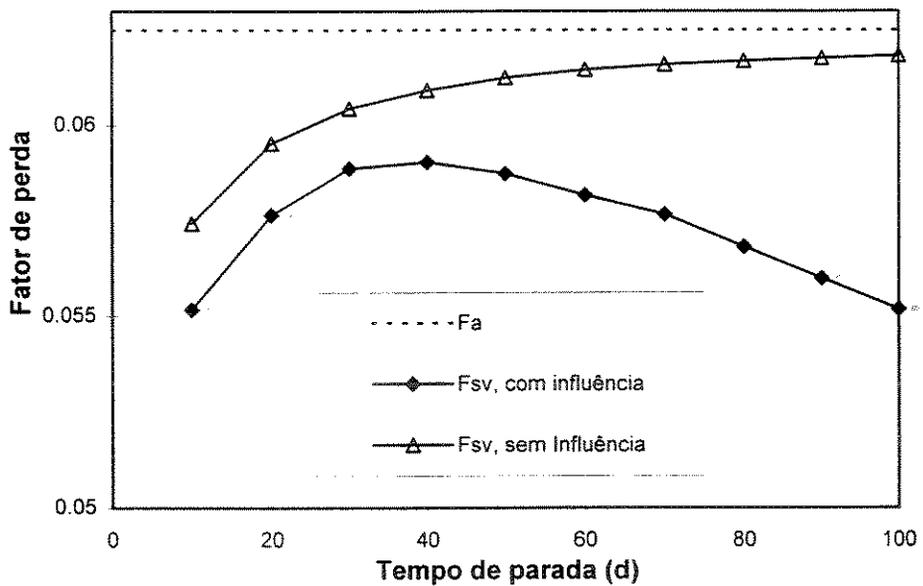


Figura 5.16: Fator de perda do reservatório com quatro poços iguais parando poço 1, com e sem influência entre os poços

Pela Figura 5.16 observa-se que para o caso de quatro poços a interação entre os poços é maior do que para o caso de dois poços. O fator de perda para o caso de quatro poços considerando interação entre os poços começa a cair logo após 40 dias de parada.

Como foi mostrado nesta seção, a interação entre poços pode ser determinante na determinação das perdas, principalmente para longos tempos de parada. A influência de outros poços na determinação do fator de perda depende de diversos fatores e é específica para cada poço do reservatório.

5.3 Perdas devidas ao fechamento de poços injetores

Não foram encontradas equações simplificadoras para a quantificação das perdas devidas ao fechamento de poços injetores, portanto, simuladores de reservatórios serão utilizados para analisar o efeito da interrupção de poços injetores. Inicialmente foi analisado um reservatório quadrado com um poço injetor de água no canto e um poço produtor na diagonal oposta, com as características do reservatório 7, detalhado no Apêndice C. Quando é interrompida temporariamente a injeção, fechando o poço injetor, a pressão do reservatório tende a cair e com isto a produção do poço produtor cai. Na Figura 5.17 está mostrada as vazões do reservatório 7, detalhado no Apêndice C, quando simulado com e sem fechamento de 10 dias do poço injetor aos duzentos dias de vida do campo.

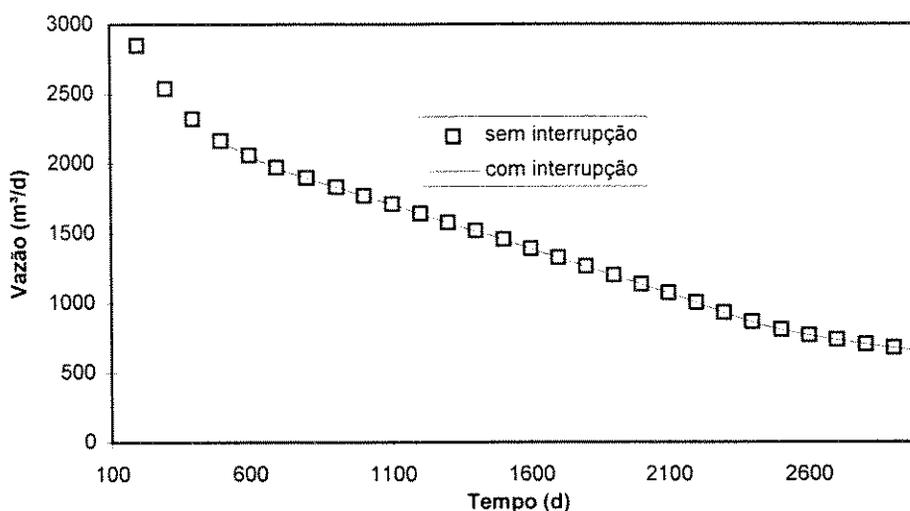


Figura 5.17: Vazão de petróleo simulada com e sem interrupção de injeção

Na Figura 5.17 não é possível observar a diferença entre as duas curvas, porque a diferença é muito pequena comparada com a vazão de petróleo, por isto é necessário observar somente a diferença entre as vazões, que está na Figura 5.18.

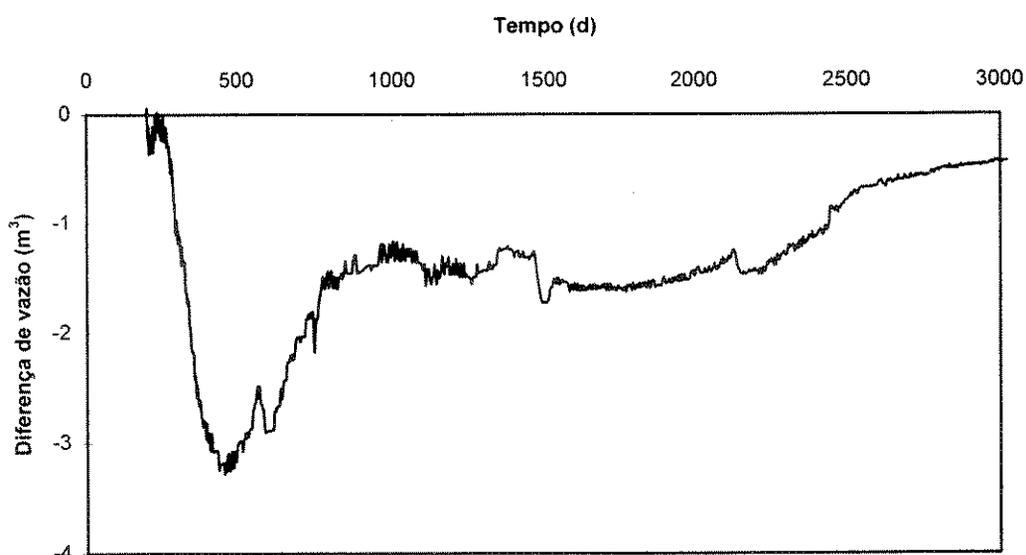


Figura 5.18: Diferença de vazão de petróleo causada pelo fechamento de poço injetor

A Figura 5.18 mostra a vazão de petróleo do poço produtor simulada com interrupção diminuída da vazão deste poço simulado sem interrupção do poço injetor. Observa-se que durante toda vida do reservatório persiste esta diferença de vazão. Esta diferença de vazão, quando considerada em valores monetários atualizados, representa a perda que efetivamente

ocorre devido á parada do poço injetor. Integrando os valores monetários das diferenças de vazão obtêm-se a perda devida ao fechamento do poço injetor. Definindo o fator de perda para poços injetores como a perda efetiva dividida pelo volume não injetado, pode-se calcular o fator de perda para poços injetores. A unidade do fator de perda para poços injetores de água, pode ser MEP por m^3 de água não injetada.

A maneira de analisar as perdas deve ser a mesma discutida para os casos anteriores. Deve-se também tomar os mesmos cuidados com os resultados imprecisos e observar a defasagem de tempo entre a curva de produção simulada com e sem interrupção. Também pode-se determinar a diferença de vazão para determinar se a simulação pode ser considerada aceitável, como mostrado na Figura 5.19. Como a diferença de vazão é negativa, o atraso de tempo na vazão também é representado como sendo negativo.

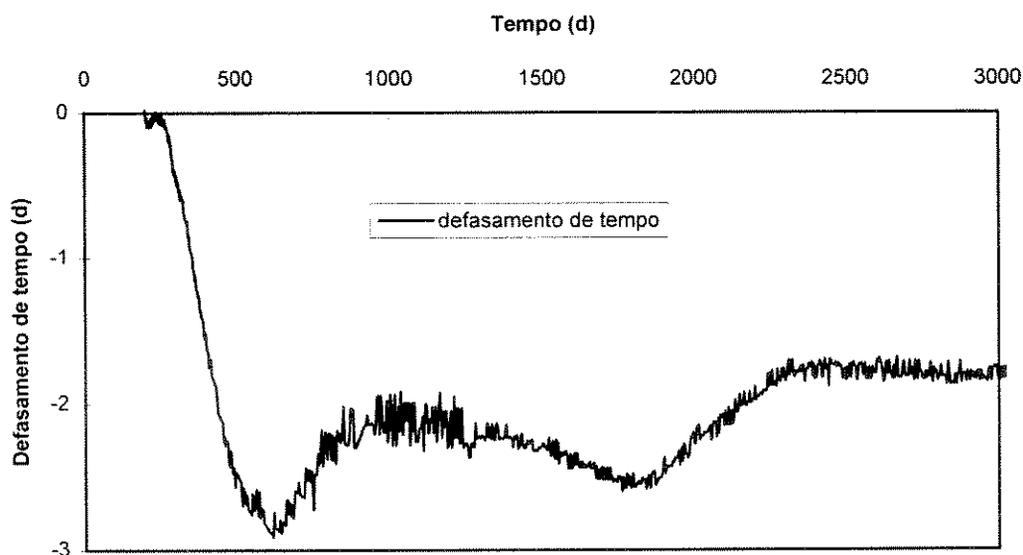


Figura 5.19: Defasamento de tempo causada pelo fechamento de poço injetor

Este é o resultado do reservatório 7, mostrando um resultado aceitável, pois o tempo de atraso estabilizado se aproxima de uma constante, próxima à 2 dias. Para este reservatório o fator de perda calculado pelo simulador ficou em 0,52 MEP por m^3 de água não injetado.

A análise para poços injetores de gás ou qualquer outro fluido, com fins de recuperação, deve ser similar à análise feita para o poço injetor de água.

5.4 Reservatórios com cone

Existe a possibilidade de ocorrer cones de água ou gás em um poço. Os reservatórios que possuem capa de gás e produzem parte deste gás através de um cone, podem apresentar um comportamento peculiar quando se analisa o efeito das interrupções nas curvas de produção. A diferença é devido ao fato de ser possível ocorrer a reversão do cone de gás durante a interrupção. Na Figura 5.20 está mostrada a diferença na vazão de gás do reservatório 8, detalhado no Apêndice C, simulado com e sem a interrupção.

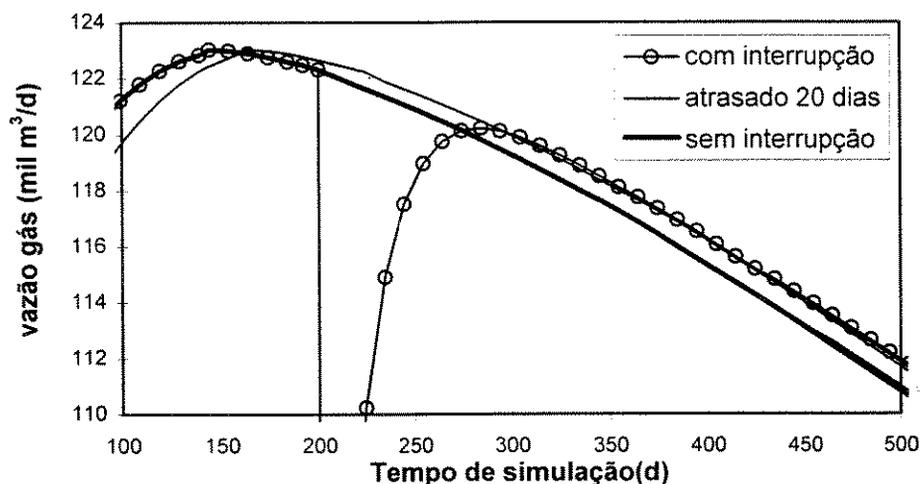


Figura 5.20: Curva de produção de gás com e sem interrupção

Pela Figura 5.20 nota-se que a vazão de gás após a interrupção é menor que a vazão de gás antes da interrupção. Assim, um poço que produz petróleo com cone de gás, e é fechado por algum tempo, terá reduzida a relação gás óleo quando voltar a produzir. Também está mostrado que a curva de produção de gás tende para um valor de vazão equivalente ao reservatório simulado sem interrupção atrasado do tempo de parada. A curva de produção de óleo deste reservatório se comporta similar aos casos anteriores, ou seja, a vazão logo após o fechamento do poço é superior à vazão anterior ao fechamento. Como pode ser visto na Figura 5.21.

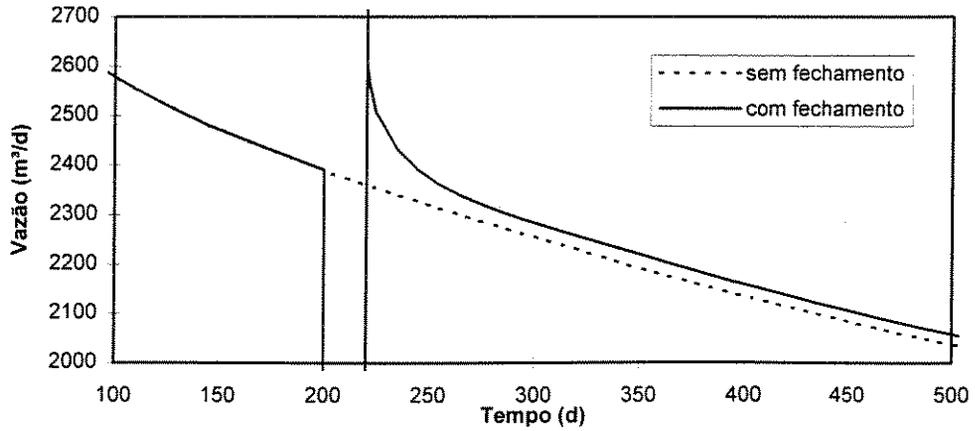


Figura 5.21 : Curva de produção de óleo, com e sem fechamento

Pela Figura 5.22 nota-se como estava o cone de gás, do mesmo reservatório, antes do fechamento do poço.

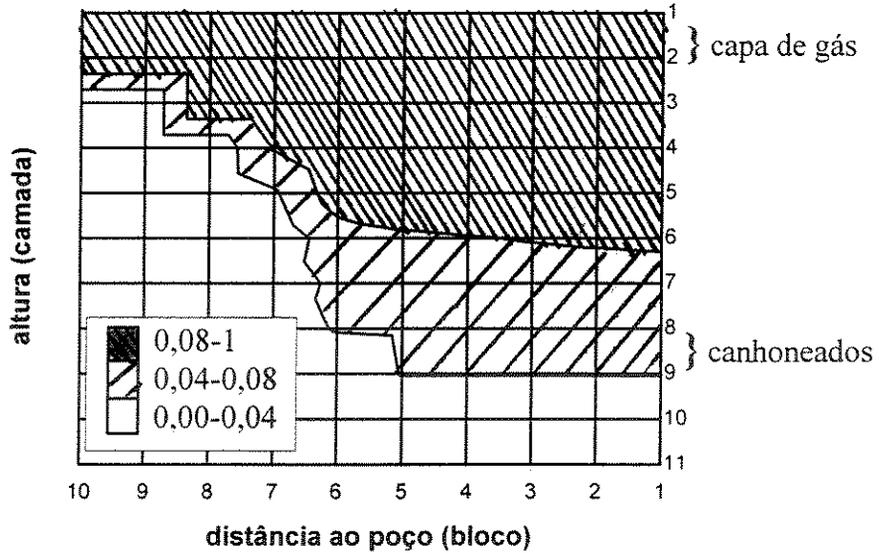


Figura 5.22: Mapa de saturações antes do fechamento

Na Figura 5.22 estão mostradas as saturações na proximidade dos canhoneios. Nota-se que este reservatório está com formação do cone e iniciando a produção de gás da capa. A Figura 5.23 mostra como fica o mapa de saturações logo após uma interrupção de 1,5 dias, onde pode se observar uma redução da saturação de gás próximo aos canhoneados.

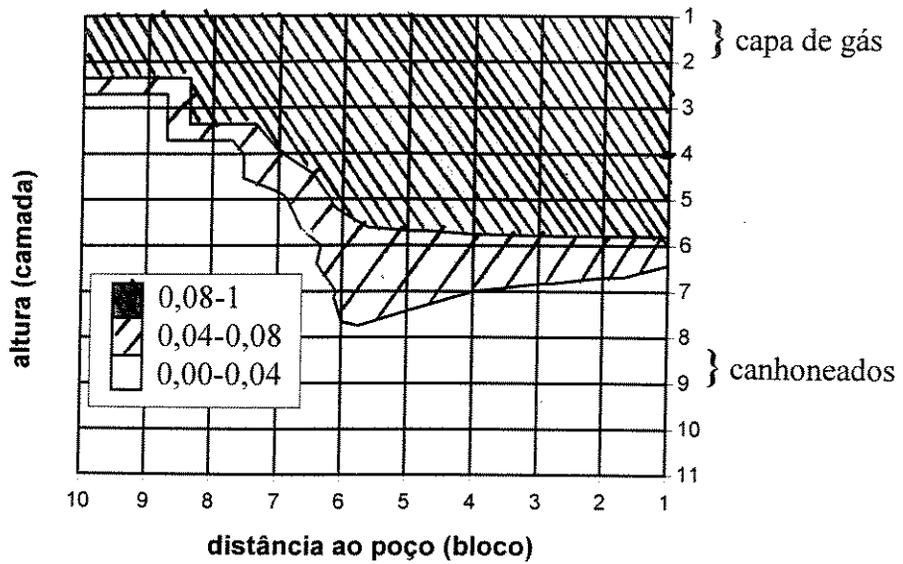


Figura 5.23: Mapa de saturações de gás depois do fechamento

A redução de saturação de gás próximo aos canhoneados e a redução da relação gás óleo da produção faz com a energia do reservatório seja preservada, ou seja, o gás que empurra o óleo para o poço é economizado. A influência das paralisações nas curvas de produção de óleo e água nos primeiros dias são parecidas com os casos estudados anteriormente, ou seja, logo após a interrupção o poço produz uma vazão maior do que antes do fechamento. Posteriormente existe uma redução no declínio de produção devido à redução da produção de gás da capa provocada pela interrupção. A redução da produção do gás da capa provoca um aumento do valor das reservas de petróleo. O aumento no valor das reservas de petróleo é aparente para pequenos tempos de interrupção, como pode ser visto na Figura 5.24.

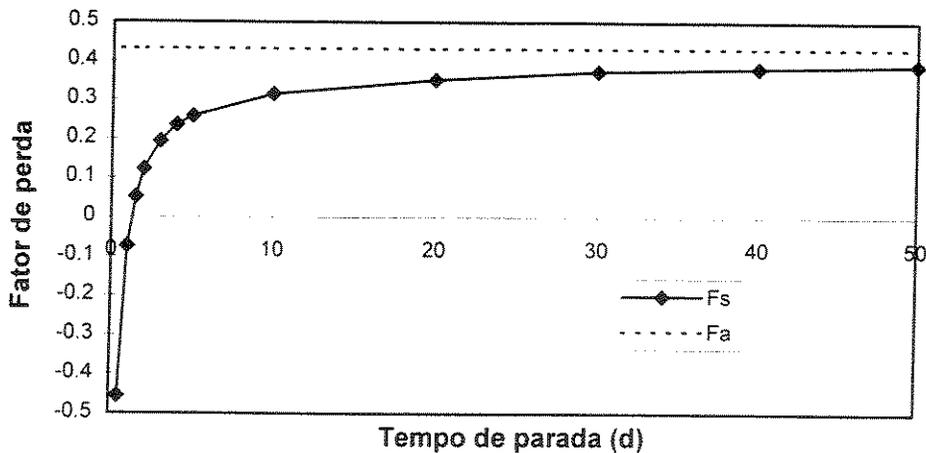


Figura 5.24: Influência do fechamento em F_s

Na Figura 5.24 nota-se que para pequenos tempos de interrupção as perdas reais podem chegar a ser negativas, mostrando ser vantajoso fechar o poço. O exemplo mostrado foi ajustado para influenciar ao máximo o fator de perda, o que aconteceu logo após o *break-through* de gás. Para casos de cones já desenvolvidos não se notou uma influência tão forte no fator de perda. Depois de algum tempo as perdas devidas ao atraso na produção passam a ser maiores que o aumento na recuperação de óleo. Para tempos maiores as perdas reais se aproximam das perdas calculadas pela Equação 3.11 (F_a).

Determinando-se as perdas reais de um reservatório em função do tempo de parada pode-se determinar a necessidade de fechamento de um poço, e também o tempo que o mesmo deverá continuar fechado para reduzir os efeitos de formação do cone. Pelo mesmo raciocínio, pode-se determinar o ciclo ótimo de operação de um poço para maximizar o valor das reservas de um reservatório propício à formação de cone. Esta possibilidade não será investigada neste trabalho.

Em princípio, os casos com cone de água podem ser tratados pela mesma metodologia apresentada nas seções anteriores. Nos casos estudados, o lento tempo de resposta do cone de água não provocou comportamentos peculiares de cones, merecedores de relato.

5.5 Reservatórios reais

Em reservatórios reais existem as influências do gás, da água, das heterogeneidades, etc. Por isto a influência de uma paralisação pode ser muito variável, e a defasagem de tempo entre as simulações podem mostrar resultados inesperados, por isto são recomendados alguns cuidados.

Para calcular o valor da perda real dividida pela perda aparente é necessário primeiro preparar o simulador. Inicialmente é recomendável reduzir as informações que o arquivo de saída deve conter, para reduzir o tamanho dos arquivos de saída e reduzir o tempo de simulação; para fazer isto pode-se retirar as informações sobre pressão e saturação, bem como as informações sobre a parte numérica. Por outro lado deve-se arquivar a vazão de cada poço a cada intervalo de tempo. A primeira simulação deve ser feita com o arquivo original para

medir o tempo gasto pelo simulador e como a vazão se comporta no tempo. Com este arquivo deve-se determinar o valor presente das reservas.

A segunda simulação deve ser feita incorporando a interrupção no arquivo de entrada do simulador. Com este arquivo deve-se observar como se comporta a curva de defasagem de tempo entre as duas simulações. A partir daí é necessário ajustar os parâmetros numéricos para que a curva de defasagem no tempo apresente resultados aceitáveis. Por resultados razoáveis entende-se uma curva com atrasos no tempo durante toda a vida do reservatório contínuos, estáveis e próximos do valor esperado. Ajustado o arquivo de entrada pode-se partir para analisar as perdas reais em função do tempo de parada.

A influência da parada no valor presente do campo, normalmente, é pequena; quando é simulado um campo com um número maior de poços, a influência no reservatório inteiro da paralisação de apenas um poço é menor ainda. Normalmente não é interessante simular a influência da parada de um poço que produz pouco em um reservatório que produz muito, devido a dificuldade de se ajustar o simulador para apresentar resultados aceitáveis. Quando for necessário analisar campos com muitos poços poderá ser possível analisar somente os modelos simplificados que representem parte do reservatório.

Com os dados do fator de perda, representativo de cada poço da região produtora em que uma sonda poderá atuar, é possível tomar decisões justificadas tecnicamente, como será mostrado no próximo capítulo.

Capítulo 6

Ordenação da Fila de Poços

6.1 Definição do problema

Quando é detectada uma falha de equipamento de fundo em algum poço, este poço entra para a fila de poços aguardando intervenção de sonda. Nesta fila, é necessário dar prioridade aos poços que perdem maior produção de óleo, e ao mesmo tempo otimizar o trajeto da sonda para evitar gastos desnecessários com o deslocamento. Este roteamento de sondas tem sido feito baseado nas opiniões de técnicos em reuniões. Neste trabalho, pretende-se estabelecer uma alternativa ao procedimento para roteamento de sondas, que passaria a ser o seguinte:

- anualmente ou oportunamente, os técnicos que trabalham com estudos de reservatórios farão uma análise das perdas de receitas que cada poço da região ocasionará caso haja uma interrupção em sua operação. Esta análise será feita, quando possível, com a utilização de simuladores de reservatórios. Os resultados desta análise deverão ser transportados para um arquivo que possua os dados da região que as sondas podem atuar .
- sempre que houver mudanças nos preços contratados ou estimados para os trabalhos das sondas estes preços também deverão ser atualizados no mesmo banco de dados.
- Semanalmente ou sempre que entrar um novo poço para a fila de sondas o programa de roteamento decidirá para onde a sonda deverá ir.

Dispondo de todos os dados necessários para executar o novo procedimento, pode-se otimizar o custo do caminho, conforme a metodologia apresentada nas próximas seções.

6.2 Custo de um caminho

O custo total de um caminho é considerado como a soma dos custos totais de sonda e a perda monetária devida a parada dos poços.

A sonda considerada é paga por hora operando (G_{op}), por “Desmontagem, Transporte e Montagem” (G_{dtm}) e por quilômetro percorrido (G_k). Para otimizar o caminho da sonda é necessário obter ou estimar estes custos. As sondas também recebem por hora aguardando (G_{ag}). Este custo pode ser considerado quando se otimizar o itinerário de mais de uma sonda. No entanto, quando a sonda estiver aguardando durante as operações este custo não deve ser apropriado ao custo do caminho, mas sim à ineficiência na programação dos trabalhos de sonda.

Para calcular as perdas reais dos poços (L) deve ser utilizado o fator de perda. Assim, para determinar a perda de receitas diária (R) de um poço utiliza-se:

$$R_i = F_i \cdot Q_{pi} \quad (6.1)$$

Para calcular quanto tempo cada poço permanecerá aguardando a intervenção necessita-se utilizar o tempo de intervenção da sonda em cada poço (t_{int}) e a velocidade da sonda (v_{st}) na Equação 6.2:

$$t_{p_i} = t_{p_{i-1}} + d_{i,i-1} / v_{st} + t_{int_i} \quad (6.2)$$

Assim pode-se calcular a perda para cada poço

$$L_i = R_i \cdot t_{p_i} \quad (6.3)$$

Para cada poço será gasto com a sonda o valor calculado por :

$$G_i = d_{i,i-1} \cdot G_K + G_{dtm} + t_{int\ i} \cdot G_{op} \quad (6.4)$$

Finalmente o custo total do caminho (w) será calculado por:

$$w = \sum_{i=1}^n (L_i + G_i) \quad (6.5)$$

6.3 Distância entre dois poços

O cálculo dos custos envolvidos com o roteamento das sondas de produção é dependente da distância entre dois poços. Para que o programa utilize estas distâncias existem duas maneiras principais. O primeiro método seria utilizar um sistema cartesiano com a abcissa e a ordenada de cada poço e o segundo seria armazenar a distância entre todos os poços em uma matriz.

O cálculo da distância pelo primeiro método pode ser feito trivialmente por geometria analítica. Este procedimento é facilmente implementável porque é necessário armazenar somente dois números para cada poço, e estes números, normalmente, estão disponíveis. Este método atende bem somente quando os gastos com o transporte de sonda for sempre considerado pela menor distância entre os poços. Isto se refere ao transporte da sonda no mar ou ao transporte aéreo.

Para as sondas terrestres, em que o transporte é feito por via rodoviária, é necessário ter uma matriz com as distâncias entre todos os poços armazenadas, pois as estradas normalmente não seguem a menor distância e os gastos com sonda são proporcionais às distâncias rodoviárias. Portanto deve-se ter uma matriz com a distância que a sonda tem que percorrer entre os diversos poços.

Para reduzir o tamanho desta matriz pode-se armazenar somente a matriz triangular superior, ou inferior. Esta implementação é possível, pois pode-se codificar os poços com

números seqüenciais por exemplo, e buscar sempre a distância entre o poço de menor código para o poço de maior código, ou o inverso.

Imaginando uma região produtora com mil poços, esta matriz de distâncias ainda teria que armazenar aproximadamente 500 mil distâncias ($1000 \times 999 / 2$), tornando difícil alimentar estes dados. Por isto é interessante agrupar os poços em regiões menores, que podem ser campos pequenos, ou blocos de campos maiores com poços com características de reservatório parecidas e com proximidade geográfica. Se forem agrupados os mil poços em 25 grupos, de 40 poços em média, terá que ser armazenado somente uma matriz triangular de 25×25 , ou seja, terão que ser alimentadas somente 300 distâncias ($25 \times 24 / 2$) entre os grupos, e na diagonal principal estará a distância média entre os poços daquele agrupamento, isto é, mais 25 dados, num total de 325 valores. Geralmente um erro de poucos quilômetros na quantificação de distâncias não afeta o resultado, tornando possível a utilização destes valores com pequeno erro.

6.4 Comparação entre dois poços

Quando estiverem sendo analisados os possíveis poços para serem os próximos a sofrerem intervenção, poderá ser utilizada a heurística de ir para o poço mais próximo. Esta heurística não fornece resultados satisfatórios, pois, os dados de perda de receita nos poços e tempos de intervenção normalmente são determinantes na escolha, preponderando sobre o custo do caminho. Para melhorar este método uma equação é necessária para se comparar os poços levando em consideração a perda de receita dos poços, a distância que a sonda irá percorrer e o tempo de intervenção em cada poço.

A comparação entre os poços é complicada devido à distância de viagem da sonda aos poços, que depende do caminho escolhido. Para simplificar, inicialmente será suposto que existem dois poços (A e B) para serem selecionados. Existe a seguinte condição para garantir que um poço seja sempre prioritário em relação a outro: quando valer a pena passar pelo poço B, ir para o poço A e voltar para intervir no poço no poço B, isto indica que o poço A será sempre prioritário em relação ao poço B. Portanto, quando esta condição estiver satisfeita

implica que não é necessário testar os caminhos em que o poço B estaria antes do A, como pode ser visto na Figura 6.1



Figura 6.1: Diagrama para comparação entre o poço A e B

Esta condição é satisfeita quando a produção adicional do poço A for maior que os gastos adicionais com transporte e atrasos nos outros poços. Assim pode-se calcular o ganho com a produção adicional do poço A quando se atrasa a intervenção do poço B. Como a sonda de qualquer maneira terá que se locomover até o poço A, logo o poço A terá o tempo de parada reduzido de um tempo igual ao tempo de intervenção no poço B. O ganho (G) será somente a redução das perdas de receita do poço A durante o tempo de intervenção do poço B.

$$G = R_{\underline{A}} \times t_{\text{int } \underline{B}} \quad (6.6)$$

Mas existirão gastos adicionais quando a sonda intervir no poço A e atrasar a intervenção no poço B. Para este termo existem três parcelas:

- gasto devido ao aumento na distância percorrida pela sonda
- perda devida ao atraso na produção do poço B
- perda devida ao atraso na produção da fila de poços (excluindo o poço A e B)

Somando os termos calcula-se as perdas (L) por se intervir primeiro no poço A:

$$L = (d_{\underline{AB}} \cdot G_K) + R_{\underline{B}} \cdot (t_{\text{int } \underline{A}} + 2 \cdot d_{\underline{AB}} / v_s \cdot) + (R_f \cdot d_{\underline{AB}} / v_s \cdot) \quad (6.7)$$

O aumento da distância percorrida pela sonda é consequência da condição colocada no parágrafo anterior, pois a sonda deverá retornar ao poço B para intervir nele. Este retorno faz com que a sonda passe duas vezes pelo caminho que liga o poço A ao poço B, ou seja, será gasto uma passagem adicional.

O atraso na produção do poço B ocorre devido à intervenção no poço A, e o poço B terá sua receita perdida pelo tempo que durar a intervenção no poço A mais o tempo necessário para a sonda ir ao poço A e voltar ao poço B.

Como a sonda irá demorar mais para fazer os dois poços, acontecerá um atraso adicional em toda a fila de poços. Supondo uma perda constante no tempo, o atraso da fila será a soma das receitas perdidas (R_f) vezes o tempo adicional do atraso provocado por percorrer o trajeto entre A e B uma vez, adicionalmente.

O poço A será sempre prioritário em relação ao B quando o ganho (G) for maior que as perdas (L) ou seja:

$$R_{\underline{A}} \cdot t_{\text{int } \underline{B}} > d_{\underline{AB}} \cdot G_K + R_{\underline{B}} \cdot (t_{\text{int } \underline{A}} + 2 \cdot d_{\underline{AB}} / v_s) + R_f \cdot d_{\underline{AB}} / v_s \quad (6.8)$$

Nesta seção busca-se uma maneira de se comparar todos os poços através de um único parâmetro. Para se ter um único parâmetro de comparação entre os poços é necessário ter uma equação com dados de somente um poço. Para retirar o poço B da Equação 6.8 pode-se supor que a sonda esteja no poço B e que o tempo de intervenção no poço B e a receita do poço B tenham o valor arbitrado de 1. Este valor arbitrado pode influenciar o resultado por se considerar mais o tempo de intervenção ou a perda de receitas de cada poço. Observa-se nas próximas seções não ser necessário analisar profundamente o melhor valor a ser arbitrado para os parâmetros do poço B porque isto não influencia o resultado final dos algoritmos recomendados. Assim chega-se à Equação 6.9.

$$R_{\underline{A}} > d_{\underline{AS}} \cdot [G_K + (R_f + 2) / v_s] + t_{\text{int } \underline{A}} \quad (6.9)$$

Generalizando o poço A como o poço **i** e rearranjando a Equação 6.9 chega-se:

$$\{R_i - d_{i,sonda} \cdot [G_K + (R_f + 2) / v_s]\} / t_{int\ i} > 1 \quad (6.10)$$

Quanto maior for o lado esquerdo da inequação acima mais vantajosa é a intervenção neste poço. Pode-se definir um termo denominado de custo do poço **i** (C_i), como o termo à esquerda da Inequação 6.10

$$C_i = R_i / t_{int\ i} - d_{i,sonda} / t_{int\ i} \cdot [G_K + (R_f + 2) / v_s] \quad (6.11)$$

O parâmetro **C** representa um parâmetro de comparação de custos para todos os poços, que leva em consideração todos os dados de entrada dos poços. Este parâmetro é necessário principalmente na seção 7.2

Capítulo 7

Algoritmos Implementados

7.1 Pesquisa completa

O primeiro algoritmo implementado neste trabalho foi o algoritmo da “Pesquisa Completa”. A essência deste método é que a sonda pode ir para qualquer poço que ainda não tenha sido visitado. Assim, para analisar uma fila de dois poços para uma sonda, o programa terá que analisar 2 caminhos, iniciando pelo poço 1 e depois iniciando pelo poço 2. O grafo da Figura 7.1 mostra os caminhos alternativos para 3 poços. O número de caminhos a serem analisados é igual ao fatorial do número de poços na fila.

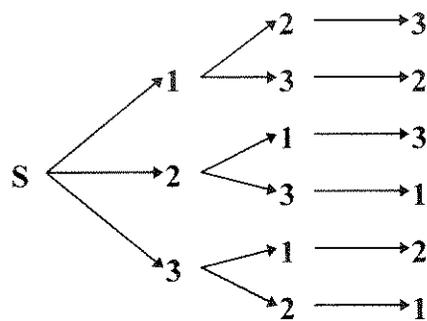


Figura 7.1 : Caminhos alternativos para 3 poços

A proporção fatorial de crescimento do número de caminhos possíveis torna proibitivo o uso deste método para se analisar muitos poços. O número de caminhos possíveis para uma fila de dez poços é da ordem de 10^6 , e para quinze poços da ordem de 10^{12} , assim fica proibitivo analisar todos caminhos de uma fila de quinze poços. Um microcomputador

Pentium® 90 Mhz resolve este problema para dez poços em 3 minutos, e demoraria dois anos para resolver o problema para quinze poços.

Embora este método tenha limitação quanto ao número de poços, é muito fácil de ser implementado, e com **certeza** fornece sempre o melhor caminho. Para filas de poços inferiores a dez torna-se interessante comparar os outros algoritmos com a pesquisa completa.

7.2 Pesquisas heurísticas

Os métodos heurísticos são mais intuitivos e se aproximam com o que os técnicos utilizam para priorização dos poços. O objetivo de se implementar os métodos heurísticos mais simples foi o de comparar o resultado com os algoritmos mais elaborados.

Se a pessoa que estiver planejando o caminho de sondas tiver o objetivo de reduzir o gasto com transporte de sonda, e fazer o maior número possível de poços, provavelmente esta pessoa fará com que a sonda vá sempre para o poço da fila que estiver mais próximo da sonda, não se importando com a produção deste poço. Este algoritmo foi implementado e denominado de “**Seguinte Mais Próximo**”.

Se a pessoa que estiver planejando o caminho de sondas tiver uma visão global mais ampla do problema, ela se importará com a produção dos poços parados, e tentará dar prioridade para os poços de maior produção. Intuitivamente, também tentará reduzir o gasto com transporte da sonda melhorando o resultado global da empresa. Esta percepção de qual poço é o mais vantajoso para ser o próximo da fila está desenvolvida na seção 6.4 - Comparação entre poços, onde foi composto os dados dos poços em um único Parâmetro (C), Equação 6.11. O algoritmo que utiliza a heurística de fazer com que a sonda vá sempre para o seguinte mais vantajoso é o que mais se aproxima do raciocínio que existe na prática. Este algoritmo foi implementado e denominado de “**Seguinte Mais Vantajoso**”.

O algoritmo “Seguinte Mais Vantajoso” normalmente resulta em um caminho com o custo total menor do que o custo do caminho resultante do algoritmo “Seguinte Mais Próximo”, mas o algoritmo da Pesquisa Completa sempre resulta nos menores custos.

Comparando-se os resultados observa-se que muitas vezes compensa intervir primeiro em um poço que não seja o mais vantajoso, mas dificilmente se dará prioridade para um poço pouco vantajoso. Para utilizar esta idéia foi implementado o algoritmo de **Busca em Profundidade**. A idéia é que o programa analise os caminhos, levando em consideração vários poços vantajosos e não apenas o mais vantajoso como no algoritmo do Seguinte Mais Vantajoso, nem todas as possibilidades como na Pesquisa Completa. Para isto a cada nova posição do caminho analisado é calculado o parâmetro (C) para todos os poços. O critério para escolha dos poços vantajosos é baseado na determinação da referência (R), utilizando o parâmetro (B), interno do programa.

$$R = C_{\text{menor}} + B (C_{\text{maior}} - C_{\text{menor}}) \quad (7.1)$$

Os poços que tiverem o custo inferior à referência são considerados como vantajosos e deverão ser testados. O parâmetro **B** foi ajustado internamente no programa para evitar tempos de processamento superiores à 1 minuto.

Este algoritmo reduz muito o número de caminhos testados. Se o parâmetro **B** for muito pequeno, o melhor caminho pode não ser atingido. Se o parâmetro **B** for igual a zero, o algoritmo se reduz ao Seguinte Mais Vantajoso, e se for igual a 1 será equivalente à Pesquisa Completa. Este algoritmo funciona melhor quando a sonda não tem que parar em um local fixo. Existe a possibilidade do programa calcular muitos itinerários alternativos e gastar um tempo muito grande. Para filas de até quinze poços o resultado é satisfatório.

7.3 Têmpera simulada

Este algoritmo testa alterações possíveis na configuração de um sistema buscando reduzir a função objetivo. O algoritmo eventualmente permite uma alteração da configuração do sistema, que aumenta a função objetivo, para o sistema poder sair de um mínimo local e tentar encontrar o mínimo global. Para limitar as modificações do sistema, é utilizado o parâmetro **S**, quanto menor o parâmetro **S**, menor é o aumento permitido na função objetivo. Este algoritmo primeiro calcula o parâmetro **S** adequado, e a cada iteração reduz este parâmetro.

Para usar este algoritmo é necessário ter os seguintes elementos:

- 1- Uma descrição das possíveis configurações do sistema.
- 2- Um gerador de mudanças randômicas na configuração do sistema
- 3- Uma função objetivo a ser minimizada.
- 4- Um parâmetro (S), com um decaimento determinado.

Para implementar este algoritmo para roteamento de sondas foram feitas as seguintes manipulações:

1- Os poços são numerados na ordem do caminho inicial. As configurações possíveis são as permutações dos números dos poços, e a ordem é interpretada como a ordem das intervenções.

2- Os rearranjos podem ser de dois tipos: trocas de trechos do caminho ou inversão de outro trecho, todos randomicamente escolhidos.

3- A função objetivo continua sendo o custo do itinerário.

4- O parâmetro S requer experimentação para sua determinação. Primeiramente são gerados alguns rearranjos aleatórios, e então determina-se o range de variações na função objetivo que foram encontradas. Depois, é calculado o valor inicial do parâmetro S que seja maior que a maior variação encontrada, diminuindo S em 10% em cada iteração. Quando não houver mais redução na função objetivo o programa termina.

Uma alteração feita neste trabalho no algoritmo proposto por *Otten e Ginnenken (1989)*, é armazenar o itinerário que tenha o menor custo, esta alteração evita que o programa forneça um itinerário de saída pior que o itinerário de entrada, e aproveitar a comparação de todas as

configurações que o algoritmo testou. Como este algoritmo não é determinístico, pode-se aproveitar o resultado de uma rodada de otimização por Têmpera Simulada para reiniciar o cálculo. Assim o programa só termina quando duas rodadas consecutivas apresentarem o mesmo resultado.

Este algoritmo não funciona bem para um número de poços inferior a seis, demorando mais que a Pesquisa Completa e podendo resultar em soluções piores.

Capítulo 8

Utilização de Mais de Uma Sonda

Na prática, quando se tem que planejar o trabalho das sondas, normalmente se divide o trabalho. Primeiro é resolvido um problema de atribuição para definir qual sonda irá trabalhar em quais poços e depois é feito o roteamento propriamente dito de cada sonda em separado.

Com a utilização do algoritmo da Têmpera Simulada é necessário que o programa que faça o roteamento tenha uma subrotina que calcule o custo total do caminho. Para calcular o custo de um caminho com mais de uma sonda foram feitas algumas alterações na definição da configuração do sistema. Para fazer o roteamento com mais de uma sonda, numera-se inicialmente os poços e as sondas na ordem em que aparecerem para a fila inicial, sem nenhuma lógica obrigatória, a não ser o fato de informar ao programa a localização das sondas e os dados dos poços que estão aguardando. Como as informações sobre as posições das sondas estarão em um registro com o mesmo formato que o utilizado para informar os dados dos poços, codificou-se as sondas com vazão de produção igual à -1. Para o cálculo do custo total do caminho utiliza-se a Equação 6.5, tomando-se apenas o cuidado adicional de reiniciar a contagem do tempo de parada dos poços quando a vazão do poço i for igual à -1, ou seja, passar a calcular o caminho da próxima sonda. Um exemplo da codificação e do cálculo do custo do itinerário para mais de uma sonda pode ser visto na Tabela 9.8 e 9.9, respectivamente. Algumas vezes também será necessário entrar com os custos de cada sonda caso estes custos sejam diferentes. Se cada sonda executar o mesmo serviço gastando tempos diferentes pode-se utilizar também um fator operacional.

Para o caso de mais de uma sonda é possível que, eventualmente, uma delas fique com um número pequeno de poços; para este caso é necessário verificar se ocorrerá a incidência de pagamento de sonda aguardando, se o tempo de trabalho da sonda for inferior ao tempo que falta para o próximo roteamento.

No algoritmo da Têmpera Simulada, o cálculo do custo do caminho pode ser feito em uma única subrotina, não necessitando fazer a comparação entre os poços. Dentre os algoritmos testados, aquele que fornece os melhores resultados para mais de vinte poços é o algoritmo da têmpera simulada. Por isto foi implementado o programa para roteamento com mais de uma sonda utilizando-se somente este algoritmo.

Capítulo 9

Resultados de Roteamento

Para se comparar os resultados dos algoritmos foi cadastrada uma região fictícia com os grupos de poços codificados pelas siglas dos estados do Brasil, e com as distâncias entre os grupos iguais às distâncias entre as capitais dos respectivos estados em escala de 1 para 20. A distância média entre os poços de um mesmo grupo foi considerada igual a um, dois ou três quilômetros; dependendo do tamanho do estado. Pode-se visualizar o esquema da disposição dos poços pela Figura 9.1.

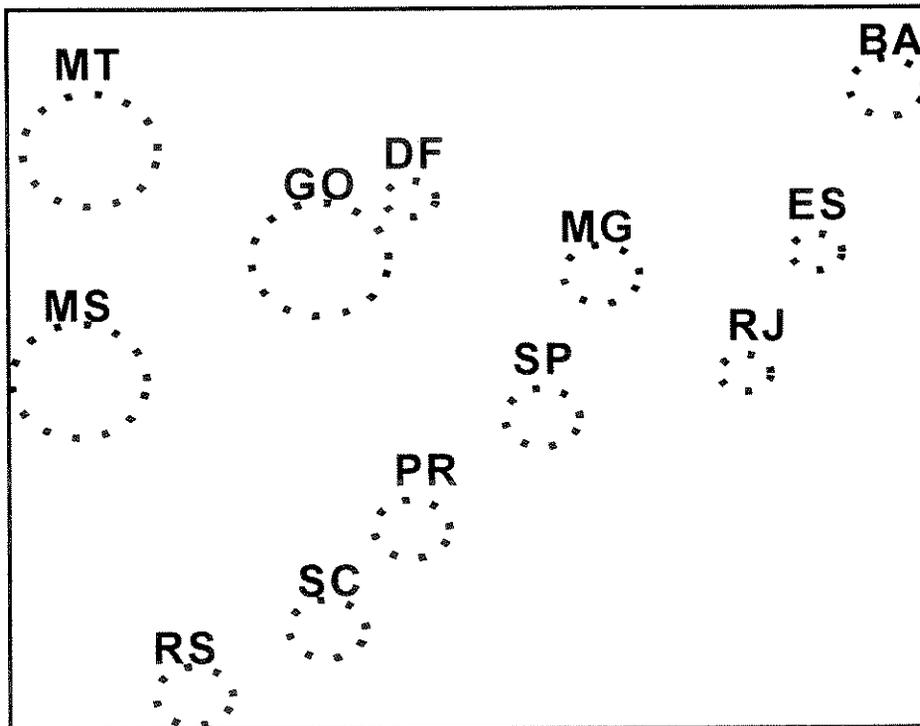


Figura 9.1. Disposição dos poços na região fictícia

Para cadastrar a região fictícia foi montado o banco de dados mostrado em parte na Figura 9.2. Os dados de custo da sonda foram retirados da referência *Brasil Energia (1997)*. Os dados do fator de perda foram determinados aleatoriamente e se situam na primeira coluna. Cada valor do fator de perda (**F**) corresponde ao campo imediatamente à frente.

69.19	PRECO DO PETRÓLEO \$/m ³																		
149.84	PRECO DE SONDA HORA OPERANDO \$/h																		
5.00	PRECO POR QUILOMETRO DE TRANSPORTE DA SONDA \$/km																		
1040.95	PRECO POR DESMONTAGEM E MONTAGEM DA SONDA \$/um																		
30.00	VELOCIDADE DA SONDA Km/h																		
27	CAMPOS DE PETROLEO NA REGIAO																		
F campos	SE	PA	MG	RR	DF	MT	PR	SC	CE	GO	AL	AM	RS	RJ	BA	SP	PI	ES	
0.71	SE	1	103	62	152	66	111	104	117	41	85	11	168	129	74	13	87	64	55
0.42	PA		3	106	72	81	127	134	149	57	85	84	65	167	125	85	125	38	115
0.93	MG			2	155	29	68	41	50	94	33	72	128	67	18	49	25	82	19
0.44	RR				1	124	104	166	180	128	124	153	33	189	169	149	163	108	167
0.75	DF					1	45	54	68	84	10	76	98	83	46	53	43	65	47
0.77	MT						3	84	96	129	37	123	73	109	79	98	67	110	92
0.48	PR							2	12	140	49	114	172	27	35	91	17	141	54
0.99	SC								1	153	61	126	184	19	38	103	25	153	67
0.5	CE									2	93	37	119	167	110	51	112	25	93
0.51	GO										3	85	96	83	47	62	41	74	51
0.24	AL											1	139	139	84	23	97	56	64
0.75	AM												5	197	143	131	155	102	144
0.48	RS													2	56	117	42	167	77
0.32	RJ														1	65	19	100	21
0.63	BA															2	74	50	42
0.65	SP																2	124	38
0.36	PI																	3	92
0.87	ES																		1

Figura 9.2: Banco de dados da região fictícia

O banco de dados na Figura 9.2 mostra os preços da sonda e do m³ do petróleo em uma unidade monetária simbolizada por \$ com o objetivo comparação entre as grandezas, esta unidade monetária pode ser entendida como sendo dólar ou real. Cada fila que será reordenada representa um problema diferente. Serão mostrados três exemplos de roteamento com uma sonda, com diferentes números de poços. para ilustrar o desempenho dos algoritmos. Os resultados encontrados nem sempre podem ser generalizados. Depois da comparação dos resultados, será mostrado um exemplo de roteamento com mais de uma sonda.

9.1 Exemplo com uma sonda e 4 poços

Como primeiro exemplo analisou-se uma fila com 4 poços. A sonda inicialmente está no campo **RJ** e os poços da fila estão dispostos conforme a Tabela 9.1:

Tabela 9.1: Exemplo de fila com 4 poços

Nº ordem	Sigla do campo	Perda de óleo (m ³ /d)	Tempo de intervenção (d)
1	RJ	36.4	3.1
2	SP	36.4	1.0
3	GO	72.7	2.0
4	SC	36.4	1.0

A Tabela 9.1 mostra na primeira coluna a numeração dos poços segundo a ordem de entrada dos poços; os resultados serão expressos de acordo com esta numeração. A segunda coluna mostra a sigla do campo, ou grupo de poços, a que pertence o poço que está aguardando intervenção. A terceira coluna mostra a perda diária de petróleo do poço. A última coluna mostra o tempo que a sonda gastará para intervir no poço.

O custo deste caminho é calculado utilizando os dados da Figura 9.2 e os resultados são apresentados na Tabela 9.2.

Tabela 9.2 : Cálculo de custo do caminho do exemplo de 4 poços

Partida: RJ								
Campo	Distância a percorrer (km)	Perda de óleo (m ³ /d)	Fator Perda	Perda real (\$/d)	Tempo Parado (d)	Perda poços (\$)	Tempo Intervenção (d)	Custo Sonda (\$)
RJ	1	36.4	0.32	805	3.2	2597	3.1	12194
SP	19	36.4	0.65	1635	4.4	7158	1.0	4732
GO	41	72.7	0.51	2566	6.6	16832	2.0	8438
SC	61	36.4	0.99	2491	7.8	19354	1.0	4942
total	122					45941		30306

A Tabela 9.2 mostra os dados de fator de perda a ser utilizado e as distâncias a serem percorridas para cada campo, conforme a Figura 9.2. O tempo parado representa quanto tempo cada poço ficará aguardando intervenção, e foi calculado pela Equação 6.2; a perda dos poços foi calculada pela Equação 6.3; o custo de sonda para cada poço foi calculado pela Equação 6.4.

Pela Tabela 9.2 verifica-se que a sonda percorrerá 122 km, em um tempo total de 7,8 dias; os poços terão uma perda total de \$ 45941,00 e será gasto com sonda \$ 30306,00. Somando a perda total dos poços com o gasto com sonda, encontra-se o custo total do caminho de \$ 76247,00.

O programa de roteamento faz a análise por todos os algoritmos implementados, encontrando os resultados mostrados na Tabela 9.3.

Tabela 9.3: Resultado do roteamento do exemplo de 4 poços

Procedimento	Custo total do caminho (\$)	Nº caminhos analisados	Ordem sugerida
Custo Inicial	76247.00	1	1 2 3 4
Seguinte Mais Perto	73655.00	1	1 2 4 3
Seguinte Mais Vantajoso	55091.00	1	4 2 3 1
Busca Em Profundidade	55091.00	24	4 2 3 1
Tempera Simulada	55091.00	800	4 2 3 1
Pesquisa completa	55091.00	24	4 2 3 1

Para o exemplo de 4 poços, calculado da maneira recomendada, o algoritmo Seguinte Mais Vantajoso encontrou o melhor caminho mais rápido que os outros, aparentando ser o algoritmo mais indicado. Este algoritmo não encontrou o melhor caminho em outros exemplos, inviabilizando sua recomendação. Um exemplo de que o algoritmo Seguinte Mais Vantajoso não funcionou bem está mostrado na Tabela 9.4. O algoritmo Busca Em Profundidade analisou todos os caminhos, porque são poucas possibilidades; para o número de poços inferior à 7 o parâmetro **B** é igual a 1, fazendo com que o esforço computacional seja igual ao esforço da pesquisa completa. O algoritmo da Têmpera Simulada também encontrou

o melhor caminho, mas com um esforço maior, necessitando comparar 800 alterações no caminho (sendo que só existiam 24 alternativas diferentes).

Caso não fosse utilizado o fator de perda a análise seria diferente como pode ser visto na tabela 9.5, que mostra o resultado do mesmo exemplo mostrado na tabela 9.2, mas utilizando o fator de perda igual à 1 para todos os poços.

Tabela 9.4: Resultado do roteamento de 4 poços sem o uso do fator de perda

Procedimento	Custo total do caminho (\$)	Nº caminhos analisados	Ordem sugerida
CUSTO INICIAL	101988.	1	1 2 3 4
Seguinte Mais Perto	102267.	1	1 2 4 3
Seguinte Mais Vantajoso	81264.	1	2 3 4 1
Busca Em Profundidade	81004.	24	3 2 4 1
Tempera Simulada	81004.	800	3 2 4 1
Pesquisa completa	81004.	24	3 2 4 1

Pela tabela 9.4 observa-se que o melhor itinerário calculado sem se levar o fator de perda em consideração é diferente do itinerário calculado com as perdas reais. Calculando o custo real do itinerário proposto na tabela 9.4, levando em consideração o fator de perda, chega-se ao valor de \$ 55.984,00 que representa uma perda equivalente a 13 m³ de petróleo (\$893) em relação ao roteamento feito considerando o fator de perda. Percebe-se assim a importância do fator de perda.

9.2 Exemplo com uma sonda e 9 poços

Será analisada uma fila com a sonda inicialmente no campo **ES** e com 9 poços na fila dispostos conforme a Tabela 9.5. Note a existência de 2 poços parados no mesmo campo (3 e 4 em **AL**).

Tabela 9.5: Exemplo de fila com 9 poços

Partida: ES			
Nº de ordem	Sigla do campo	Perda de óleo (m ³ /d)	Tempo de intervenção (d)
1	SP	11.3	1.0
2	SE	4.5	1.0
3	AL	31.9	1.0
4	AL	2.4	1.0
5	GO	15.6	1.0
6	MG	14.9	1.0
7	MT	13.9	1.0
8	RS	16.6	1.0
9	SC	14.0	1.0

O programa de roteamento faz a análise do exemplo de 9 poços por todos os algoritmos, encontrando os resultados da Tabela 9.6.

Tabela 9.6: Resultado do roteamento do exemplo de 9 poços

Procedimento	Custo total (\$)	Nº caminhos analisados	Ordem sugerida
Custo inicial	79043.	1	1 2 3 4 5 6 7 8 9
Seguinte Mais Perto	67247.	1	6 1 9 8 5 7 2 3 4
Seguinte Mais Vantajoso	66527.	1	6 9 8 1 5 7 3 2 4
Busca Em Profundidade	66276	354	6 9 8 1 7 5 3 2 4
Tempera Simulada	66399.	1800	6 9 8 7 5 1 3 2 4
Pesquisa completa	66276.	362880	6 9 8 1 7 5 3 2 4

Para o exemplo de 9 poços o algoritmo da Pesquisa Completa analisou o número total de possibilidades e encontrou o melhor caminho, o algoritmo Busca Em Profundidade

também encontrou o melhor itinerário, analisando um menor número de caminhos, 1025 vezes menor que a pesquisa completa. O algoritmo da Têmpera Simulada encontrou uma solução próxima da ótima, analisando um número razoável de caminhos, 200 vezes menor que a pesquisa completa. Os algoritmos diretos chegaram á soluções distantes da ótima. Para este exemplo, o algoritmo Busca Em Profundidade foi o mais indicado. Refazendo o roteamento do exemplo de 9 poços sem se considerar o fator de perda chega-se ao itinerário: 3 2 6 8 9 5 7 1 4. Este itinerário possui um custo de caminho, considerando o fator de perda, de \$ 72.455,00; por não se considerar o fator de perda no roteamento neste exemplo, chega-se a uma perda equivalente a 88 m³ (\$ 6.179,00).

9.3 Exemplo com uma sonda e 20 poços.

Será analisado uma fila com a sonda inicialmente no campo ES e 20 poços na fila dispostos conforme a Tabela 9.7.

Para uma fila de 20 poços, não foi possível resolver o problema por pesquisa completa devido ao excessivo número de caminhos possíveis. Se o algoritmo da pesquisa completa demora dez segundos para analisar uma fila de dez poços, demoraria 212 anos para resolver o problema para uma fila de vinte poços. O algoritmo da Busca Em Profundidade teve o parâmetro B ajustado para 0.1 para reduzir o número de caminhos à serem analisados e por isso, não encontrou um bom resultado. A Tabela 9.8 mostra que o algoritmo da Têmpera Simulada fornece resultados melhores que os outros algoritmos e analisando poucos caminhos (esforço equivalente a aproximadamente 7 poços por pesquisa completa). Refazendo o roteamento do exemplo de 20 poços sem se considerar o fator de perda chega-se ao itinerário 38 18 13 11 16 10 5 7 6 1 8 9 15 20 17 12 2 14 19 4. Este itinerário possui um custo de caminho, considerando o fator de perda, de \$ 223.213,00; por não se considerar o fator de perda no roteamento neste exemplo, chega-se a uma perda equivalente a 114 m³ de petróleo (\$ 7.971,00).

O programa de roteamento faz a análise do exemplo de 20 poços, encontrando os resultados mostrados na Tabela 9.8.

Tabela 9.7: Exemplo de fila com 20 poços

Partida: ES			
Nº de ordem	Sigla do campo	Perda de óleo (m ³ /d)	Tempo intervenção (d)
1	SP	11.3	1.0
2	SE	4.5	1.0
3	AL	31.9	1.0
4	AL	2.4	1.0
5	GO	15.6	1.0
6	MG	14.9	1.0
7	MT	13.9	1.0
8	RS	16.6	1.0
9	SC	14.0	2.0
10	CE	21.4	1.0
11	PI	29.7	1.0
12	SE	4.5	1.0
13	AL	31.9	1.0
14	AL	2.4	1.0
15	GO	15.6	3.0
16	PI	29.7	1.0
17	SE	4.5	1.0
18	AL	31.9	1.0
19	AL	2.4	1.0
20	GO	15.6	3.0

Tabela 9.8: Resultado do roteamento do exemplo de 20 poços

Procedimento	Custo total (\$)	Nº caminhos analisados	Ordem sugerida
Custo inicial	248065.	1	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20
Seguinte Mais Perto	242580.	1	6 1 9 8 5 15 20 7 16 11 10 4 13 14 18 19 3 2 12 17
Seguinte Mais Vantajoso	238597.	1	6 1 9 8 15 5 20 7 16 11 10 13 18 3 12 2 17 4 19 14
Busca Em Profundidade	233764.	24192	6 5 7 9 8 1 20 15 11 16 10 3 18 13 17 2 12 19 4 14
Têmpera Simulada	215242.	6000	6 10 16 11 7 5 9 8 1 3 13 18 17 2 12 15 20 19 4 14
Pesquisa completa		2.43 x 10 ¹⁸	

9.4 Exemplos com mais de uma sonda e 20 poços

Normalmente os exemplos com mais de uma sonda possuem mais de dez poços. Para analisar filas com mais de dez poços somente os algoritmos Busca Em Profundidade e Têmpera Simulada são indicados. Para otimizar filas com mais de uma sonda o algoritmo da Busca Em Profundidade não foi implementado devido à dificuldade de comparar os custos dos poços para mais de uma sonda. Mesmo que se tenha poucos poços na fila, o algoritmo da Têmpera Simulada se comporta satisfatoriamente. Portanto, o problema de filas com mais de uma sonda será otimizado somente pelo algoritmo da Têmpera Simulada.

O primeiro exemplo será o mostrado na Tabela 9.9, onde existem duas sondas para realizar a fila, sendo uma em GO e outra em RJ . As sondas estão codificadas pelo número de ordem da mesma maneira que os poços.

A primeira execução do Algoritmo da Têmpera Simulada chegou ao seguinte resultado, onde o número em negrito identifica as sondas:

Primeira rodada: 141.373 caminhos analisados; \$ 169.691,70 de custo final.

Ordem sugerida: 1 5 20 8 14 4 6 21 7 13 12 22 2 9 10 16 3 18 15 11 17 19

O algoritmo da Têmpera Simulada é um método heurístico, portanto o resultado depende da configuração do sistema inicial. Foi executado novamente o algoritmo utilizando como entrada o resultado da execução anterior. Foi encontrado um ganho mostrado a seguir:

Segunda rodada: 284.993 caminhos analisados; \$ 169287.70 de custo final, \$ 403.96 de ganho (0.33 %) em relação à rodada inicial.

Ordem sugerida: 1 5 20 8 14 4 6 21 7 13 12 22 2 9 16 10 3 18 15 19 17 11.

O procedimento de reiniciar o programa com a saída anterior foi repetido 3 vezes até que não se conseguisse reduzir o custo do caminho. Os resultados de cada rodada estão mostrados a seguir:

Terceira rodada: 422.715 caminhos analisados; \$ 169.097,80 de custo final, \$ 593,86 de ganho (0.48 %) em relação à rodada inicial.

Ordem sugerida: 1 5 20 8 14 4 6 21 7 13 12 22 2 9 15 18 3 16 10 19 17 11.

Quarta rodada: 565.235 *caminhos* analisados; \$ 169.097,80 de custo final, \$ 593,86 de ganho (0.48 %) em relação à rodada inicial.

Ordem sugerida: 1 5 20 8 14 4 6 21 7 13 12 22 2 9 15 18 3 10 16 19 17 11

Tabela 9.9: Exemplo de fila com 2 sondas e 20 poços

Nº de ordem	Sigla do campo	Vazão de óleo (m ³ /d) ou sonda	Tempo de intervenção (d)
1	RJ	Sonda	
2	GO	Sonda	
3	RJ	10.	1.0
4	SP	10.	1.0
5	MG	10.	1.0
6	BA	10.	1.0
7	SE	10.	1.0
8	ES	10.	1.0
9	SC	10.	1.0
10	RS	10.	1.0
11	GO	10.	2.0
12	PA	10.	1.0
13	AL	10.	1.0
14	DF	10.	1.0
15	PR	10.	1.0
16	RS	10.	1.0
17	MG	10.	3.0
18	SP	10.	1.0
19	RJ	10.	1.0
20	ES	10.	1.0
21	AM	10.	1.0
22	RR	10.	3.0

Tabela 9.10 : Resultado do roteamento do exemplo com 2 sondas

Sonda que estava no campo RJ:								
Campo	Dist. a percorrer (km)	Perda de óleo (m ³ /d)	Fator Perda	Perda Diária (\$/d)	Tempo Parado (d)	Perda poços (\$)	Tempo Intervenção (d)	Custo Sonda (\$)
MG	18	10.0	.930	643.	1.1	740.	1.0	4727.
ES	19	10.0	.870	602.	2.3	1385.	1.0	4732.
ES	1	10.0	.870	602.	3.4	2063.	1.0	4642.
DF	47	10.0	.750	519.	4.6	2396.	1.0	4872.
SP	43	10.0	.650	450.	5.8	2610.	1.0	4852.
BA	74	10.0	.630	436.	7.0	3065.	1.0	5007.
AM	131	10.0	.750	519.	8.3	4327.	1.0	5292.
SE	168	10.0	.710	491.	9.7	4763.	1.0	5477.
AL	11	10.0	.240	166.	10.8	1799.	1.0	4692.
PA	84	10.0	.420	291.	12.1	3510.	1.0	5057.
RR	72	10.0	.440	304.	15.3	4659.	3.0	12189.
total	668					31317		61539
Sonda que estava no campo GO:								
Campo	Dist. a percorrer (km)	Perda de óleo (m ³ /d)	Fator Perda	Perda Diária (\$/d)	Tempo Parado (d)	Perda poços (\$)	Tempo Intervenção (d)	Custo Sonda (\$)
SC	61	10.0	.990	685.	1.2	829.	1.0	4942.
PR	12	10.0	.480	332.	2.4	781.	1.0	4697.
SP	17	10.0	.650	450.	3.5	1574.	1.0	4722.
RJ	19	10.0	.320	221.	4.7	1030.	1.0	4732.
RS	56	10.0	.480	332.	5.9	1944.	1.0	4917.
RS	2	10.0	.480	332.	7.0	2319.	1.0	4647.
RJ	56	10.0	.320	221.	8.2	1812.	1.0	4917.
MG	18	10.0	.930	643.	11.3	7294.	3.0	11919.
GO	33	10.0	.510	353.	13.5	4766.	2.0	8398.
total	274					22349		53891

O programa de roteamento gastou **20 segundos** para executar as quatro rodadas em um Pentium® 90 Mhz. A descrição do itinerário final com três sondas é mostrada na Tabela 9.10. Note que havia dois poços, 3 e 19, parados em **RJ**, onde estava a sonda 1, e outro em **GO**, onde estava a sonda 2. Entretanto, a sonda 1 não passou pelos poços de **RJ**, isto foi feito pela sonda 2; além disso, a sonda 2 deixou por último o poço de **GO**.

Somando-se as perdas dos poços com os custos das duas sondas encontra-se o custo total do itinerário de \$ 169.096,00. Sendo que a primeira sonda deverá operar por 15,3 dias e a segunda por 13,5 dias. As sondas deverão ser transportadas por 942 quilômetros.

É interessante comparar como pode ser feito o roteamento caso se dispusesse de mais uma sonda, por exemplo colocada no campo SC. Para fazer isto foi codificado mais uma sonda na Tabela 9.9 com o número de ordem 3 e o número de ordem de todos os poços foi aumentado em 1. Para o caso de três sondas o procedimento de reiniciar o algoritmo com a saída anterior foi repetido 9 vezes até que não se conseguisse reduzir o custo do caminho. O programa de roteamento gastou **50 segundos** para executar as nove iterações em um Pentium® 90 Mhz. O resultado final foi:

1.050.357 caminhos analisados; custo final: \$ 129.952,10.

Ordem sugerida: 1 6 21 9 7 4 20 14 2 12 10 5 19 16 17 11 3 18 8 15 22 13 23.

O ganho que se tem em cada execução do algoritmo é aleatório com uma tendência a menores ganhos nas últimas repetições. A descrição do itinerário final com três sondas é mostrada na Tabela 9.11.

Tabela 9.11 : Resultado do roteamento do exemplo com 3 sondas

Sonda que estava no campo RJ:								
Campo	Dist. a percorrer (km)	Prod. de óleo (m ³ /d)	Fator Perda	Perda Diária (\$)	Tempo Parado (d)	Perda poços (\$)	Tempo Intervenção (d)	Custo Sonda (\$)
MG	18	10.0	.930	643.	1.1	740.	1.0	4727.
ES	19	10.0	.870	602.	2.3	1385.	1.0	4732.
ES	1	10.0	.870	602.	3.4	2063.	1.0	4642.
BA	42	10.0	.630	436.	4.6	2010.	1.0	4847.
RJ	65	10.0	.320	221.	5.8	1290.	1.0	4962.
RJ	1	10.0	.320	221.	7.0	1539.	1.0	4642.
AL	84	10.0	.240	166.	8.2	1361.	1.0	5057.
total	230					10388		33609
Sonda que estava no campo GO:								
Campo	Dist. a percorrer (km)	Prod. de óleo (m ³ /d)	Fator Perda	Perda Diária (\$)	Tempo Parado (d)	Perda poços (\$)	Tempo Intervenção (d)	Custo Sonda (\$)
GO	3	10.0	.510	353.	1.1	398.	1.0	4652.
SC	61	10.0	.990	685.	2.3	1602.	1.0	4942.
SP	25	10.0	.650	450.	3.5	1573.	1.0	4762.
SP	2	10.0	.650	450.	4.6	2081.	1.0	4647.
PR	17	10.0	.480	332.	5.8	1918.	1.0	4722.
RS	27	10.0	.480	332.	6.9	2304.	1.0	4772.
RS	2	10.0	.480	332.	8.1	2679.	1.0	4647.
total	137					12555		33144
Sonda que estava no campo SC:								
Campo	Dist. a percorrer (km)	Perda de óleo (m ³ /d)	Fator Perda	Perda Diária (\$)	Tempo Parado (d)	Perda poços (\$)	Tempo Intervenção (d)	Custo Sonda (\$)
MG	50	10.0	.930	643.	1.2	769.	1.0	4887.
SE	62	10.0	.710	491.	2.4	1182.	1.0	4947.
DF	66	10.0	.750	519.	3.6	1880.	1.0	4967.
AM	98	10.0	.750	519.	4.9	2534.	1.0	5127.
PA	65	10.0	.420	291.	6.1	1772.	1.0	4962.
RR	72	10.0	.440	304.	7.3	2230.	1.0	4997.
total	413					10367		29887

Somando-se as perdas dos poços com os custos das três sondas encontra-se o custo total do itinerário de \$ 129.952,00. O custo final do itinerário sugerido para duas sondas foi de \$ 169.097,80. O fato do custo do itinerário para três sondas ser menor que o custo do itinerário para duas sondas se deve ao menor tempo, em média, que os poços ficaram parados (as sondas 1, 2 e 3 operam 8,2, 8,1 e 7,3 dias respectivamente) e à menor distância total que as sondas terão que percorrer. As duas sondas devem ser transportadas por 942 quilômetros , enquanto que as três sondas necessitam ser transportadas por 780 quilômetros. O programa de roteamento pode auxiliar a análise do número ótimo de sondas para intervir em um determinado número de poços. Para o exemplo citado é vantajoso para a contratante gastar até \$ 39.145,80 para se ter mais uma sonda para intervir nos poços.

Capítulo 10

Comentários, Conclusões e Recomendações

10.1 Comentários

- É possível calcular a perda de produção utilizando simulações cujo tempo de simulação varia do início da interrupção apenas até o fim do transiente causado pela parada. Para obter-se o resultado correto corrige-se o tempo de atraso estabilizado com o ganho financeiro devido ao fato do poço interrompido ter sua produção aumentada logo após a reabertura. Deve-se tomar cuidado com erros devido à influência de longo prazo da parada na curva de produção. Este método foi testado mas não foi utilizado por não permitir uma maior generalização dos resultados. Neste trabalho estão mostrados resultados de simulações feitas até o fim da vida do campo.

- Um simulador de reservatórios normalmente não está preparado numericamente para analisar um caso específico de influência da paralisação dos poços. Eventualmente é necessário ajustar parâmetros numéricos para controlar a estabilidade e precisão. Este ajuste é feito controlando-se o tamanho do intervalo de tempo entre as iterações. A necessidade de se aumentar a precisão dos cálculos é percebida observando-se a curva de defasamento de tempo entre as produções simuladas com e sem a interrupção.

- Poços de descarte de água, produção de gás ou poços que devem sofrer uma manutenção preventiva não têm, normalmente, receitas associadas às intervenções. Tais poços não devem entrar na fila de poços a serem alimentados no programa de roteamento. Deverá ser considerado, nestes casos, apenas a melhor oportunidade para se fazer a intervenção de sonda aproveitando o itinerário otimizado ou associando a intervenção que não tem receita associada à outra que possua.

- Para poços que sofrerão intervenção para aumentar a produção, a vazão para o cálculo da perda aparente pode ser considerada como o ganho de vazão estimado. Esta simplificação pode ser entendida como uma aproximação do princípio da superposição, onde se admitiria que o poço que sofrerá o aumento de vazão seja representado por dois poços 1 e 2. O poço 1 produzindo a vazão anterior à parada e o poço 2 "fechado", sendo responsável pelo aumento de produção.

10.2 Conclusões

- A análise das perdas pode ser feita, inicialmente, considerando a Equação 3.12 para determinar o fator de perda e assumir este valor como constante, até que se mude o declínio de produção do campo.
- A perda real com a parada de poços injetores é possível de ser determinada através de simuladores de reservatórios.
- Uma análise de um reservatório real é difícil de ser feita analiticamente, mas pode ser calculada utilizando-se simuladores de reservatórios.
- É possível calcular as perdas reais, devido à parada de poços produtores, com simulações que vão até o fim do transiente causado pela parada, e corrigir o fator de perda calculado pela Equação 3.12.
- Com os procedimentos sugeridos, neste trabalho, a programação das sondas poderá ser feita com maior agilidade e confiabilidade. Embora o resultado tenha de ser submetido à apreciação de um grupo para decidir.
- O estudo apresentado mostra a possibilidade de se tomar decisões baseadas em argumentos puramente técnicos. Os dados para a priorização dos poços podem ser calculados por procedimentos padronizados que poderão ser conferidos ou executados por outro técnico.

- Para analisar uma fila inferior a nove poços, recomenda-se utilizar o algoritmo da Pesquisa Completa. Para filas entre dez e dezessete poços, o procedimento da Busca em Profundidade fornece os melhores resultados. Para números acima destes, o algoritmo da Têmpera Simulada fornece os melhores resultados em tempo aceitável.
- O programa de roteamento quebra paradigmas existentes de que cada sonda deve atuar em subdivisões de uma região produtora. Com o programa de roteamento as sondas passam a atuar em toda região produtora.
- A otimização do caminho deverá ser refeita toda vez que entrar um novo poço para a fila de poços.
- O estudo apresentado também pode ser utilizado para subsidiar a definição do número ótimo de sondas.
- A utilização de programas de roteamento quebra paradigmas tais como: área fixa de atuação de uma sonda; impossibilidade de duas sondas estarem no mesmo campo e de que a sonda tenha que intervir em todos os poços de um campo antes de sair.

10.3 Recomendações

- Utilizar maior precisão nos simuladores para redução do erro de truncamento e possibilitar análises de poços que tenham pequena influência (**I**) no campo.
- Comparar algoritmos de roteamento mais elaborados, como aqueles citados na Seção 2.2, para garantir o melhor caminho para uma fila com um número maior de poços.
- Melhorar o cálculo da distância entre os poços a ser percorrida pela sonda.
- Armazenar o tempo que iniciou a perda de produção de cada poço, e utilizar este tempo para calcular o tempo que cada poço deverá ficar parado, reduzindo o erro no

calculado do tempo de parada; e utilizar a Equação 6.3 para determinar a perda real dos poços.

- Generalizar a análise das perdas devidas à parada na operação dos poços considerando as características dos reservatórios, possibilitando uma melhor estimativa das perdas sem utilizar simuladores.

- Estudar uma maneira de prever o ganho monetário em intervenções que não foram analisadas neste trabalho, tais como: intervenções para testes de avaliação, intervenções em poços de descarte de efluentes, etc.

Referências Bibliográficas

- ALVES, J. . *Curso Avançado de Matemática Financeira para Engenharia de Petróleo*. Curso de curta duração. Salvador. Petrobras 1989.
- BOMAR, B.; CALLAIS, J.. *Bit Selection Helps Cut Drilling Time, Cost of Norfhlet Well* . Offshore/Oilman. p 31-33, Janeiro 1993.
- BRASIL ENERGIA. “UNAP Traz Sonda Americana para o ES”. N° 198. Abril 1997, p 16.
- BROWN, K. E.. *Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: design and analisys. Gas lift* (The Thecnology of Artificial Lift, v. 2a). Tulsa: Pen Weel Publishing Company. 1980, 720p
- CHAPPELEAR, J. E., and NOLEN, J. S., *Second Comparative Solution Project: A Three Phase Coning Study*, Sixth SPE Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Jan.31-Feb.3, 1982 (SPE 10489).
- CLEGG, J. D.; BUCARAM, S. M.; HEIN Jr, N. W.. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. Journal of Petroleum Thecnology. Dezembro -1993. p 1128-1167.
- COSTA, R. O.. *Estudo Comparativo do Bombeamento por Cavidades Progressivas com o Bombeamento Mecânico Alternativo no Campo de Canto do Amaro*. Natal, Petrobras. Agosto-1996
- CUERVO, C.. *Algoritmo Otimização de Parâmetros de Reservatório*. Tese de Mestrado. Campinas- São Paulo, UNICAMP. 1996

- DUMANS, Carlos Fernando Fontenelle. *Método associativo para escolha de brocas de diamantes policristalinos*. Tese de mestrado. Campinas- São Paulo, UNICAMP. 1990. 163 p
- EAGLE, K.. *Using Simulated Annealing to Schedule Oil Field Drilling Rigs*. Anchorage, Alasca, INTERFACES . Vol.26, no. 6 , Nov-Dez 1996.
- ELMER, B.; GILLET, B. E.. *The Design, Analysis and Implementation of Parallel Simulated Annealing and Parallel Genetic Algorithms for Composite Graph Coloring Problem*. Ph D Thesis (Master of Computer Science), Rolla (MO): University of Missouri, 1993. 210p.
- IMEX®. *Three-Phase Implicit-Explicit Dual-Porosity/Dual-Permeability Black Oil Simulator*, User's Guide Version 96. Calgary, Alberta Canada. CMG. 1996.
- KIKUSH, M.. *Algoritmo para Otimização de Intervalo Produtor*. Tese de Mestrado. Campinas- São Paulo, UNICAMP. 1996.
- LAWLER, E. L.; LENSTRA, J. K.; RINNOOY, A. H. G. K; SHMOYS, D. B.. *The Traveling Salesman Problem*. Chichester, John Wiley & Sons. Novembro-1995.
- LIU, C. L.. *Introduction to Combinatorial Mathematics*. New York, MacGraw Hill, 1968.
- MANNARINO, R.. *Introdução à Engenharia Econômica*. Ouro Preto- Minas Gerais, Universidade Federal de Ouro Preto. 1985, 154p.
- METROPOLIS, H., et al. *Equation of State Calculations by Fast Computing Machines*. Journal of Chem. Physics, n. 21, 1953.
- NARVAEZ, C.; FERRER, A. ; CORPOVEN S.A.. *Prevention of Paraffin Well Plugging by Plunger-Lift Use*. SPE 21640. Presentation at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, Abril 1991.

- NEWENDORP, P. D.. *Decision Analysis For Petroleum Exploration*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Company. 1975.
- NICHOLSON, T. *Optimization in Industry Optimization Techniques*. London: Longman Press, 1971.
- ODEH, A. S., *Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem*, J.P.T., 33, pp.13-25, 1981(JAN).
- PAPADIMITRIOU, C. H.; STEIGLITZ, K.. *Combinatorial Optimization: Algorithms and Complexity*. New York, Prentice-Hall, 1982.
- PRESS, W. H. et al. *Numerical Recipes in Fortran the Art of Scientific Computing*. 2 ed. Cambridge, Cambridge University Press. p 387-447. 1992.
- PUREZA, V. M. M. *Problemas de Roteamento de Veículos Via Metaheurísticas*. Tese de Mestrado. Campinas- São Paulo, UNICAMP. 1990.
- RODRIGUES, L. H. A.. *Busca de Solução Ótima Em Problemas de Roteamento com Restrição de Tempo*. Tese de Mestrado. Campinas- São Paulo, UNICAMP. 1989.
- RODRIGUES, R. F. *Times Assíncronos Para a Resolução de Problemas de Otimização Combinatória com Múltiplas Funções Objetivo*. Tese de Mestrado. Campinas- São Paulo, UNICAMP. 1996.
- SILVA, P. M. B.. *Algoritmo para Estocagem e Roteamento*. Tese de Mestrado. Campinas-São Paulo, UNICAMP. 1992.
- THUESEN. G. J.; FABRYCKY, W. J.. *Engineering Economy*. New Jersey, Englewood Cliffs: Prentice-Hall International Series in industrial and System engineering. 6 ed. 1984.

TORRES, G. J.; CORPOVEN S. A.. *Utilization of Submersible Pump Systems in Southwestern Venezuela*. SPE 21667. Oklahoma City, Oklahoma Production Operations Symposium ., Abril 1991.

Apêndice A

Descrição do Valor Presente

Na determinação da perda decorrente do fechamento de um poço, deve-se analisar qual a sua influência no valor atual de toda a produção que o campo venha a produzir economicamente. Este conceito de valor da produção acumulada é denominado como valor presente (P).

O valor presente é uma variável econômica que está relacionada com a taxa de juros devido a um capital investido para efetuar um determinado projeto. Se for considerado uma quantia de dinheiro **P** que será investida durante um período **t** com uma taxa **T** de retorno, então ao final do período o capital estará incrementado para:

$$P_a = P.(1 + T)^t \quad (\text{A .1})$$

Portanto, pode-se dizer que **P** é o valor presente de **P_a** que será recebido após o período **t**. Ou :

$$P = P_a / (1 + T)^t \quad (\text{A .2})$$

Dado um arquivo resumo da saída do simulador constando para cada tempo (t_i) uma vazão de óleo (Q_i), pode-se determinar o valor presente das reservas deste campo

descontando a produção pela taxa mínima de atratividade (T_{ma}). Estas quantidades de produção são trazidas ao presente admitindo-se uma produção constante em cada intervalo de tempo e descontadas no **ponto médio** de cada intervalo de tempo . Assim se obtém:

$$P = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{Q_i \cdot (t_i - t_{i-1})}{(1 + T_{ma})^{(t_i + t_{i-1})/2}} \quad (A.3)$$

Supondo que será analisada uma interrupção em um reservatório que tem um tempo de vida (t_v), e que o reservatório produzirá até o abandono (t_{ab}), o valor presente deve estar referenciado ao momento da análise. Obtendo-se a equação a ser utilizada:

$$P = \sum_{t_j=t_v}^{t_i=t_{ab}} \frac{Q_i \cdot (t_i - t_{i-1})}{(1 + T_{ma})^{(t_i + t_{i-1} - 2t_v)/2}} \quad (A.4)$$

Nota técnica : a taxa T depende da unidade de tempo utilizada. Sendo T a taxa definida numa unidade de tempo tu , a taxa T' para tempos expressos na unidade tu' será:

$$T' = (1 + T)^K - 1 \quad (A.5)$$

Onde $K = tu' / tu$. Por exemplo: se $tu' = 1$ ano e $tu = 1$ mês, então $K=12$; assim se $T = 1\%$ ao mês, então $T' = 12,7\%$ ao ano.

Apêndice B

Fluxogramas dos Programas de Determinação das Perdas

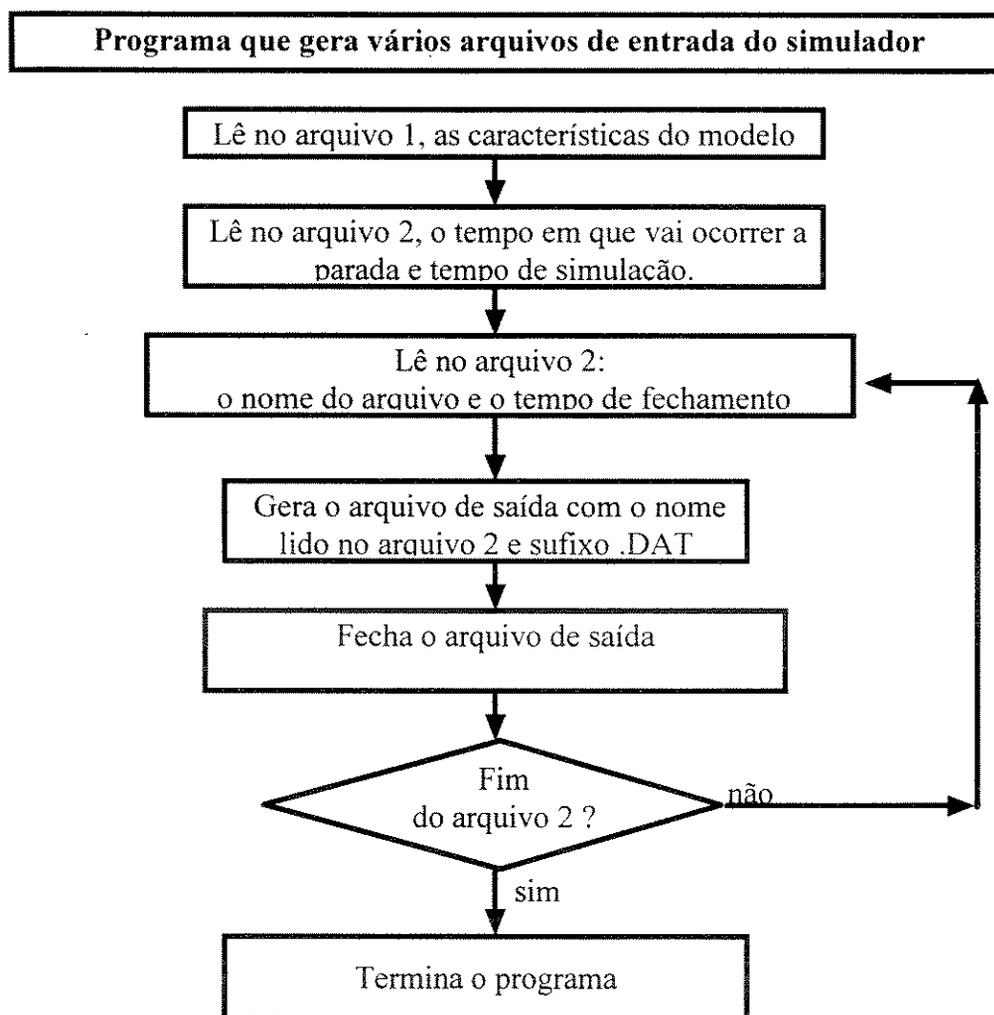


Figura B.1 : Programa que gera vários arquivos de entrada do simulador

Programa que gera o arquivo de saída e calcula o valor presente

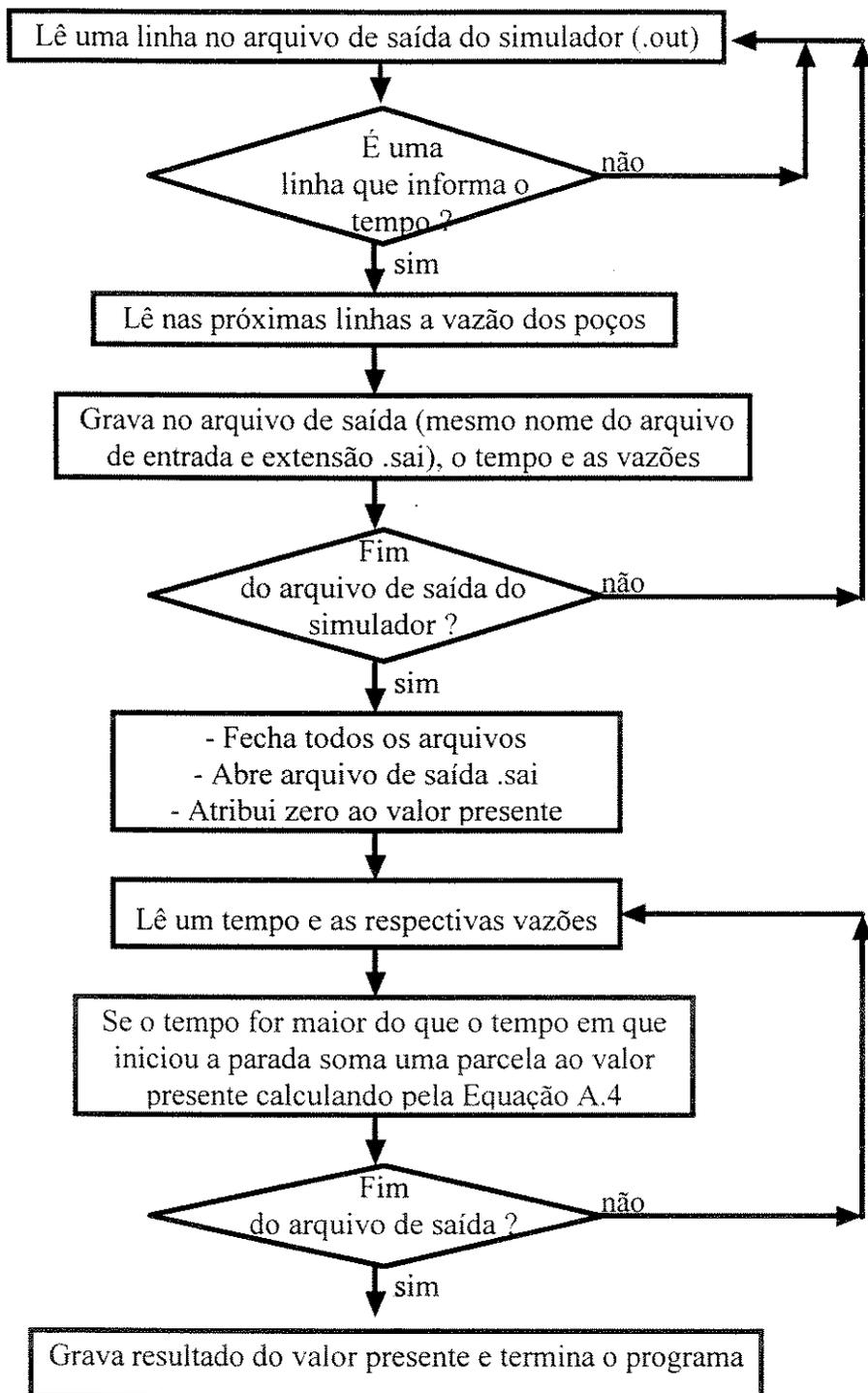


Figura B.2 : Fluxograma do programa que gera arquivos de saída e calcula o valor presente

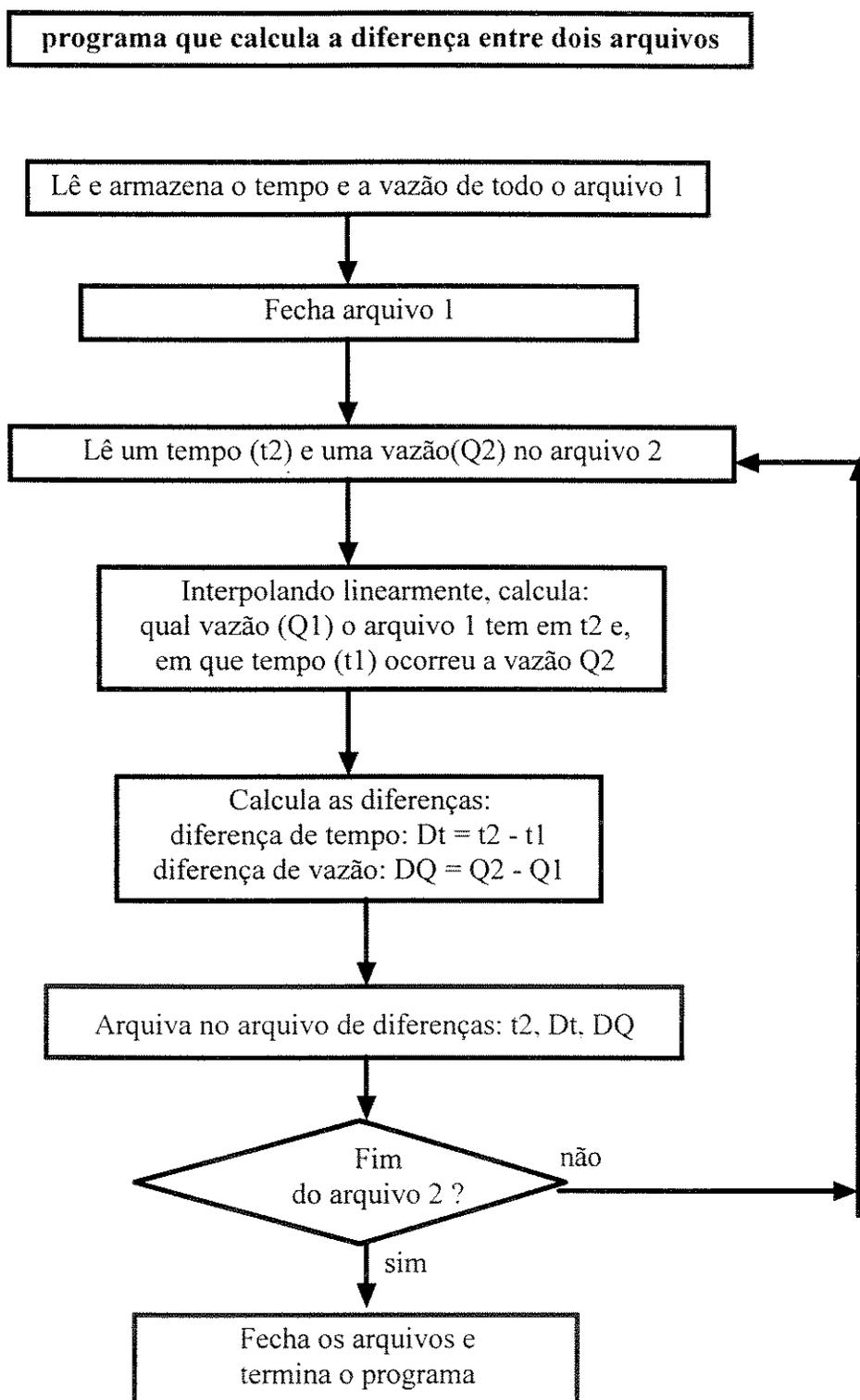


Figura B.3 : Fluxograma do programa que calcula a diferença entre dois arquivos

Apêndice C

Descrição dos Reservatórios Simulados

Os reservatório analisados foram baseados em dois projetos do SPE, que já haviam sido implementados para o simulador IMEX®. O primeiro projeto foi denominado de MXSPE1.DAT e é baseado no primeiro projeto comparativo de soluções do SPE, *Odeh(1981)*. Este projeto é um problema de injeção de gás em um reservatório cartesiano com a malha de 10x10x3 blocos, onde o poço produtor está no bloco (10,10,1) e o poço injetor está no bloco (1,1,3). Existe um grande contraste de permeabilidade vertical. Este projeto está detalhado na Tabela C.1.

O segundo projeto foi implementado para o IMEX® e denominado de MXSPE2.DAT. Este exemplo é baseado no segundo projeto comparativo de soluções do SPE, *Chappelear e Nolen (1982)*. Este projeto foi feito para estudo de cone de três fases e foi representado como uma malha radial com dez divisões na direção radial, uma na direção tangencial e quinze divisões na direção vertical. O poço produtor está situado no eixo vertical no meio do cilindro e completado nas camadas 8 e 9. Este projeto está detalhado nas Tabelas C.2 e C.3.

Tabela C.1 dados do reservatório de Odeh

geometria	comprimento e largura, m	1524
	espessura, m	30.48
	raio do poço, m	0.0762
	blocos horizontais	10 x 10
	camadas verticais	3
	profundidade da base, m	609.6
	porosidade	0.3
	ângulo de inclinação da formação, graus	0
fluido e rocha	compressibilidade da rocha, Pa ⁻¹	4.35×10^{-10}
	compressibilidade da água, Pa ⁻¹	4.41×10^{-10}
	compressibilidade do óleo, Pa ⁻¹	2.78×10^{-9}
	permeabilidade vertical da camada 1, μm^2	19.7×10^{-3}
	permeabilidade vertical da camada 2, μm^2	39.5×10^{-3}
	permeabilidade vertical da camada 3, μm^2	59.2×10^{-3}
	permeabilidade horizontal da camada 1, μm^2	236.9×10^{-3}
	permeabilidade horizontal da camada 2, μm^2	59.2×10^{-3}
	permeabilidade horizontal da camada 3, μm^2	592.2×10^{-3}
	peso específico do óleo, kg/m ³	740
	peso específico da água, kg/m ³	1.04
	peso específico do gás, kg/m ³	996
	viscosidade da água (20.7MPa), Pa.s	0.00031
	viscosidade do óleo (20.7MPa), Pa.s	0.000594
viscosidade do gás (20.7MPa), Pa.s	0.0000228	
condições iniciais	saturação de óleo inicial	0.88
	Pressão do óleo inicial, Mpa	33.1
poços	fator de película	0
	pressão de escoamento mínima, Mpa	6.89

Tabela C.2 dados do reservatório de Chappellar e Nolen

Geometria	espessura, m	109
	raio externo, m	625
	raio do poço, m	0,076
	camadas radiais	10
	camadas verticais	15
	profundidade do topo, m	2743
	ângulo de inclinação da formação, graus	0
	Rocha e fluidos	compressibilidade da rocha, Pa ⁻¹
compressibilidade da água, Pa ⁻¹		$4,3 \times 10^{-10}$
peso específico do óleo, kg/m ³		720
peso específico da água, kg/m ³		1000
peso específico do gás, kg/m ³		1.1
viscosidade da água (24.8MPa), Pa.s		$0,96 \times 10^{-3}$
viscosidade do óleo (24.8MPa), Pa.s		$0,95 \times 10^{-3}$
permeabilidade horizontal/vertical		10
razão de mobilidade água-óleo		0,64
Condições iniciais	Profundidade do contato gás-óleo, m	2754
	Pressão do óleo no contato, Mpa	24.8
	Profundidade do contato água-óleo, m	2807
dados de poços	fator de película	0
	pressão de escoamento mínima, Mpa	20.7

Tabela C.3 : Dados complementares ao modelo de Chappellar e Nolem

camadas	Espessura (m)	Permeabilidade horizontal ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	Porosidade
1	6,096	34,5	0,087
2	4,572	46,9	0,097
3	7,9248	146,1	0,111
4	4,572	199,4	0,160
5	4,8768	88,8	0,130
6	4,2672	412,5	0,170
7	2,4384	764,9	0,170
8	2,4384	59,2	0,080
9	5,4864	673,1	0,140
10	3,6576	465,8	0,130
11	5,7912	123,4	0,120
12	5,4864	296,1	0,105
13	6,096	135,7	0,120
14	15,24	188,5	0,116
15	30,48	345,4	0,157

- Reservatório 1: Baseado no arquivo MXSPE2.DAT, reservatório radial com um poço no centro. Foi mudado o número de camadas para 1, com os dados da primeira camada.
- Reservatório 2 : Baseado no arquivo MXSPE1.DAT, reservatório com malha retangular com um poço no canto e um injetor na diagonal oposta. O poço injetor foi retirado e passado o número de camadas para 1, com os dados da primeira camada.
- Reservatório 3 : Baseado no arquivo do reservatório 1, a pressão de bolha foi colocada igual à pressão mínima de operação do poço (14 MPa). Utilizado para analisar perda de um poço no reservatório sem gás no reservatório.
- Reservatório 4 : Baseado no arquivo do reservatório 2. Foi mudada a pressão de bolha e a pressão mínima de fluxo no fundo do poço, estas pressões foram alteradas para 14 MPa. Foi colocado mais um poço produtor na diagonal oposta com as mesmas características do poço existente.
- Reservatório 5 : Baseado no arquivo do reservatório 4. foram colocados mais dois poços nas outras duas diagonais.
- Reservatório 6 : Baseado no arquivo do reservatório 2. Foi mudado o número de blocos na horizontal para 5 para cada lado.
- Reservatório 7 : Baseado no arquivo MXSPE1.DAT. Com alterações na parte numérica.
- Reservatório 8 : Baseado no arquivo MXSPE2.DAT. Com alterações na parte numérica e abaixado o contato óleo-água.

Apêndice D

Fluxogramas dos Programas de Roteamento

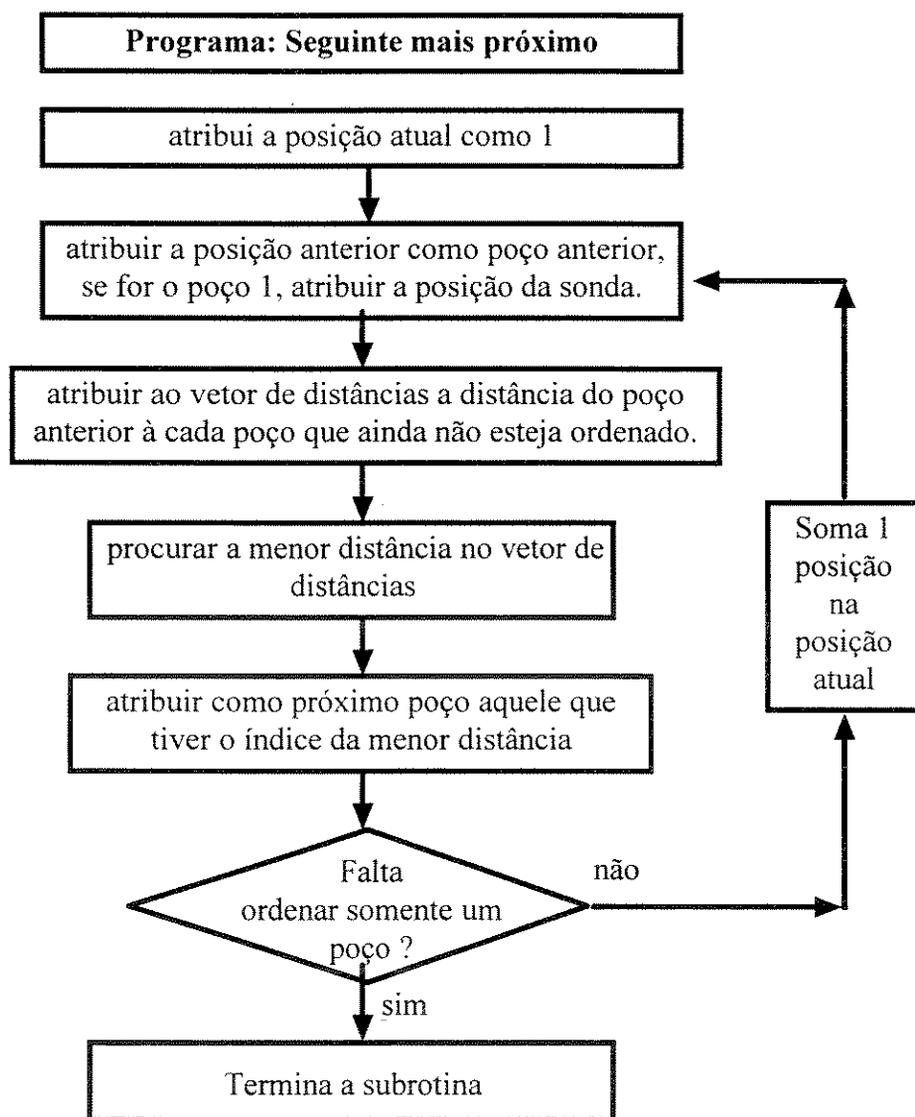


Figura D.1 : Fluxograma do programa de roteamento : Seguinte mais próximo

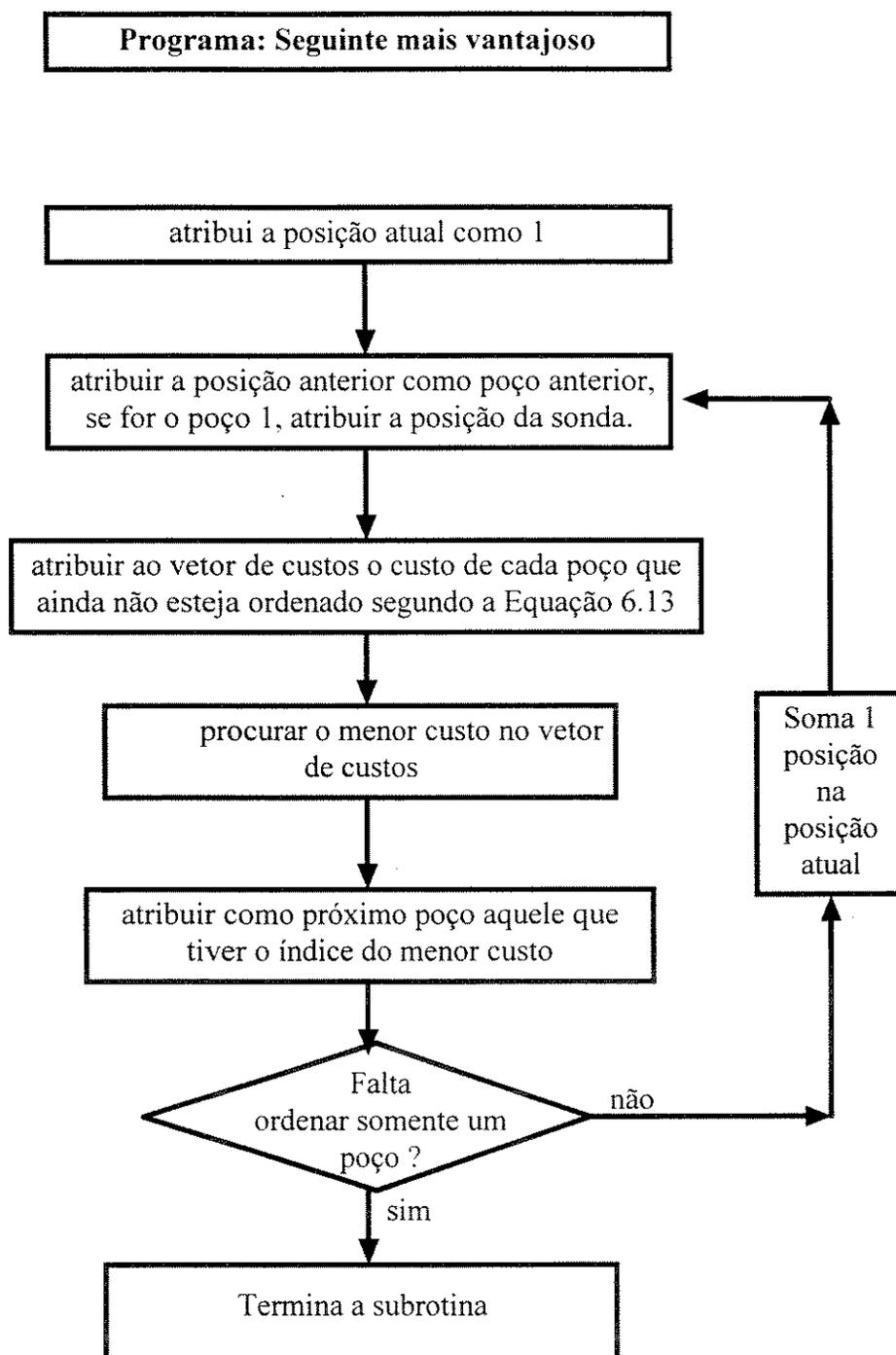


Figura D.2 : Fluxograma do programa de roteamento : Seguinte mais vantajoso

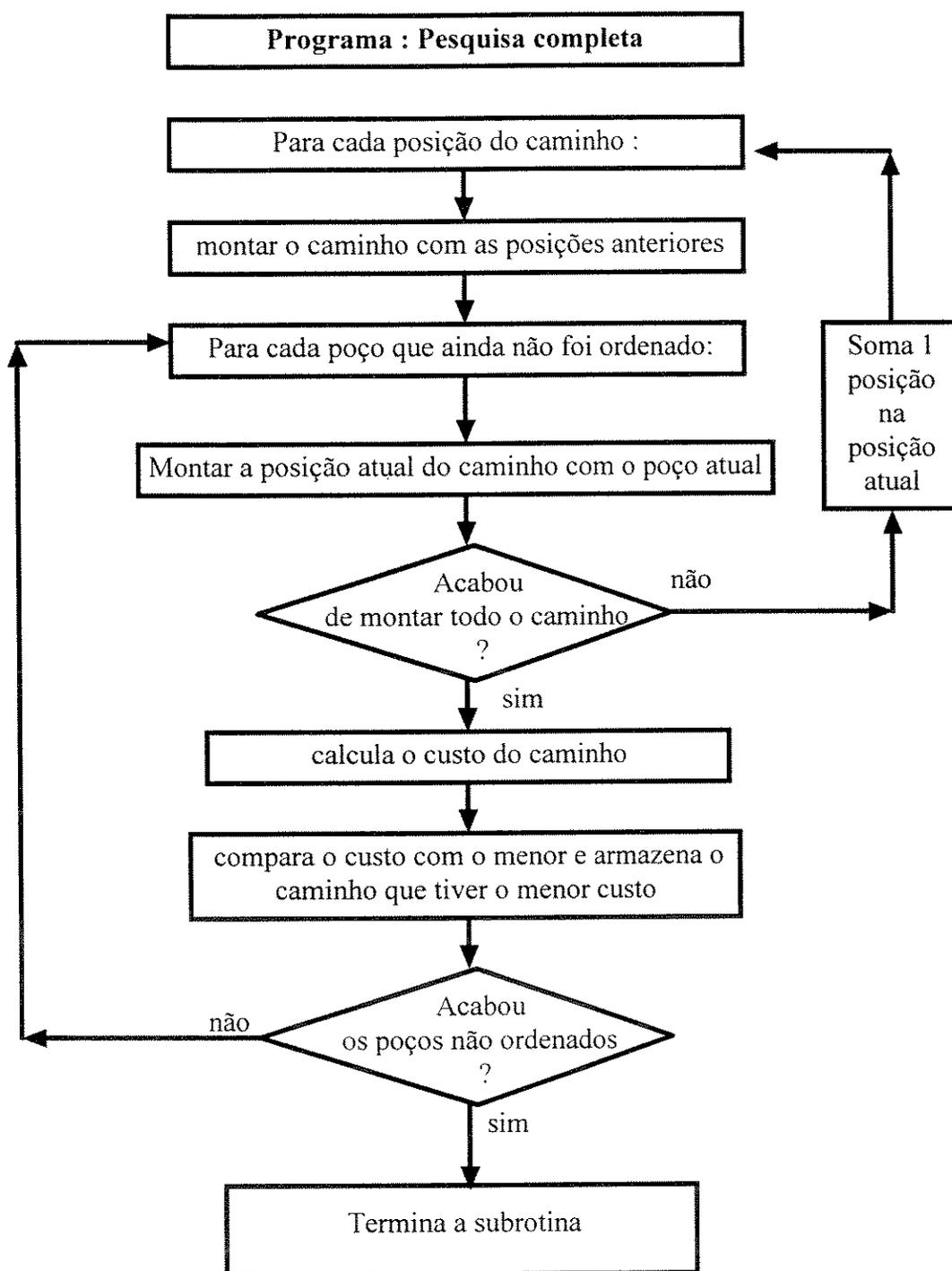


Figura D.3 : Fluxograma do programa de roteamento : pesquisa completa

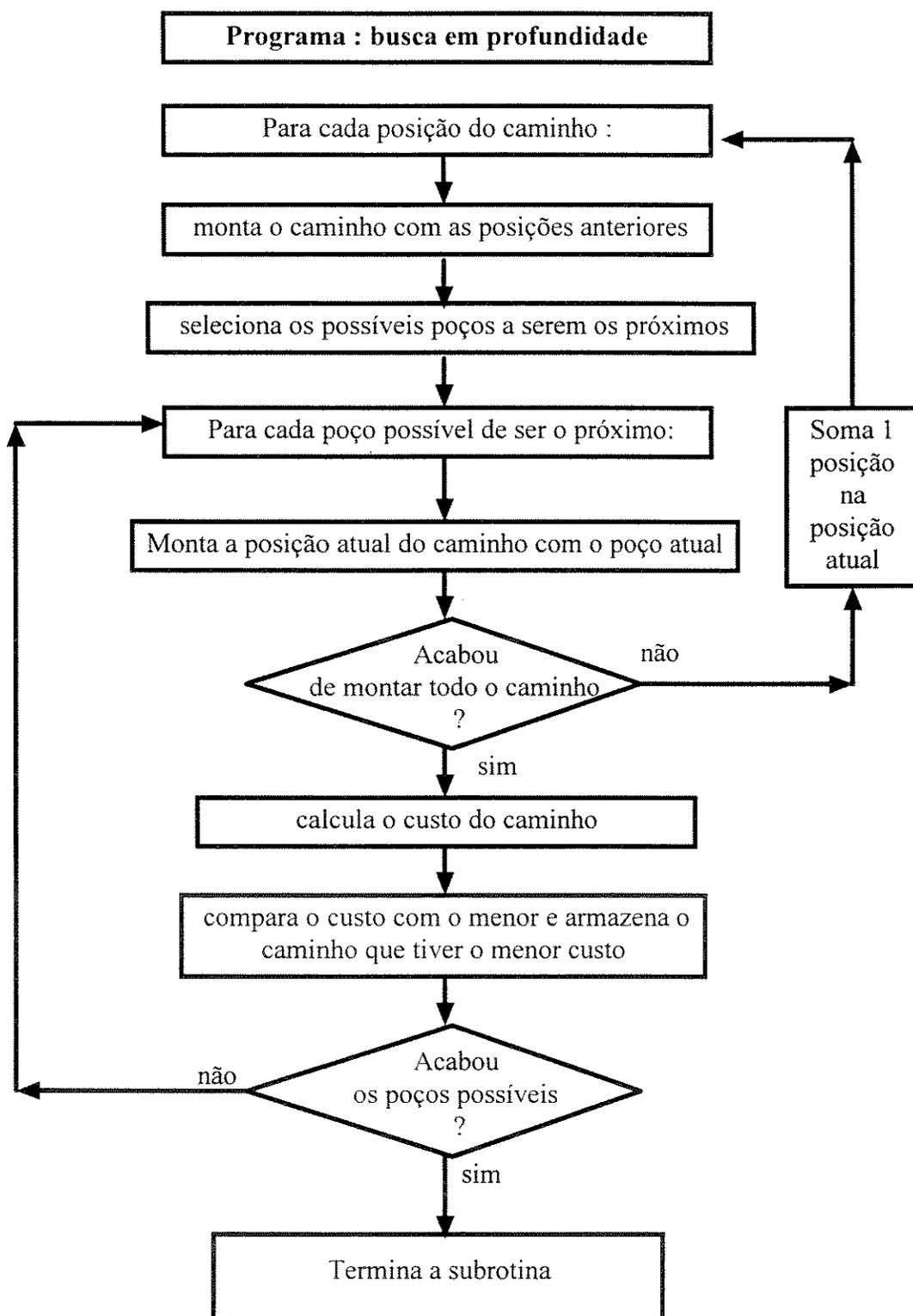


Figura D.4 : Fluxograma do programa de roteamento : busca em profundidade

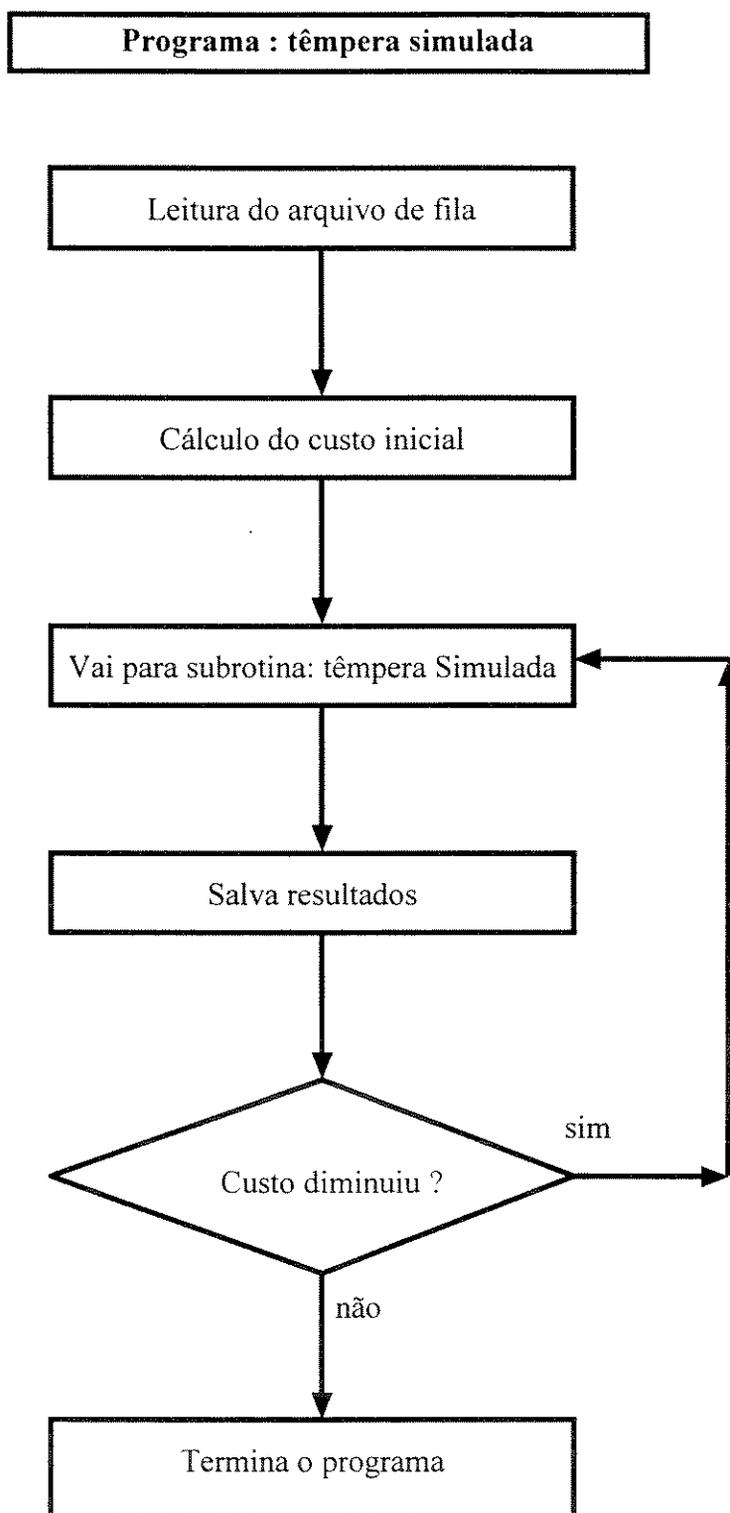


Figura D.5 : Fluxograma do programa da têmpera simulada

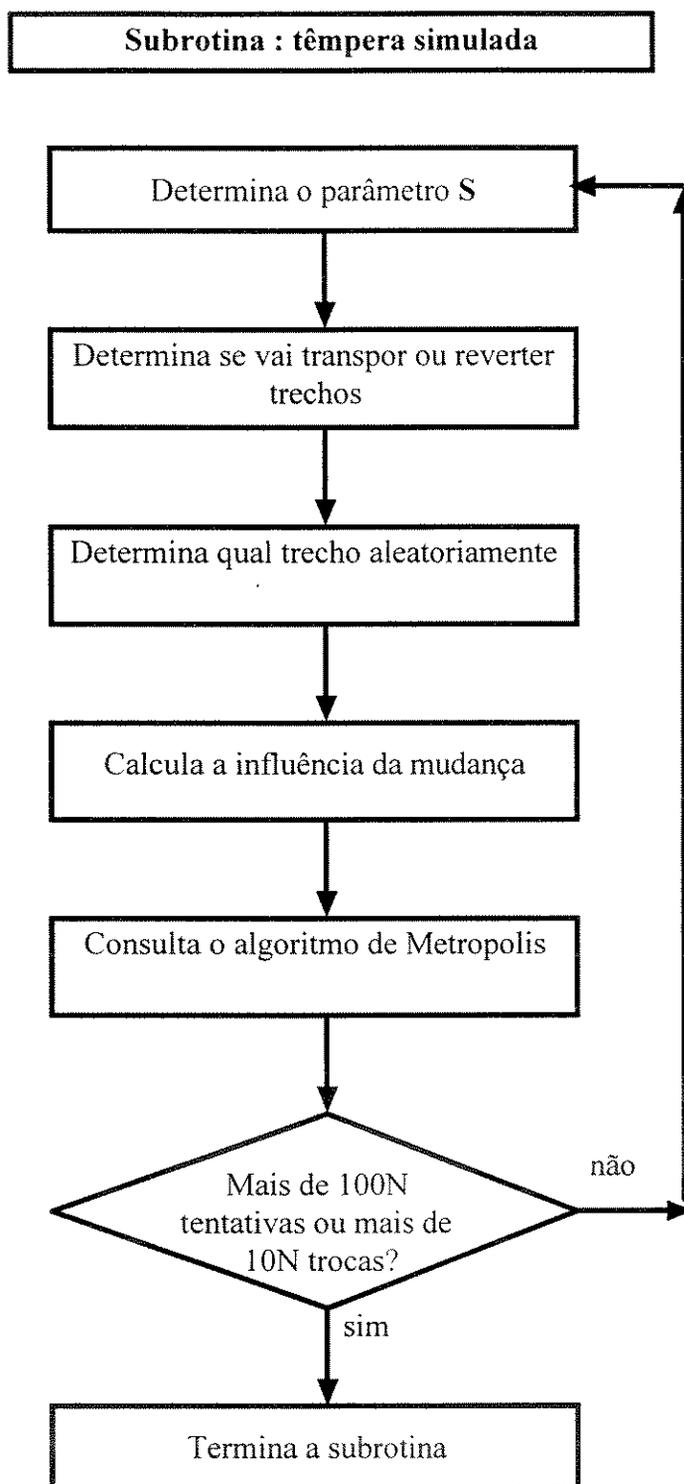


Figura D.6 : Fluxograma da subrotina tempera simulada