

28/08/95
Fav. 95

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

Dissertação Apresentada á
Faculdade de Engenharia Mecânica
Como Requisito Parcial para a Obtenção do
Titulo de Mestre em Engenharia de Petróleo

OTIMIZAÇÃO DOS PARÂMETROS MECÂNICOS
NAS BROCAS PARA OBTER O CUSTO MÍNIMO
DE UMA FASE DE UM POÇO

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por ROBERTO VINICIUS
BARAGAN e aprovada
pela comissão julgadora em 10 / 08 / 1995.


ORIENTADOR

Autor : Roberto Vinicius Barragan

Orientador : Eric Edgar Maidla

28/95

Agosto de 1995



960167

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA	T/UNICAMP
	B2710
V. Ex.	
FÓRMO BC/	26729
PROC	66796
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	7/2/96
N.º CPD	

CM000 83000-1

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

B2710 ✓

Barragan, Roberto Vinícius

Otimização dos parâmetros mecânicos nas brocas para obter o custo mínimo de uma fase de um poço / Roberto Vinícius Barragan. -- Campinas, SP: [s.n.], 1995.

Orientador: Eric Edgar Maidla.

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

1. Poços de petróleo - Perfuração. 2. Estimativa de parâmetro. 3. Engenharia do petróleo. 4. *Otimização dos parâmetros mecânicos. I. Maidla, Eric Edgar. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

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

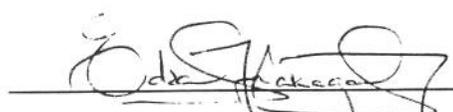
A dissertação “Otimização dos Parâmetros Mecânicos nas Brocas para Obter o Custo Mínimo de uma Fase de um Poço” elaborada por Roberto Vinicius Barragan foi aceita pela subcomissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 10 de Agosto de 1995

Banca Examinadora



Otto Luiz Alcântara Santos, Ph.D.



Edson Yoshinoto Nakagawa, Ph.D.



Celso Kazuyuki Morooka, Ph.D.

Com especial carinho
A minha família, João e Neusa
Aos Meus Pais, Enil e Beatriz
e a você.

AGRADECIMENTOS

À PETROBRÁS e à UNICAMP pela oportunidade ímpar de enriquecimento profissional e cultural.

Aos Prof. Dr. Eric Edgar Maidla e Prof. Dr. Otto Luiz Alcântara Santos pela orientação e dedicação a este trabalho.

A todos os professores, funcionários e colegas da UNICAMP, pela ajuda, incentivo além do agradável convívio por eles proporcionado.

Ao CEN-NOR e a todos os seus funcionários pelo auxílio e constante estímulo que recebi durante toda a minha permanência. Sem dúvida o melhor lugar de trabalho e enriquecimento pessoal e profissional que já tive o prazer de conhecer.

A todos aqueles funcionários da PETROBRÁS que, durante a elaboração deste trabalho, sempre se prontificaram a resolver meus problemas com presteza.

A todas as pessoas que direta e indiretamente contribuíram na elaboração deste trabalho.

RESUMO

O custo total da perfuração de um poço pode ser dividido em duas categorias: Custos fixos e variáveis. Entre os custos variáveis está incluído o custo que resulta do tempo realmente gasto com a perfuração do poço. Este custo, sob certas circunstâncias pode ser extremamente elevado dependendo dos parâmetros usados, tais como peso sobre a broca, rotação e tempo de broca fundo. Consequentemente estes parâmetros devem ser selecionados para minimização ou otimização do custo total do poço.

Existem vários modelos de perfuração para encontrar a combinação destes parâmetros que produzem o custo mínimo de perfuração. Entretanto, há poucos trabalhos na literatura que analisam e comparam estes modelos. Destes trabalhos poucos se preocupam em propor uma metodologia para a escolha dos parâmetros de perfuração visando conseguir o custo mínimo de uma fase do poço. Esta deficiência motivou esta tese. Assim, ela tem como principais objetivos (1) estudar os principais modelos utilizados na otimização dos parâmetros mecânicos durante a perfuração, (2) analisar as técnicas disponíveis de otimização e (3) propor uma técnica, baseada na pesquisa heurística, para determinação dos parâmetros mecânicos que otimizam a perfuração de uma determinada fase do poço.

Esta tese é composta de 5 capítulos. No Capítulo 1, o objetivo deste trabalho é precisamente definido e uma breve revisão dos aspectos importantes relacionados com a otimização dos parâmetros mecânicos é apresentada. Uma revisão bibliográfica englobando tópicos importantes relacionados à escolha dos parâmetros adequados e otimização da perfuração está presente no Capítulo 2. No Capítulo 3, uma análise dos mais importantes modelos de taxa de penetração é apresentada, onde ênfase é dada aos modelos de Bourgoyne e Young e de Warren. O Capítulo 4 analisa algumas técnicas de otimização e propõe uma metodologia baseada na pesquisa heurística para otimizar o custo da fase do poço de petróleo. O último capítulo apresenta as mais importantes conclusões tiradas durante o desenvolvimento desta pesquisa e recomendações para futuros trabalhos.

ABSTRACT

The total drilling cost of a well can be broken into two categories: variable and fixed drilling costs. Among the variable ones, it is included the cost that results from the time actually spent drilling the well. This cost, that under certain situations can be very high, depends on many drilling parameters such as bit weight, rotary speed and bit drilling time. Consequently, these parameters should be selected to minimize or optimize the total cost of a well.

There exist many drilling models for finding the combination of these drilling parameters that produces the minimum drilling cost. However, there is only a limited number of papers that analyze or compare these drilling model predictions. Furthermore, only a few papers have proposed calculation procedures for finding the drilling parameters that yield the minimum drilling cost for a phase of the well. The lack of studies on this subject has motivated this research. Thus, its main objectives are (1) to analyze the models for drilling rate determination available in the oil industry, (2) to study some available techniques of optimization and (3) to propose a methodology or calculation procedure to determine the drilling parameters that minimize the drilling cost of a certain section of a well.

This thesis comprises five chapters. In Chapter 1, the objectives of this research are precisely defined. Also, a brief review of some important aspects related to drilling optimization is presented. A literature review on some topics associated with the selection of the drilling parameters to minimize the drilling cost is presented in Chapter 2. Chapter 3 shows an analysis of the most important models for predicting drilling rates. Emphasis is given to two models: (1) Bourgoyne and Young and (2) Warren. In Chapter 4, some available optimization techniques are studied and a methodology for optimizing the drilling cost of a certain section of the well is proposed. This methodology makes use of the heuristic procedure to find the best combination of drilling parameters that yields the minimum drilling cost for a well section. Finally, Chapter 5 shows the most important conclusions drawn during the development of this research and presents some suggestions for future works

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS UTILIZADOS

α	Perfurabilidade
Δm	Avanço da broca em metros
ΔP	Diferença entre peso específico da formação e o fluido no poço
Δt	Intervalo de tempo
Δt_c	Tempo de trânsito compressional
Δt_s	Tempo de trânsito cisalhante
ε	Ductibilidade
Φ	Porosidade
λ	Expoente da rotação
μ	Módulo de Poisson
ρ	Massa específica
σ	Resistência a compressão
τ_b	Abrasividade no rolamento
τ_h	Abrasividade da formação
A	Área transversal
A_f	Abrasividade
a, b, c	Constantes
$a_2, a_3, a_4, a_5, a_6, a_7, a_8$	Constantes do modelo de Bourgoyne e Young
b_1	Ponto inicial da pesquisa de mínimo
b_i	Ponto do passo i durante a pesquisa de mínimo
B_x	Desgaste do rolamento
b	Constante do rolamento
C	Constante do desgaste
C_f	Perfurabilidade
C_2	Parâmetro do desgaste
D	Diâmetro
DTOR	Torque medida na broca
DWOB	Peso sobre a broca medido na broca

d	Diâmetro do jato
E	Módulo de Young
E	Força na qual ocorre formação de cratera
e_j	Versor na direção j
F	Avanço da broca em pés
F_e	Força no limite elástico
F_j	Força hidráulica de impacto
F_r	Carregamento na ruptura
GR	Resposta do perfil de raios gama
H	Dureza
h	Fração do desgaste do dente
h_e	Deslocamento no limite elástico
h_j	Valor de incremento durante o passo j
I_f	Força de impacto
I_m	Força de Impacto modificada
$Is(50)$	Índice de resistência
$Jl, C, e_p, e_r, e_h, e_o, e_d$	Constantes do modelo de Bourgoyne e Young modificado
K	Coefficiente de Plasticidade
K	Condition Number
M	Maior peso sem ocorrer avanço
m	Número de constantes do modelo
mci	Multicollinearity Index
N	Resposta do perfil de neutrons
N	Rotação da broca
n	Número de pontos
p'	Profundidade da cratera
$prof$	Profundidade de perfuração
R^2	Coefficiente de correlação
R^2_{ajust}	Coefficiente ajustado de correlação
R_t	Resistividade
S	Desintegração específica
S_d	Resistência a perfuração

S^2	Resistência a compressão da rocha
SE	Energia específica
SH	Argilosidade
s^2	Variância
T	Torque
T_x	Taxa de penetração
t	Tempo
t_f	Tempo de falha
u_0	Velocidade nos jatos
u_r	Velocidade de retorno
V	Volume
VIF	Variance Inflation Factors
W	Peso sobre a broca
W_r	Trabalho total até atingir a ruptura
W_e	Trabalho elástico
$x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8$	Variáveis do modelo de Bourgoyne e Young
y_i	Valor medido
\hat{y}_i	Valor estimado

ÍNDICE

	Página
Capítulo 1 - Introdução	
1.1 Objetivos	1
1.2 Definição de fase do poço	1
1.3 Conhecimentos básicos sobre broca	2
1.4 Conhecimentos básicos sobre rocha	5
Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica	
2.1 Determinação da dureza da rocha	7
2.2 Escolha da broca	27
2.3 Modelos de perfuração	35
2.4 Retirada da broca	46
Capítulo 3 - Análise dos Modelos	
3.1 Análise dos modelos de taxa de penetração	49
3.2 Análise da multicolinearidade, Modelo de Bourgoyne e Young	54
3.3 Análise do Modelo de Warren	61
3.4 Análise dos dois modelos completos	62
Capítulo 4 - Otimização dos Parâmetros Mecânicos	
4.1 Técnicas de otimização	65
4.2 Métodos de otimização	71
Capítulo 5 - Conclusões e Recomendações	
.....	91
Referências Bibliográficas	
.....	95
Apêndices	
Regressões multilíneas	99
Dados utilizados	103

Lista de Figuras

Figura 01 - Curva do carregamento	7
Figura 02 - Curva desintegração contra dureza	8
Figura 03 - Curva módulo de Young contra dureza	9
Figura 04 - Curva velocidade sônica contra dureza	9
Figura 05 - Correlação dureza com velocidade sônica	10
Figura 06 - Correlações com a taxa de penetração	11
Figura 07 - Correlações com a taxa de penetração	11
Figura 08 - Curva do carregamento do inserto	12
Figura 09 - Correlação sônico resistência	13
Figura 10 - Correlação tempo de trânsito resistência	14
Figura 11 - Correlação sônico resistência	14
Figura 12 - Correlação sônico com perfurabilidade	16
Figura 13 - Correlação sônico com módulo de Young	16
Figura 14 - Correlação sônico com módulo de cisalhamento	17
Figura 15 - Comparação entre perfis	18
Figura 16 - Correlação Is(50) com raios gama	18
Figura 17 - Correlação Is(50) com tempo de trânsito	19
Figura 18 - Correlação Is(50) com o perfil neutrão	19
Figura 19 - Rocha permeável	20
Figura 20 - Rocha impermeável	20
Figura 21 - Variação com a profundidade	20
Figura 22 - Variação com a compressibilidade	20
Figura 23 - Variação com a pressão de poros	21
Figura 24 - Resistividade contra resistência da rocha	22
Figura 25 - Tempo de trânsito contra resistência da rocha	23
Figura 26 - Tempo de trânsito com resistência da rocha	24
Figura 27 - Porosidade com resistência da rocha	24
Figura 28 - Porosidade com resistência da rocha	24
Figura 29 - Tempo de trânsito cisalhante com a resistência da rocha	25
Figura 30 - Densidade com a resistência da rocha	25
Figura 31 - Raios gama com a resistência da rocha	25
Figura 32 - Resistência com a profundidade	26
Figura 33 - Resistência com a profundidade	26
Figura 34 - Variação das características da broca com a classe	27
Figura 35 - Variação das características da broca com a classe	28
Figura 36 - Gráfico de Mason para escolha de broca	33
Figura 37 - Offset da broca	41
Figura 38 - Torque adimensional contra taxa de penetração adimensional	46
Figura 39 - Variação dos parâmetros mecânicos com a dureza - Modelo B&Y	62
Figura 40 - Variação dos parâmetros mecânicos com a abrasividade - Modelo B&Y	63

Figura 41 - Variação dos parâmetros mecânicos com a dureza - M. Warren.....	63
Figura 42 - Variações dos parâmetros mecânicos com a abrasividade - M. Warren.....	64
Figura 43 - Fluxograma da técnica Hooke e Jeeves - Principal	66
Figura 44 - Fluxograma da técnica Hooke e Jeeves - Continuação	66
Figura 45 - Metragem máxima em função do peso sobre a broca e rotação	67
Figura 46 - Tempo máximo de perfuração em função do peso sobre broca e rotação	68
Figura 47 - Taxa de penetração em função do peso sobre a broca e rotação	68
Figura 48 - Fluxograma da técnica da pesquisa heurística	70
Figura 49 - Variação do intervalo perfurado para variação de 10% no custo métrico	74
Figura 50 - Variação do custo métrico com o número de tentativas.....	75
Figura 51 - Variação do custo total com o número de tentativas.....	75
Figura 52 - Custo total da fase em formação homogênea utilizando B&Y.....	77
Figura 53 - Custo métrico da fase em formação homogênea utilizando B&Y	77
Figura 54 - Percentual do custo em formação homogênea utilizando B&Y.....	78
Figura 55 - Custo total da fase em formação homogênea utilizando Warren	79
Figura 56 - Custo métrico da fase em formação homogênea utilizando Warren	79
Figura 57 - Porcentagem do custo em formação homogênea utilizando Warren.....	80
Figura 58 - Custo total da fase em várias formações utilizando B&Y.....	81
Figura 59 - Custo métrico da fase em várias formações utilizando B&Y.....	82
Figura 60 - Custo métrico da fase em várias formações utilizando B&Y.....	82
Figura 61 - Custo métrico da fase em várias formações utilizando B&Y.....	83
Figura 62 - Percentual do custo em várias formações utilizando B&Y	83
Figura 63 - Percentual do custo em várias formações utilizando B&Y	84
Figura 64 - Custo total da fase em várias formações utilizando Warren.....	85
Figura 65 - Custo métrico da fase em várias formações utilizando Warren.....	85
Figura 66 - Custo métrico da fase em várias formações utilizando Warren.....	86
Figura 67 - Custo métrico da fase em várias formações utilizando Warren.....	86
Figura 68 - Porcentagem do custo em várias formações utilizando Warren.....	87
Figura 69 - Porcentagem do custo em várias formações utilizando Warren.....	87
Figura 70 - Variação estocástica do custo métrico, várias formações Warren.....	88
Figura 71 - Perfuração de uma broca atravessando intercalações mole-dura.....	89
Figura 72 - Perfuração de uma broca atravessando intercalações dura-mole.....	90
Figura 73 - Curva de aprendizado	93

Lista de Tabelas

Tabela 01 - Modelo Moore	51
Tabela 02 - Modelo Maurer	51
Tabela 03 - Modelo Bingham	52
Tabela 04 - Modelo Cunningham	52
Tabela 05 - Modelo Eckel	52
Tabela 06 - Modelo Galle	53
Tabela 07 - VIF da Arabian Gulf Area	54
Tabela 08 - R^2, R^2_{ajust}, s da Arabian Gulf Area	55
Tabela 09 - R^2_{ajust} da Arabian Gulf Area	55
Tabela 10 - R^2_{ajust} da Arabian Gulf Area	56
Tabela 11 - s da Arabian Gulf Area	56
Tabela 12 - s da Arabian Gulf Area	56
Tabela 13 - VIF da Canadian Offshore	57
Tabela 14 - R^2, R^2_{ajust}, s da Canadian Offshore	57
Tabela 15 - R^2_{ajust} da Canadian Offshore	58
Tabela 16 - R^2_{ajust} da Canadian Offshore	58
Tabela 17 - Ridge regression da Canadian Offshore	58
Tabela 18 - Número de pesquisa necessária pela técnica Hooke e Jeeves	72
Tabela 19 - Perfuração ótima de uma broca em intercalações de rocha mole e dura	89
Tabela 20 - Perfuração ótima de uma broca em intercalações de rocha dura e mole	90

Lista de Equações

Equação 01 - Taxa de penetração média	4
Equação 02 - Taxa de penetração instantânea	4
Equação 03 - Dureza	7
Equação 04 - Desintegração específica	7
Equação 05 - Coeficiente de plasticidade	8
Equação 06 - Módulo de Young	8
Equação 07 - Taxa de penetração modelo de R. I. Morris	12
Equação 08 - Resistência a perfuração modelo de W. H. Somerton.....	13
Equação 09 - Perfurabilidade modelo de W. H. Somerton	14
Equação 10 - Índice de resistência modelo de A. S. Elkington.....	19
Equação 11 - Índice de resistência modelo de A. S. Elkington.....	19
Equação 12 - Tempo de trânsito cisalhante	21
Equação 13 - Razão tempo de trânsito cisalhante/compressional, alta porosidade.....	21
Equação 14 - Razão tempo de trânsito cisalhante/compressional, média porosidade.....	21
Equação 15 - Razão tempo de trânsito cisalhante/compressional, baixa porosidade.....	21
Equação 16 - Razão tempo de trânsito cisalhante/compressional, folhelho.....	21
Equação 17 - Razão tempo de trânsito cisalhante/compressional, geral	22
Equação 18 - Relação entre resistência a compressão da rocha e resistividade	22
Equação 19 - Relação entre resistência a compressão e vários perfis	23
Equação 20 - Relação entre resistência a compressão e tempo de trânsito	23
Equação 21 - Relação entre resistência a compressão e tempo de trânsito	23
Equação 22 - Relação entre resistência a compressão e porosidade	24
Equação 23 - Relação entre tempo de trânsito cisalhante e compressional.....	31
Equação 24 - Energia específica completa	34
Equação 25 - Energia específica simplificada	34
Equação 26 - Taxa de penetração modelo E. M. Galle e H. B. Woods.....	35
Equação 27 - Desgaste do dente modelo E. M. Galle e H. B. Woods.....	36
Equação 28 - Desgaste do rolamento modelo E. M. Galle e H. B. Woods.....	36
Equação 29 - Variação do peso sobre a broca	37
Equação 30 - Variação da rotação na broca	37
Equação 31 - Taxa de penetração modelo OWN	38
Equação 32 - Desgaste do dente modelo OWN	38
Equação 33 - Desgaste do rolamento modelo OWN	39
Equação 34 - Taxa de penetração primeiro modelo de T. M. Warren	40
Equação 35 - Taxa de penetração segundo modelo de T. M. Warren.....	40
Equação 36 - Força de impacto modificada modelo T. M. Warren	41
Equação 37 - Força de impacto	41
Equação 38 - Relação de velocidade entre o retorno do fluido e os jatos da broca	41
Equação 39 - Taxa de penetração terceiro modelo T. M. Warren.....	42
Equação 40 - Taxa de penetração modelo A. T. Bourgoyne e F. S. Young.....	42

Equação 41 - Desgaste do dente modelo A. T. Bourgoyne e F. S. Young.....	44
Equação 42 - Desgaste do rolamento modelo A. T. Bourgoyne e F. S. Young	44
Equação 43 - Tempo de desgaste do rolamento journal	47
Equação 44 - Equação de minimização	49
Equação 45 - Taxa de penetração modelo Moore	50
Equação 46 - Taxa de penetração modelo Maurer	50
Equação 47 - Taxa de penetração modelo Bingham	50
Equação 48 - Taxa de penetração modelo Cunningham	50
Equação 49 - Taxa de penetração modelo Eckel	50
Equação 50 - Taxa de penetração modelo Galle	50
Equação 51 - Cálculo da variância	51
Equação 52 - Cálculo do coeficiente de correlação	51
Equação 53 - Cálculo do coeficiente de correlação ajustado	51
Equação 54 - Taxa de penetração modelo de Bourgoyne e Young modificado.....	60
Equação 55 - Taxa de penetração modelo de Warren completo	61
Equação 56 - Taxa de penetração modelo de Warren primeira parcela	61
Equação 57 - Taxa de penetração modelo de Warren segunda parcela.....	61

CAPÍTULO 1

Introdução

Neste capítulo serão apresentados os objetivos desta pesquisa. Serão também revistos alguns conceitos e informações pertinentes a otimização da perfuração.

1.1 Objetivos

Esta tese possui dois principais objetivos. O primeiro objetivo é analisar os principais modelos de taxa de penetração utilizados na indústria de petróleo, avaliando a precisão de suas previsões e comparando-os. A ênfase desta análise recaiu sobre dois modelos: Modelo de Bourgoyne e Young e Modelo de Warren.

O segundo objetivo é desenvolver uma metodologia de cálculo, baseada na pesquisa heurística, para determinação (1) do número de brocas necessários à perfuração de uma fase do poço e (2) do peso sobre broca, da rotação e do tempo de perfuração ótimos de cada broca.

1.2 Definição de fase do poço

A perfuração de um poço de petróleo tem como principal objetivo estabelecer o fluxo de hidrocarbonetos da rocha reservatório até a superfície. Os poços de petróleo podem atingir grandes profundidades e por motivos operacionais não é perfurado de uma só vez, mas em diversas etapas. Estas etapas, chamadas fases do poço, são caracterizadas pelo diâmetro da broca em uso. Assim toda fase tem um diâmetro inferior a da anterior.

Uma fase consiste na perfuração de um trecho do poço iniciando-se na profundidade final da fase anterior e prosseguindo até a profundidade programada para o seu final. Para a perfuração deste trecho normalmente são necessárias várias brocas. No final da fase são descidos e cimentados tubos de revestimento de aço. A profundidade final de uma fase é determinada considerando-se os seguintes aspectos:

- Possibilidade de fechamento do poço em caso de influxo de algum fluido da formação sem fraturar a formação mais fraca.
- Estabilidade do poço ainda não revestido.
- Isolamento de formações problemáticas.
- Isolamento de aquíferos.

O custo da perfuração de uma fase pode alcançar milhares de dólares. Este valor está diretamente relacionado com a escolha e rendimento das brocas durante a perfuração. A escolha da broca e dos seus parâmetros de utilização normalmente são feitas com base no melhor que a broca possa apresentar isoladamente.

1.3 Conhecimentos básicos sobre broca

As brocas utilizadas na perfuração de poços de petróleo são classificadas como ⁽¹⁾:

- brocas integrais ou brocas dragas.
- brocas de cones cortantes ou brocas de rolamento.

As integrais, sem partes móveis, podem ser subdivididas em:

1 - Brocas dragas com lâminas: perfuram pelo efeito de raspagem; foram as primeiras brocas desenvolvidas; perfuram em formações muito moles. Atualmente estão em desuso.

2 - Brocas dragas com diamantes naturais: perfuram as formações pelo mecanismo de esmerilhamento; eram utilizadas em formações muito duras no início da perfuração; e

hoje são quase que exclusivamente utilizadas em testemunhagem ou para a perfuração de fases com diâmetros muito pequenos.

3 - Brocas dragas de diamantes artificiais (PDC): Atualmente com utilização crescente; foram introduzidas para se perfurar formações moles a altas taxas de penetração e com longa vida útil. Atualmente as brocas de diamantes artificiais estão perfurando formações cada vez mais duras.

As brocas de cones podem ser subdivididas de acordo com a estrutura de corte em brocas de dentes de aço e em brocas de insertos de carbureto de tungstênio. De acordo com o tipo do rolamento, em brocas de rolamento aberto, selado ou journal. As brocas de cones são as mais utilizadas, principalmente em poços terrestres. A grande maioria dos modelos de taxa de penetração foram desenvolvidos para este tipo de broca.

O processo de escolha e otimização das brocas utiliza as seguintes fontes de dados ⁽²⁾:

1 - Poços de Correlação: são poços perfurados em locais próximos e que atravessam as mesmas formações. O arquivo destes poços contém os rendimentos das brocas utilizadas, como também as características das formações obtidas através dos perfis e descrições litológicas. Da análise destes dados provém grande parte dos procedimentos para escolha e otimização das brocas.

2 - Experiência Pessoal: O acúmulo das experiências pessoais em acompanhamento de brocas, nas mais diversas condições, são de grande importância, pois permitem a obtenção da curva de aprendizagem mais rápida, como também a crítica mais objetiva.

3 - Fabricantes: A experiência e o grande banco de dados de posse dos fabricantes bem como a pesquisa de novas brocas tornam o fabricante uma das mais importantes fontes de dados.

Dentre as maneiras mais comuns de se analisar o rendimento das brocas estão:

1 - Taxa de penetração: é definida como a razão entre a metragem perfurada e o tempo de perfuração utilizado. Podem ser definidos dois tipos de taxa de penetração:

Taxa Penetração Média: T_x

$$T_x = \frac{\Delta M}{\Delta t} \dots\dots\dots (1)$$

Taxa de Penetração Instantânea: T_{xi}

$$T_{xi} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta M}{\Delta t} \dots\dots\dots (2)$$

2 - Metragem perfurada pela broca. Ela pode ser importante quando se procura uma broca para terminar uma fase ou para atravessar uma formação problemática.

3 - Custo métrico: é o custo total da perfuração dividido pela metragem perfurada pela broca. Os custos podem ser fixos ou variáveis. Os custos fixos são independentes do tempo em que a broca ficar no poço como por exemplo o próprio custo da broca. Os custos variáveis são a soma dos custos nos quais influem o tempo de operação, tais como a depreciação, o aluguel de equipamentos, o consumo de óleo diesel, o pessoal da sonda e do apoio e vários outros. O custo de pessoal é fixo para empresa, mas para a análise de uma broca este custo passa a ser variável, pois só será alocado ao custo métrico da broca enquanto ela permanecer no poço.

4 - Energia específica: é definida como a energia necessária para se perfurar uma unidade de volume de rocha.

1.4 Conhecimentos básicos sobre rocha

As rochas perfuradas pelas brocas podem ser classificadas de diversas maneiras. As mais comuns são:

1 - Pela origem ou gênese⁽³⁾

a) Rochas ígneas: são produzidas pelo resfriamento e solidificação do magma (material em fusão ou semi-fusão, não diferenciado em minerais). O magma é constituído por uma solução de silicatos no estado líquido mantido pelas altas temperaturas existentes no interior da crosta terrestre. Estas rochas são consideradas primárias pelo fato delas gerarem as rochas sedimentares e metamórficas. Elas podem ser subdivididas em intrusivas e extrusivas. Exemplos de rochas ígneas são o granito, o gabro, o basalto, o diabásio, o riolito, etc.

b) Rochas metamórficas: são formadas no interior da crosta terrestre pela ação das altas temperaturas, pressões e fluidos quimicamente ativos atuando sobre rochas preexistentes, produzindo modificações mais ou menos acentuadas. A rocha não perde sua identidade como unidade estrutural da crosta terrestre. Exemplos de rochas metamórficas são o gnaiss, a ardósia, o filito, o xisto, o quartzito, o mármore, etc.

c) Rochas sedimentares: são formadas na superfície da terra como resultado da desagregação e decomposição das rochas preexistentes e subsequente deposição mecânica ou química dos produtos desta destruição, incluindo nelas os produtos da atividade dos seres vivos. As rochas sedimentares terrígenas são derivadas de rochas fora da bacia sedimentar pela erosão e transportadas e depositadas para dentro da bacia. Exemplos de terrígenas são o arenito, o folhelho, o siltito, etc. As rochas sedimentares endógenas são formadas no interior da própria bacia de deposição. Podem ser subdivididas em:

Carbonáticas - calcarenito, calcissiltito, calcilutitos, etc.

Evaporíticas - halita, calcita, anidrita, gipsita, silvita, etc.

Silicosas - sílex, jaspe, diatomito, etc.

Ferrosas - hematita, magnetita, etc.

Fosfatadas - guano, fosforito, etc.

Orgânicas - turfa, linhito, hulha, antracito, carvão mineral, etc.

2 - Pelas propriedades mecânicas

a) Dureza: É a resistência da rocha à abrasão. Cada mineral e cada rocha tem uma dureza ou intervalo de dureza. A escala Mohs apesar de ser empírica é o padrão mais comum de dureza. Ela pode ser determinada pela raspagem de um material no outro. Algumas vezes a dureza é utilizada como critério de resistência das rochas.

b) Coeficiente de Poisson: É a relação entre a contração lateral relativa e o alongamento axial relativo em testes uniaxiais, que é constante entre os limites elásticos para determinado material.

c) Módulo de Young: É a constante de proporcionalidade entre uma tensão normal aplicada e o alongamento relativo observado em testes uniaxiais. Este valor também é constante para determinado material dentro do limite de proporcionalidade.

d) Resistência: É a habilidade do material resistir aos esforços externos a ele aplicado. A resistência pode ser dividida em dois principais grupos: resistência estática e resistência dinâmica.

e) Abrasividade: É a capacidade do material arrancar partículas ou pedaços de outro material por atrito.

CAPÍTULO 2

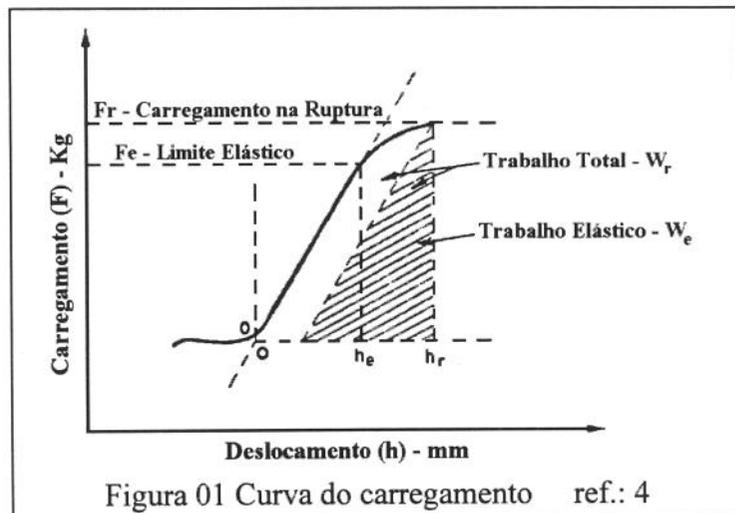
Revisão Bibliográfica

Neste capítulo será apresentada uma revisão da literatura concernente a tópicos de interesse da otimização dos parâmetros mecânicos. Assim, são revistos os mais importantes trabalhos relacionados à determinação da dureza da rocha, escolha de broca, modelos de perfuração e retirada da broca.

2.1 - Determinação da Dureza da Rocha

Em 1966, S. Gstader e J. Raynal⁽⁴⁾ estudaram as relações entre a dureza da rocha medida pelo método de Schreiner (este método consiste em pressionar uma superfície cilíndrica chamada inserto contra a rocha até ocorrer a falha, sendo a dureza definida como a carga na qual ocorre a ruptura dividida pela área do cilindro) e as suas propriedades mecânicas.

Através de experimentos, eles registraram a curva do carregamento contra deslocamento (Figura 01) e determinaram o módulo de Young, o coeficiente de plasticidade e a desintegração específica. Antes de cada teste,



a velocidade sônica na amostra também foi medida.

As propriedades determinadas foram as seguintes:

$$\text{Dureza (Kgf/mm}^2\text{)} \quad H = \frac{F_r}{A} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$\text{Desintegração Específica (mm}^2\text{/Kgf)} \quad S = \frac{V}{W_r} \quad \dots\dots\dots (4)$$

Coeficiente de Plasticidade $K = \frac{W_r}{W_e}$ (5)

Módulo de Young (Kgf/mm²) $E = \frac{(1 - \mu^2) \times F_e}{h_e \times D}$ (6)

Onde:

- Fr Carregamento no qual ocorreu a ruptura (Kgf)
- A Área transversal do inserto (mm²)
- V Volume de rocha destruída (mm³)
- Wr Trabalho total para atingir a falha. Área abaixo da curva na Figura 01 (Kgf.mm)
- We Trabalho elástico. Área abaixo do trecho reto na Figura 01 (Kgf.mm)
- μ Módulo de Poisson
- F_e Carregamento no limite elástico (kgf)
- D Diâmetro do inserto (mm)
- h_e Deslocamento do inserto medido no carregamento F_e (mm)

Diversos testes mostraram que apenas o módulo de Young é influenciado pela variação da área do inserto e que para se obter resultados compatíveis com os testes de compressão uniaxial foi necessário que o inserto possuísse área maior que 10 mm².

Os valores medidos de cada amostra (Figuras 02, 03 e 04) foram plotados gerando boas correlações entre a dureza e a desintegração específica, a dureza e o módulo de Young, e a dureza e a velocidade sônica quando se considera a litologia.

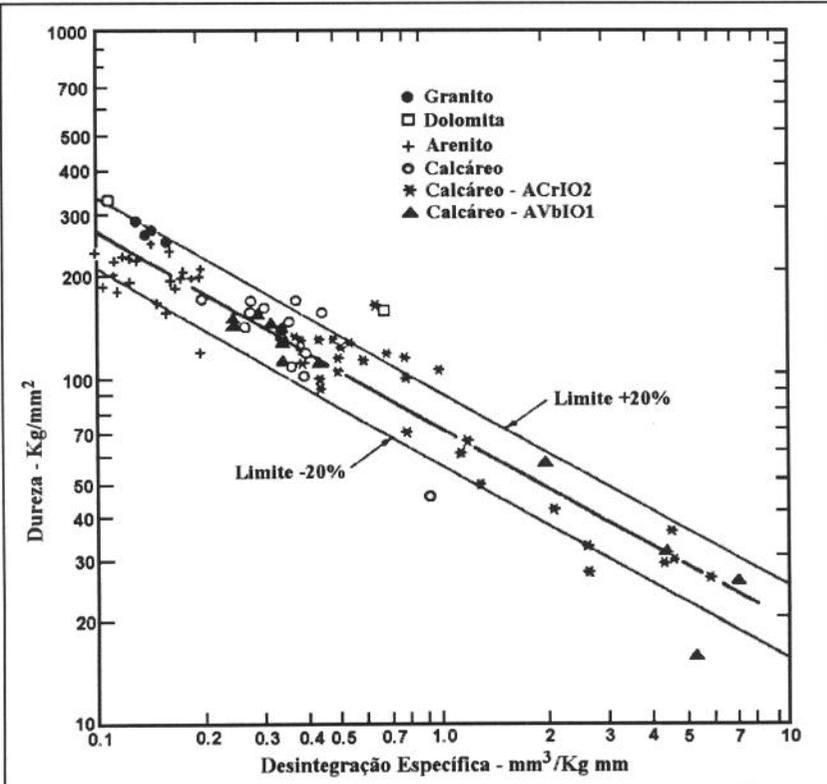
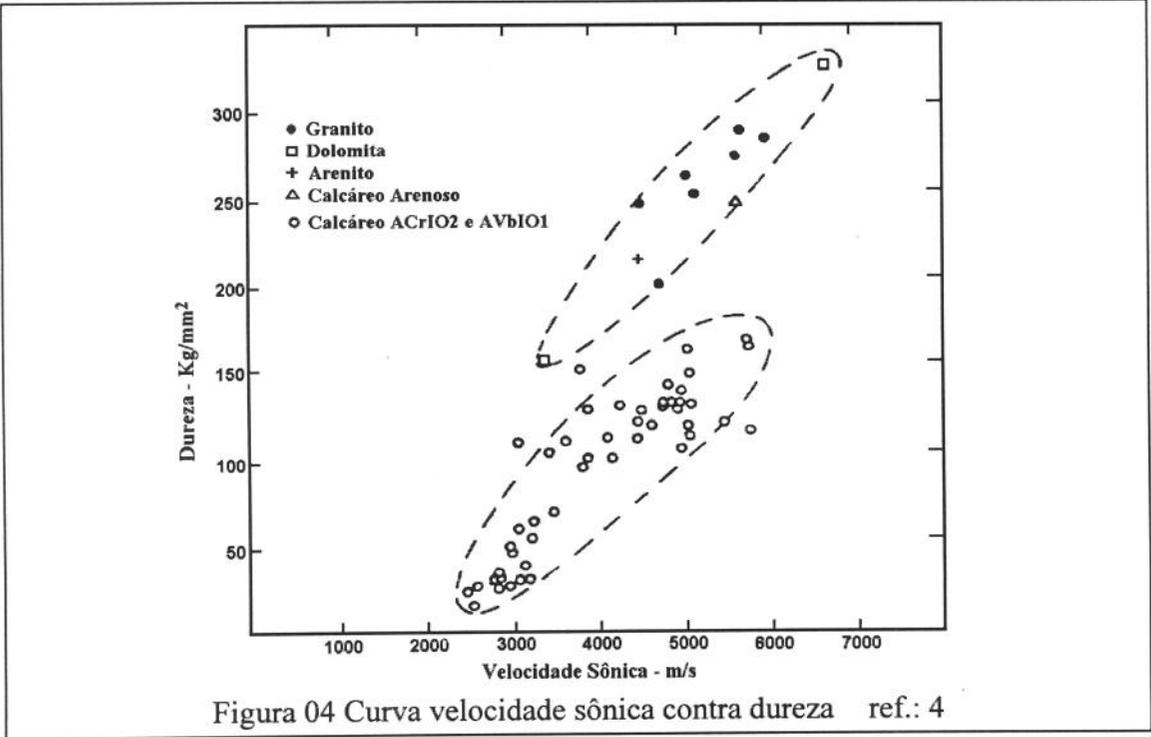
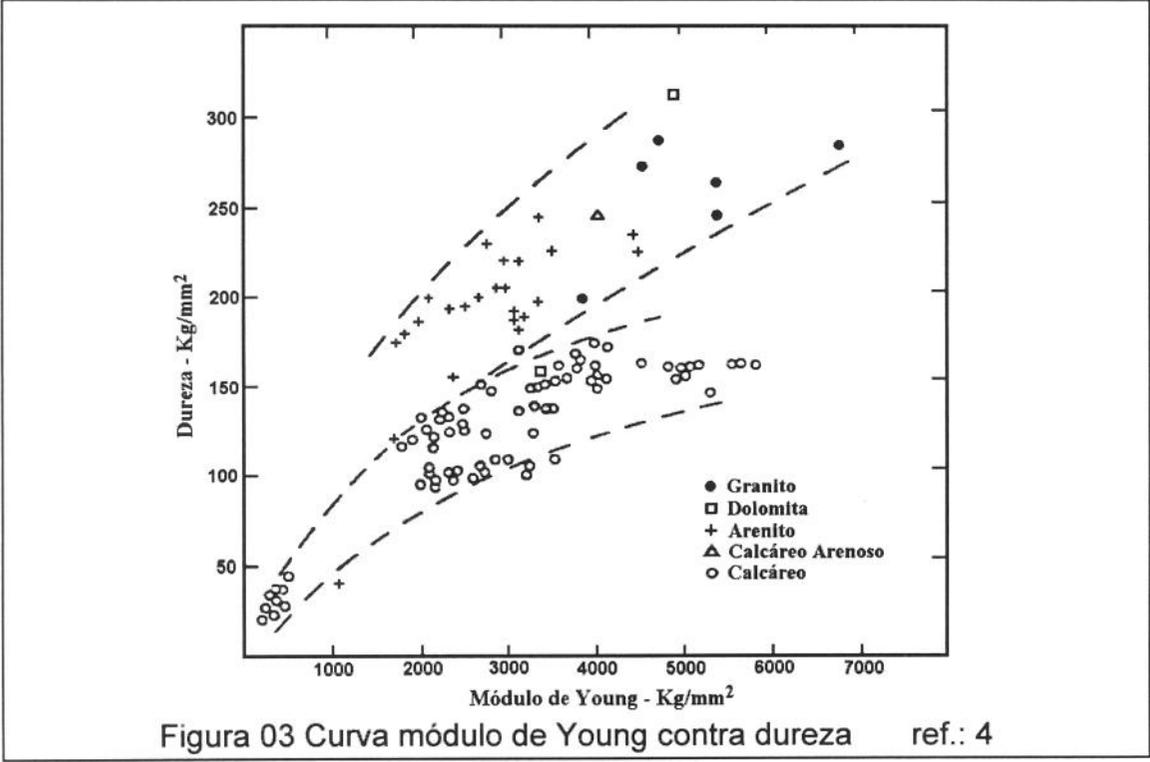
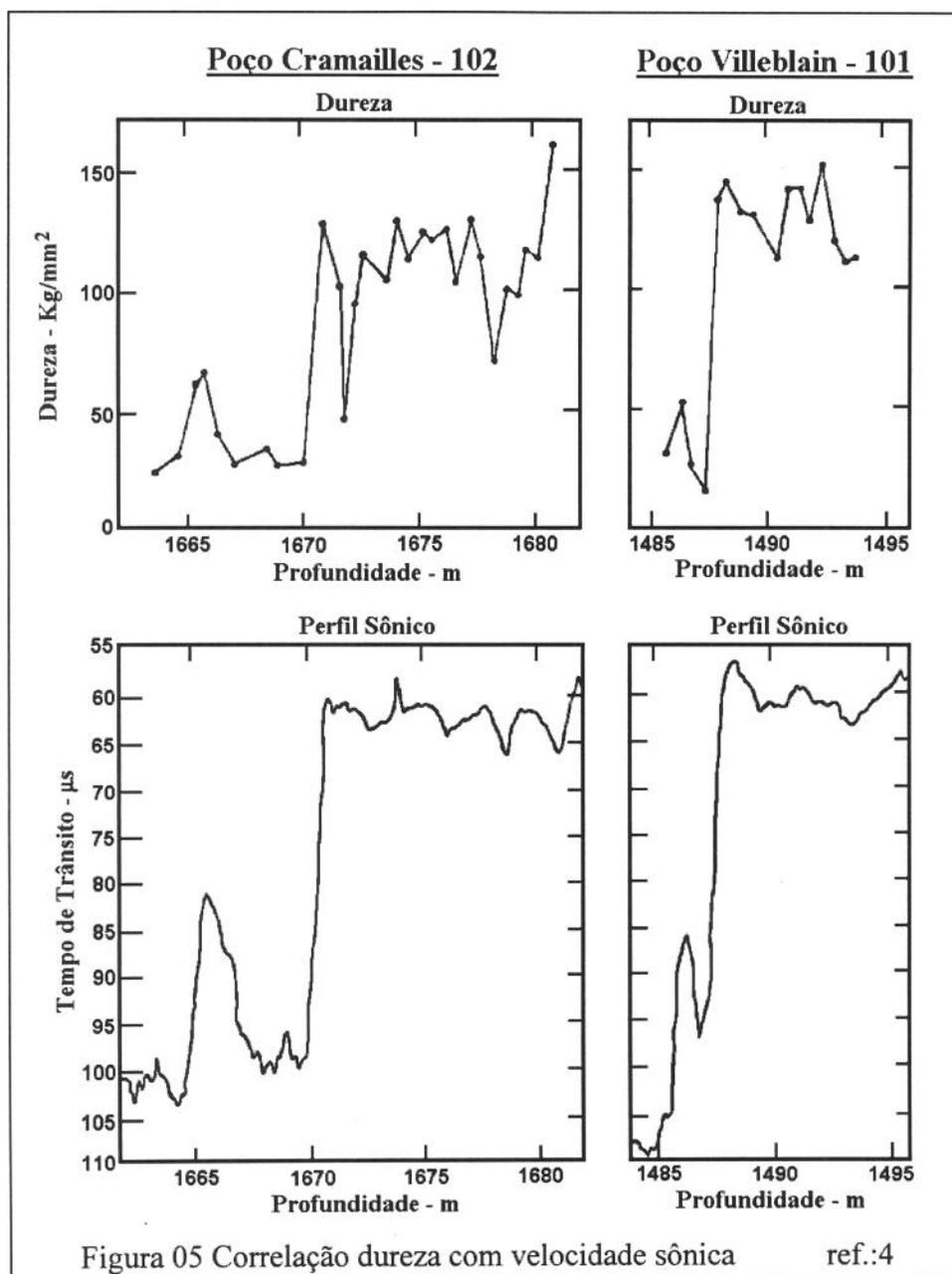


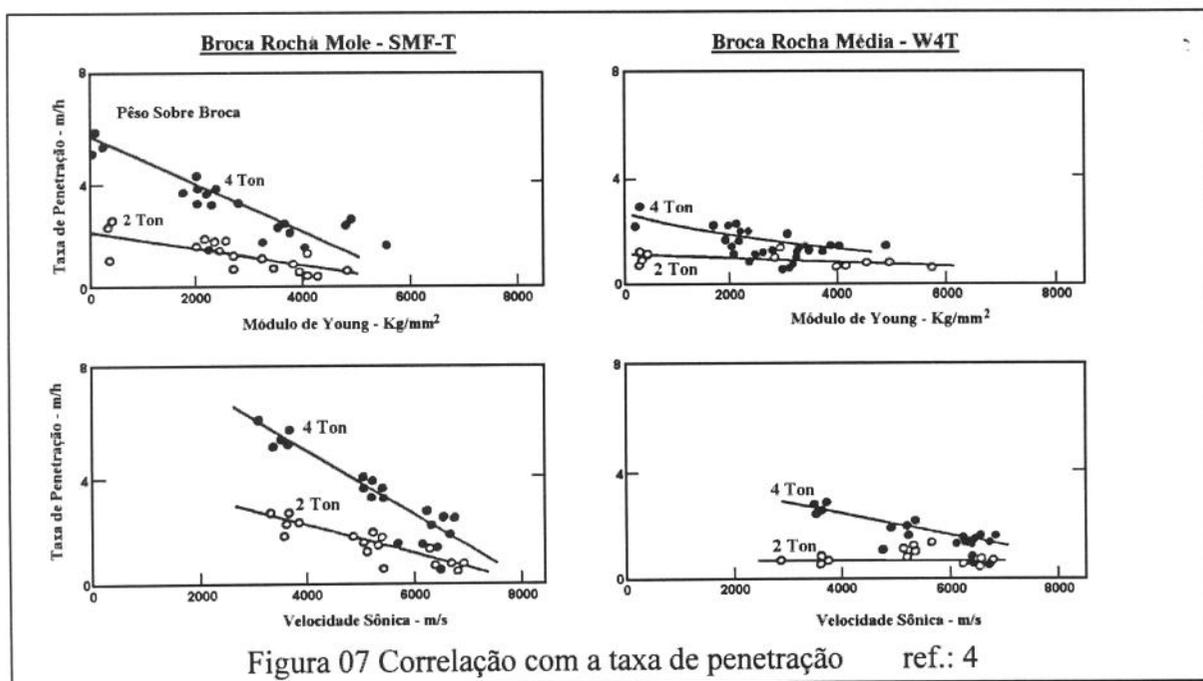
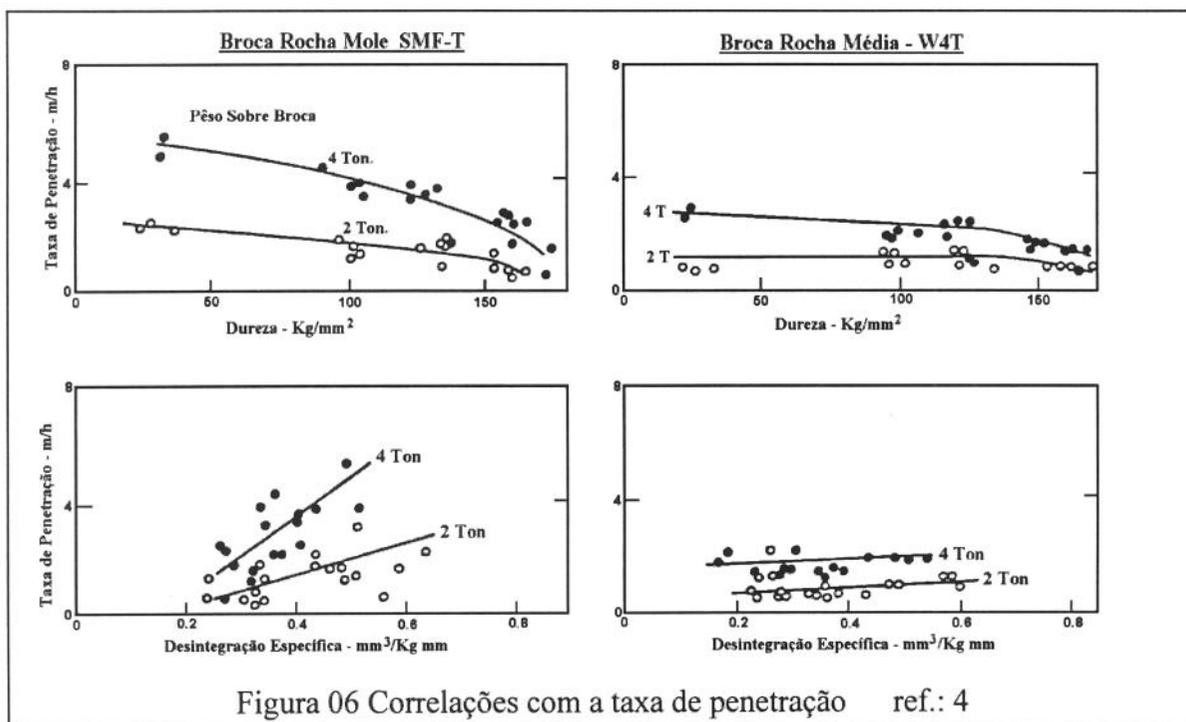
Figura 02 Curva desintegração contra dureza ref.: 4



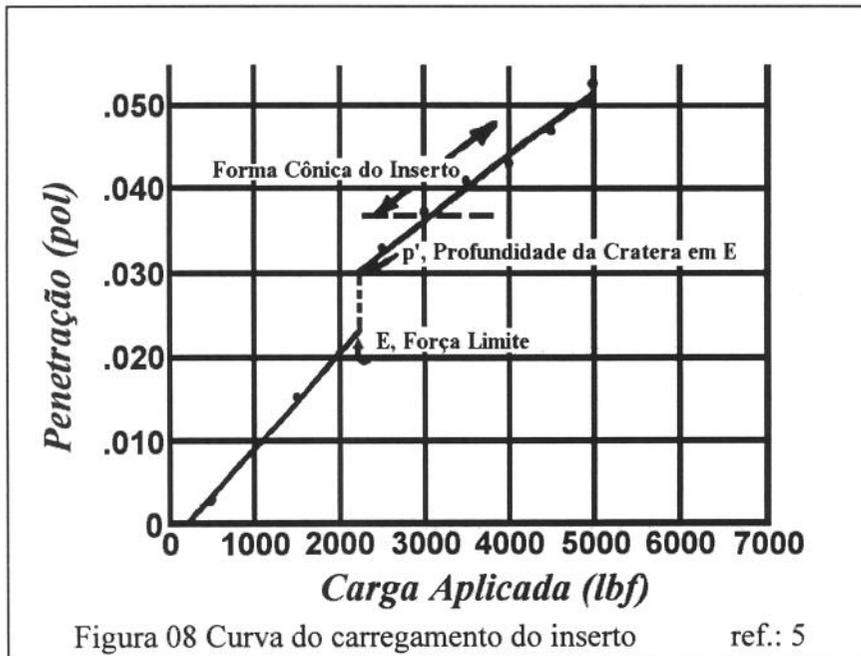
Devido a boa correlação entre dureza e velocidade sônica, foram colhidas várias amostras de rocha de dois poços e medidas suas durezas. A comparação deste perfil de dureza com o perfil do sônico (Figura 05) mostrou uma boa concordância, o que permite utilizar o perfil sônico como indicador da dureza da rocha.



Para analisar a relação entre o rendimento de uma broca e as propriedades da rocha perfurada, foi utilizado um aparato experimental que permite perfurar a rocha com as condições bem próximas às reais. Os resultados destes testes apresentados nas Figuras 06 e 07 mostram uma boa correlação entre a velocidade sônica e a taxa de penetração.



Em 1969, Richard I. Morris⁽⁵⁾ estudou a curva de carregamento de um inserto cônico de carbureto de tungstênio (Figura 08). Ele notou que a penetração é proporcional ao carregamento até ocorrer a falha com a formação de uma cratera quando então ocorre uma grande penetração do inserto. Seu trabalho analisa a utilização como um índice de perfurabilidade, a razão entre a profundidade da cratera e o carregamento no qual a falha ocorreu.



Utilizando dados colhidos previamente ao seu trabalho, ele notou que rochas com índices de perfurabilidade maiores que 0.00002 pol/lbf eram mais eficientemente perfuradas com brocas de dente de aço. Com valores menores, as brocas de inserto de carbureto de tungstênio perfuravam melhor.

Ele também propôs uma equação para taxa de penetração (T_x) do tipo:

$$T_x = a \times W \times N \times \frac{p'}{E} \dots\dots\dots (7)$$

Onde:

- a Constante de ajuste e transformação de unidades
- W Peso sobre a broca em lbf
- N Rotação em rpm
- E Força na qual ocorre a formação da cratera em lbf
- p' Profundidade da cratera em pol

Comparando com a taxa de penetração real, ele notou um desvio não superior a 25%.

Wilbur H. Somerton e Samir El-Hadidi⁽⁶⁾ (1970) estudaram a correlação entre a resistência a perfuração e a velocidade sônica na rocha, onde a resistência à perfuração é calculada pela equação:

$$S_d = W \left(\frac{C \times N}{D^3 \times T_x} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (8)$$

Com:

S_d Resistência a perfuração

W Peso sobre Broca

N Rotação da Broca

D Diâmetro da Broca

T_x Taxa de Penetração

C Constante para o Desgaste

➤ 2 para broca nova

➤ 1 para totalmente desgastada

Os resultados mostraram uma boa correlação quando a litologia é levada em consideração (Figuras 09,10 e 11).

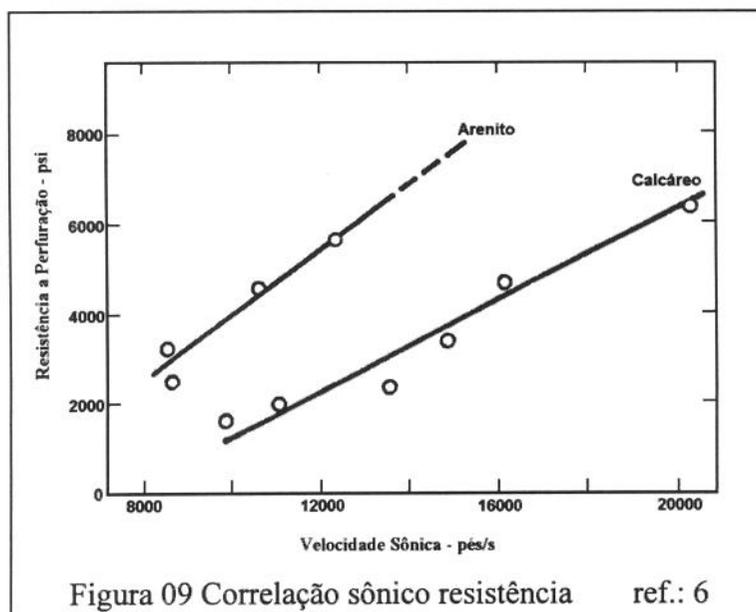
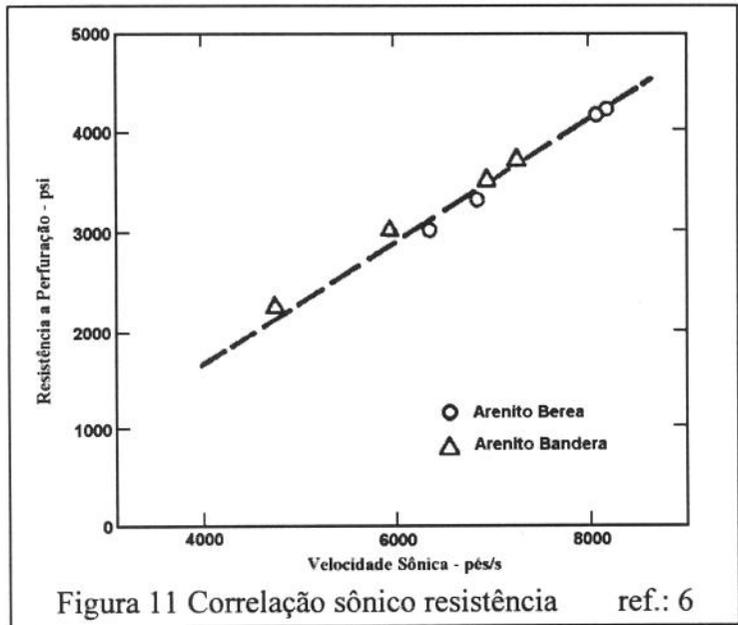
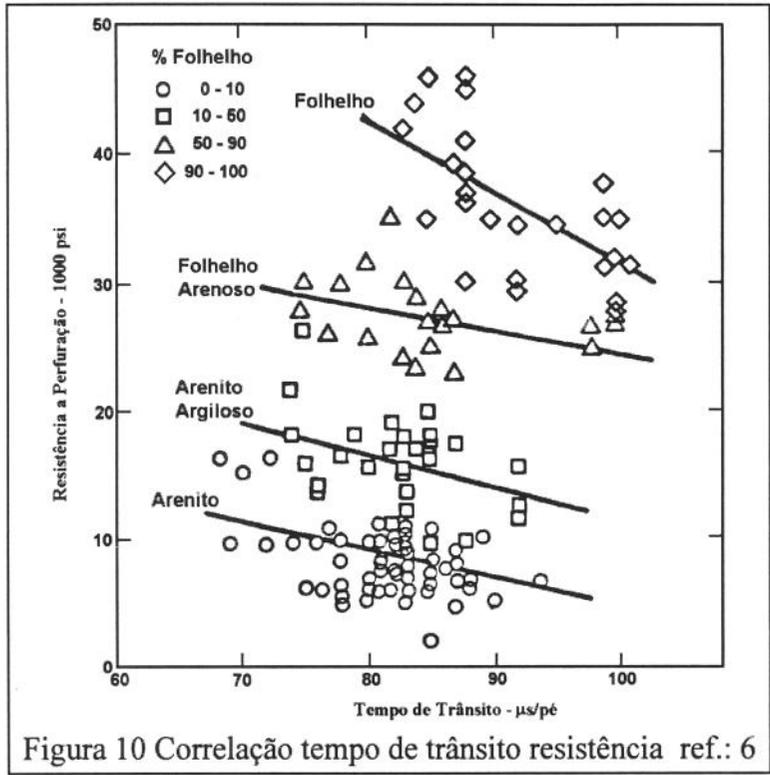


Figura 09 Correlação sônico resistência ref.: 6



Em 1969 W.H. Somerton, F. Esfandiari e A. Singhal⁽⁷⁾ fizeram outros testes para estender os resultados de Gstalder e Raynal. Os valores medidos foram dureza da rocha (H), tempo de trânsito (Δt_c), resistência da rocha (R_r), módulos de Poisson (μ), Young (E) e de cisalhamento (G) em ensaio triaxial, resistência da rocha à perfuração (S_d) conforme a definição de Somerton e El-Hadidi, e a perfurabilidade da rocha (α) definida pelos autores como:

$$\alpha = \frac{A}{T \times N} \times T_x \dots\dots\dots (9)$$

Onde:

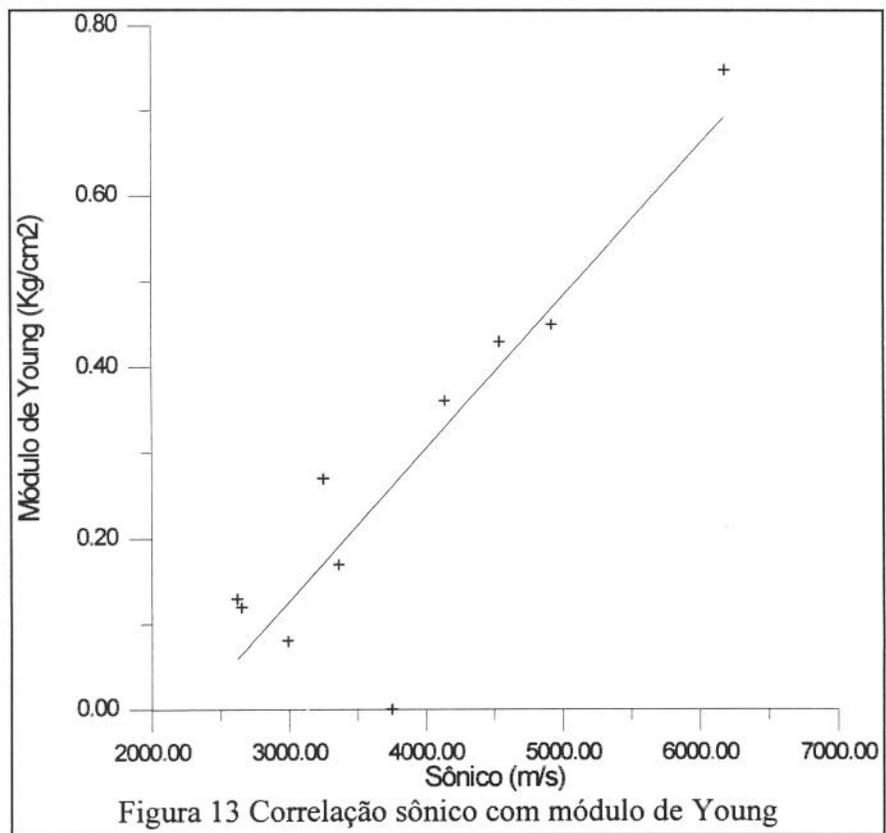
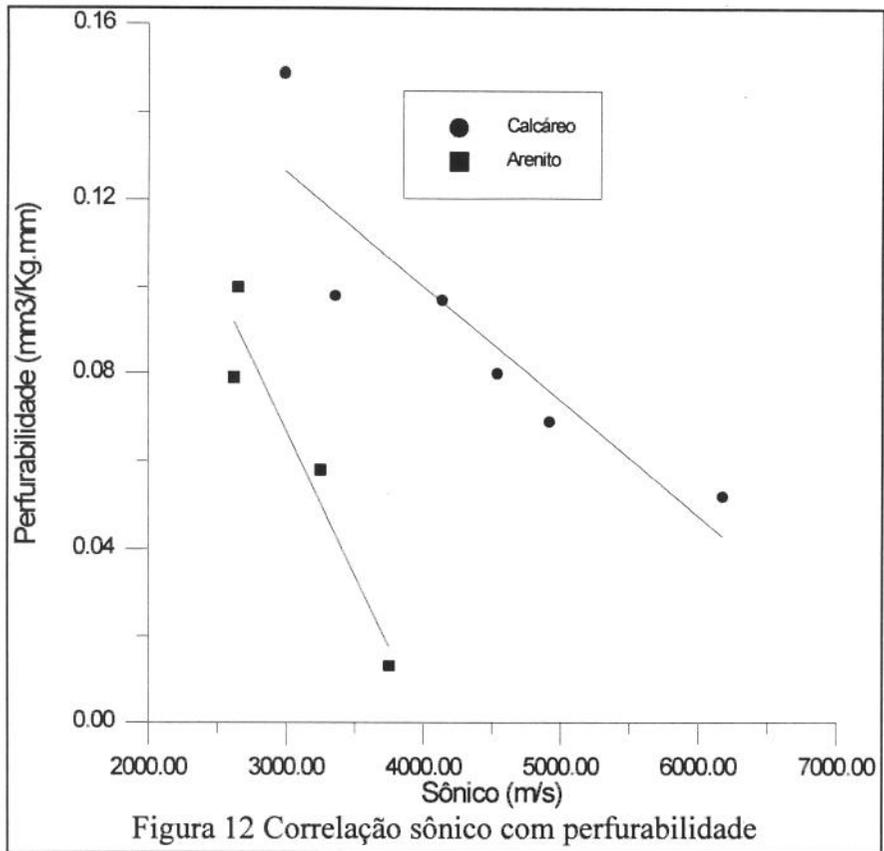
α	Perfurabilidade da Rocha (Volume da rocha destruída por unidade de energia)
T_x	Taxa de Penetração
A	Área do poço
T	Torque na Broca
N	Rotação da Broca

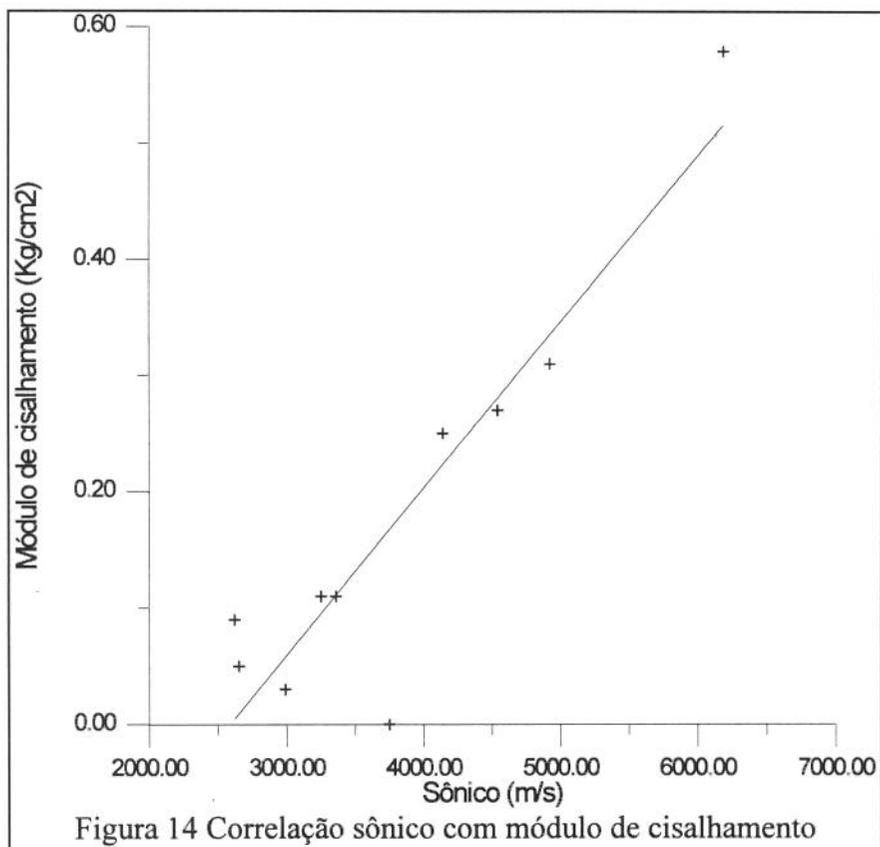
Eles mediram também o tempo em segundos (t) para se perfurar 1/16 pol da rocha com uma broca de 1 1/4 pol com peso sobre a broca de 417 libras e rotação de 110 rpm.

Os resultados foram:

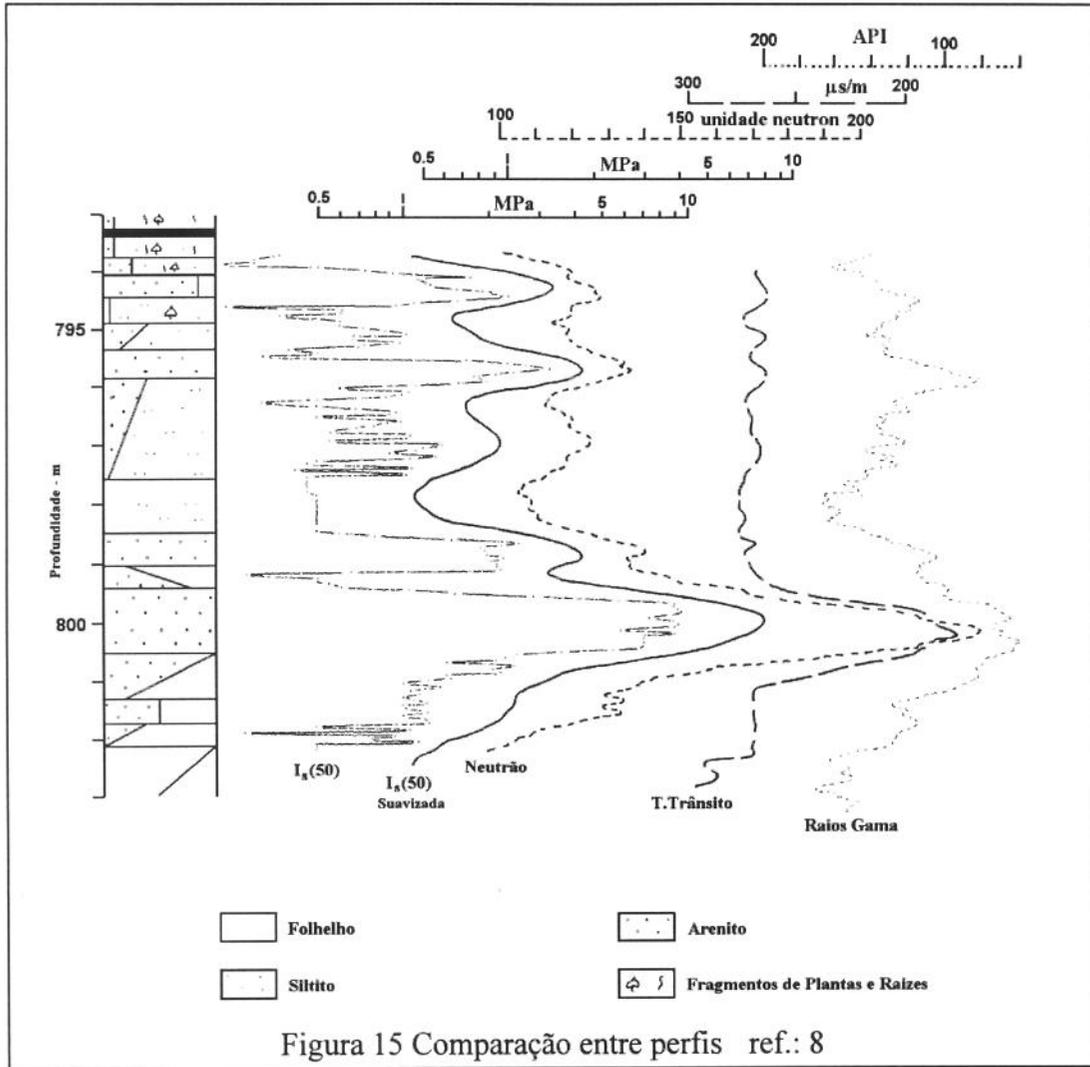
<i>Rocha</i>	H kg/mm ²	α mm ² /kg	t s	S_d kg/cm ²	Δt_c m/s	R_r kg/cm ²	E kg/cm ²	G kg/cm ²	μ kg/cm ²
<i>CALCÁREO</i>									
Garchy	30	0.149	1.2	110	2990	410	0.08	0.03	0.26
Lavoux	33	0.098	1.9	137	3360	670	0.17	0.11	0.20
Anstrude	37	0.097	2.7	165	4140	880	0.36	0.25	0.28
Verger	96	0.080	6.2	232	4540	880	0.43	0.27	0.25
Buxy	113	0.069	10.1	323	4920	1650	0.45	0.31	0.29
GSA	143	0.052	15.0	450	6180	2650	0.75	0.58	0.30
<i>ARENITO</i>									
Voages	47	0.100	3.1	172	2650	1100	0.12	0.05	0.25
Bandera	55	0.079	5.4	224	2620	1200	0.13	0.09	0.32
Berea		85	0.058	10.7	325	3250	1900	0.27	0.11
Venango	103	0.013	25.0	400	3750	-	-	-	-

Este resultados foram plotados nas Figuras 12, 13 e 14. Observa-se novamente boas correlações entre a velocidade sônica e respectivamente a perfurabilidade da rocha, (se for levando em conta a litologia), o módulo de Young e o módulo de cisalhamento.

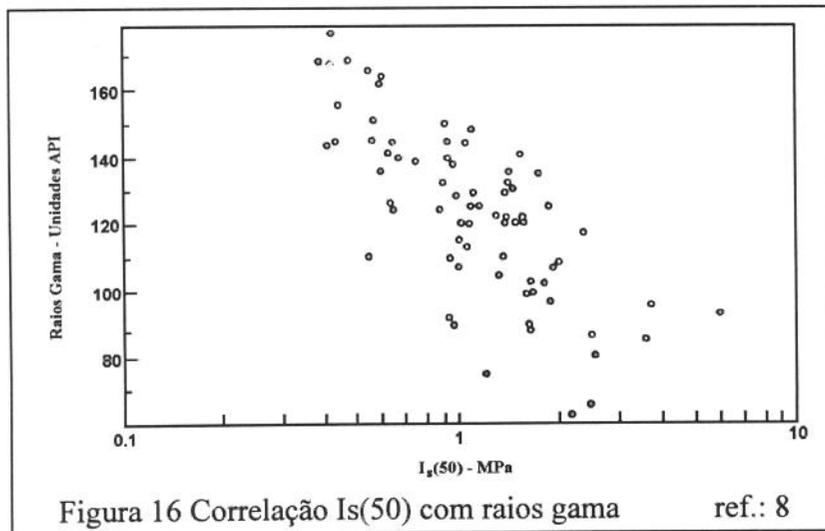


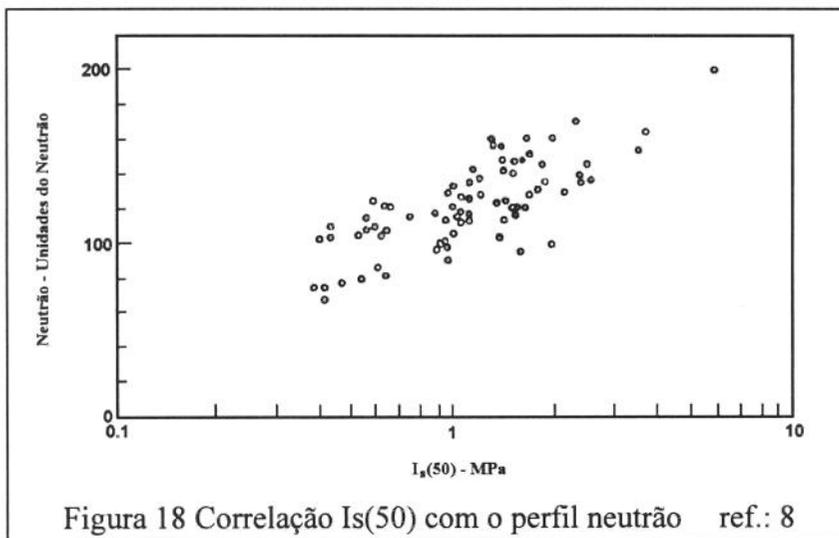
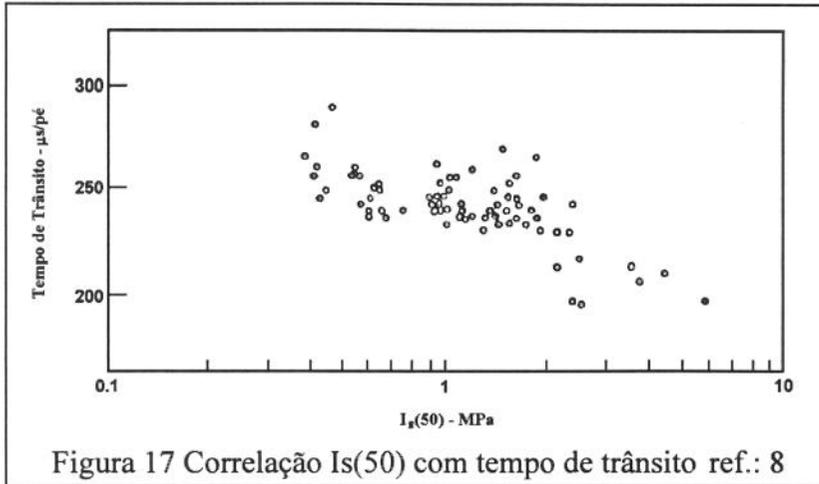


Em 1982 A.S. Elkington, P. Stouthamer e J.R. Brow⁽⁸⁾ utilizaram como índice de resistência da rocha a tensão de ruptura de uma carga pontual aplicada diametralmente em cilindros de 50 mm de diâmetro. De sete poços perfilados foram retiradas amostras de 50 em 50 mm (12000 testes) e determinado seu índice de resistência $I_s(50)$. A comparação deste índice com os perfis mostra-se coerente conforme Figura 15.



Para uma comparação melhor foram feitos gráficos cruzados deste índice com cada tipo de perfil (Figuras 16,17 e 18).





Os dados do perfil de neutrons foram os que apresentaram melhor correlação. As seguintes equações baseadas em regressão linear foram por eles propostas:

$$Is(50) = e^{\frac{N-124}{45.9}} \dots\dots\dots (10)$$

ou em termos da porosidade

$$Is(50) = e^{14.7\phi - 3.12} \dots\dots\dots (11)$$

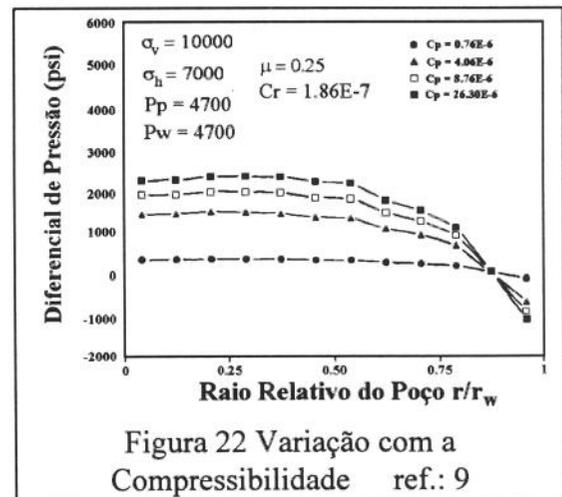
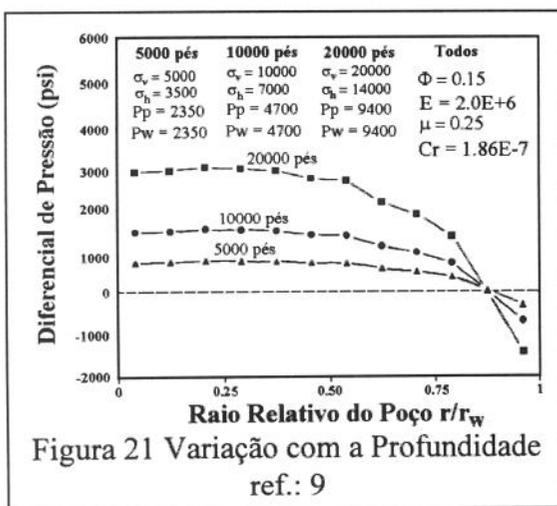
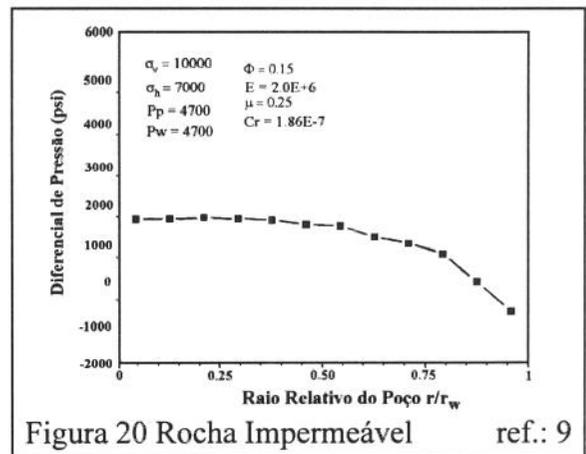
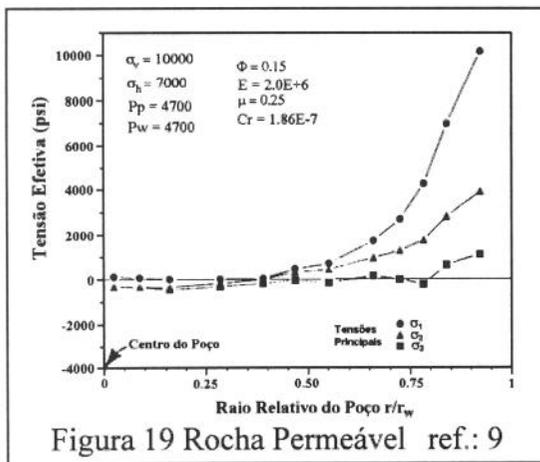
Onde:

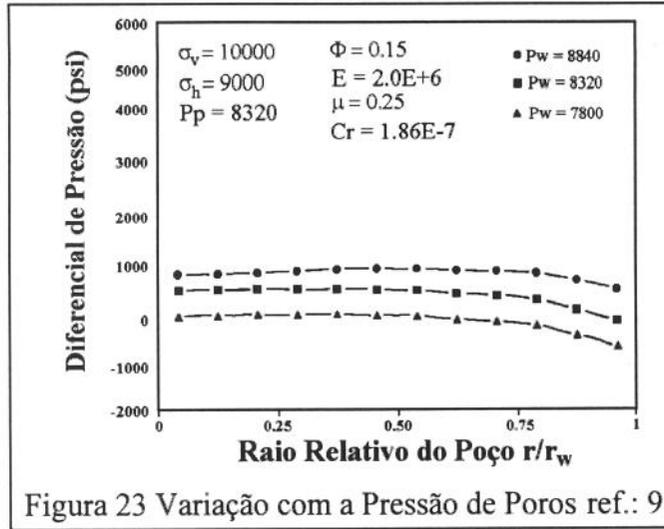
Is(50) Índice de resistência em MPa

N Resposta do perfil de neutrons em unidades de neutrons

φ Porosidade calculada pelo perfil de neutrons

Em 1985 T.M. Warren e M.B. Smith⁽⁹⁾ estudaram as variações das tensões no fundo do poço causada pela perfuração. Utilizando um programa de elementos finitos, eles notaram que para uma rocha permeável as tensões principais são aproximadamente zero em grande parte do fundo do poço (Figura 19), mostrando que o comportamento é aproximadamente o mesmo que aquele quando a rocha está na superfície. Já numa rocha impermeável há uma tensão mínima em grande parte do fundo do poço (Figura 20) tornando a rocha mais resistente e dúctil. Esta tensão aumenta com a profundidade (Figura 21), com a compressibilidade dos grãos da rocha (Figura 22) e diminui com o aumento da pressão de poros (Figura 23).





Em 1982 E. Frost e W.H. Fertl⁽¹⁰⁾ propuseram equações para se estimar o tempo de trânsito da onda cisalhante utilizando o tempo de trânsito da onda compressional e dados de outros perfis. Estas correlações são do tipo

$$\Delta t_s = \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right) \times \Delta t_c \quad \dots\dots\dots (12)$$

Onde:

- Δt_s Tempo de trânsito da onda cisalhante estimada
- Δt_c Tempo de trânsito da onda compressional
- $\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)$ Razão entre os tempos de trânsito da onda cisalhante e compressional

Os valores de $\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)$ são dados por:

Para arenito:

$$\phi > 36\% \quad \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)_a = 1.75 \quad \dots\dots\dots (13)$$

$$21\% < \phi < 36\% \quad \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)_a = 1.39 + \phi \quad \dots\dots\dots (14)$$

$$21\% > \phi \quad \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)_a = 1.6 \quad \dots\dots\dots (15)$$

Para folhelhos:

$$\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)_f = R_{max} - (R_{max} - R_{min}) \times \frac{(Prop - Prop_{max})}{(Prop_{max} - Prop_{min})} \quad \dots\dots\dots (16)$$

Onde:

- R_{max} Valor máximo de $\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right)$ no intervalo de interesse
- R_{min} Valor mínimo de $\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right)$ no intervalo de interesse
- $Prop$ Valor da propriedade medida na profundidade de interesse
- $Prop_{max}$ Valor da propriedade medida em R_{max}
- $Prop_{min}$ Valor da propriedade medida em R_{min}

Assim:

$$\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right) = \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right)_a \times (1 - V_{cl}) + \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c}\right)_f \times V_{cl} \dots\dots\dots (17)$$

Onde V_{cl} é a argilosidade do local de interesse.

E.C. Onyia⁽¹¹⁾ (1988) baseando-se em dados colhidos em dois poços distantes 100 metros (um inteiramente testemunhado e o outro perfilado), e seus respectivos dados de perfuração, fez vários estudos estatísticos comparando os perfis do poço com a resistência à compressão da rocha, calculada pelo modelo completo de Warren (ver Tópico 2.3 - Modelos de Perfuração) e de teste triaxiais.

Ele observou uma boa correlação, (coeficiente de correlação 0.907) entre a resistência à compressão na rocha (S^2) e a resistividade da formação (R_t) (Figura 24), expressa pela equação:

$$S^2 = -5.668 + 14.606 \times \log_{10}(R_t) \dots\dots\dots (18)$$

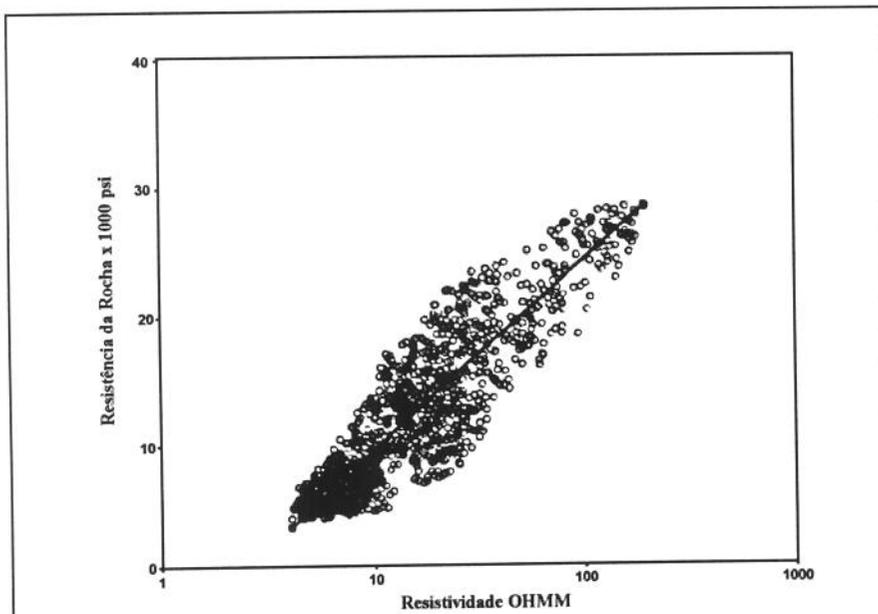


Figura 24 Resistividade contra Resistência da Rocha ref.: 11

Uma correlação melhor pode ser obtida da regressão multilinear dos perfis de resistividade, raios gama (GR), densidade (ρ) e tempo de trânsito do sônico (Δt_c) dada pela equação:

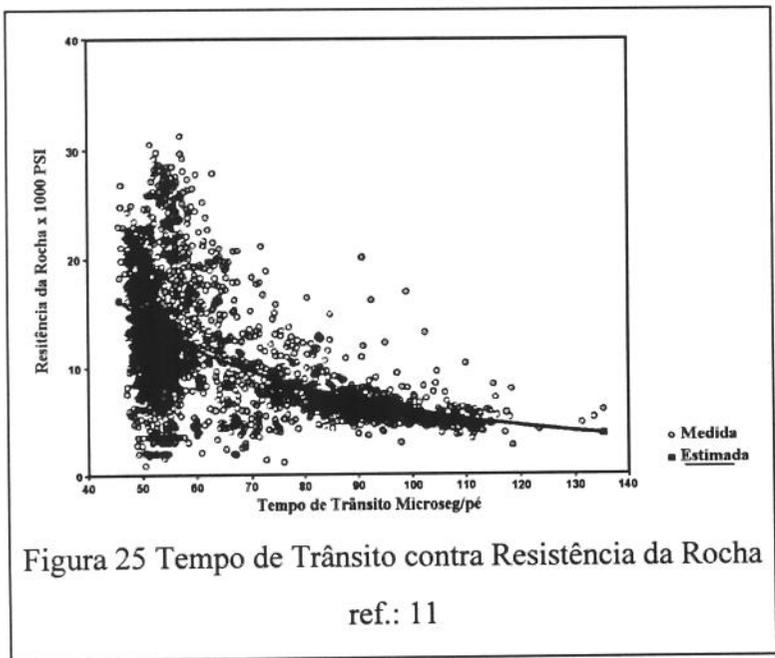
$$S^2 = 10.7616 + 7.9018 \times \log_{10}(R_t) - 0.0187 \times GR - 2.0149 \times \rho - 0.0383 \times \Delta t_c \quad (19)$$

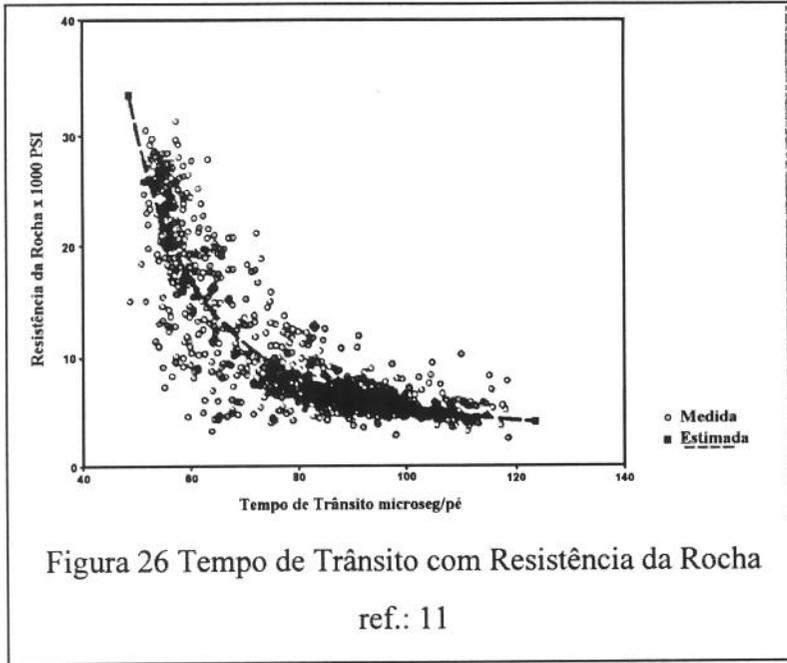
Para o tempo de trânsito compressional a correlação não é boa devido à presença de dolomitas (Figura 25). A melhor correlação obtida é dada pela equação:

$$S^2 = -3.0444 + \frac{881.1229}{\Delta t_c} \quad \dots\dots\dots (20)$$

Eliminando-se as seções de dolomita, a correlação é melhorada conforme mostrado na Figura 26. A nova equação é dada por:

$$S^2 = \frac{1.00}{5.15 \times 10^{-5}(\Delta t_c - 23.8700)} + 2.0 \quad \dots\dots\dots (21)$$

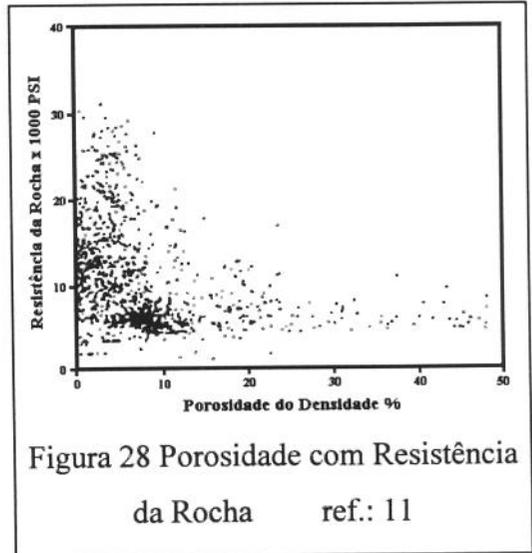
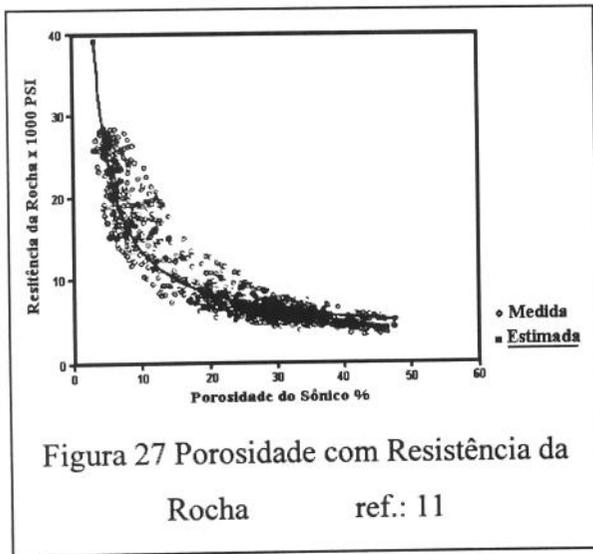




A porosidade (ϕ_a) calculada pelo perfil sônico apresenta uma boa correlação segundo a curva mostrada na Figura 27. Ela é dada pela equação

$$S^2 = 3.2205 + \frac{102.51}{\phi_a} \dots\dots\dots (22)$$

A porosidade calculada pelo perfil densidade não apresentou uma boa correlação com a resistência da rocha conforme mostrado na Figura 28.



Também não apresentam boas correlações com a resistência da rocha os perfis do tempo de trânsito cisalhante, densidade e o raios gama (Figuras 29,30 e 31)

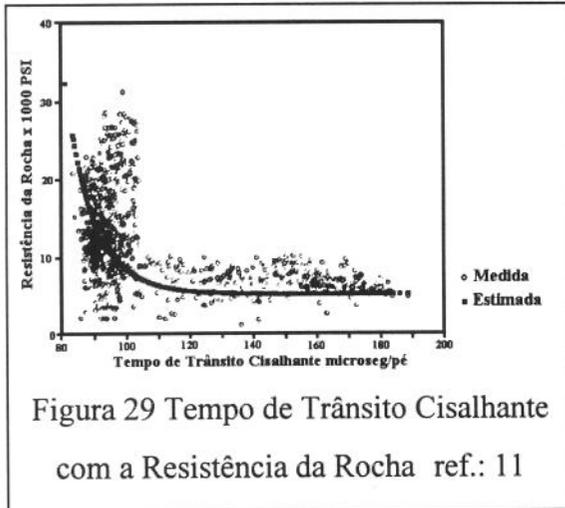


Figura 29 Tempo de Trânsito Cisalhante com a Resistência da Rocha ref.: 11

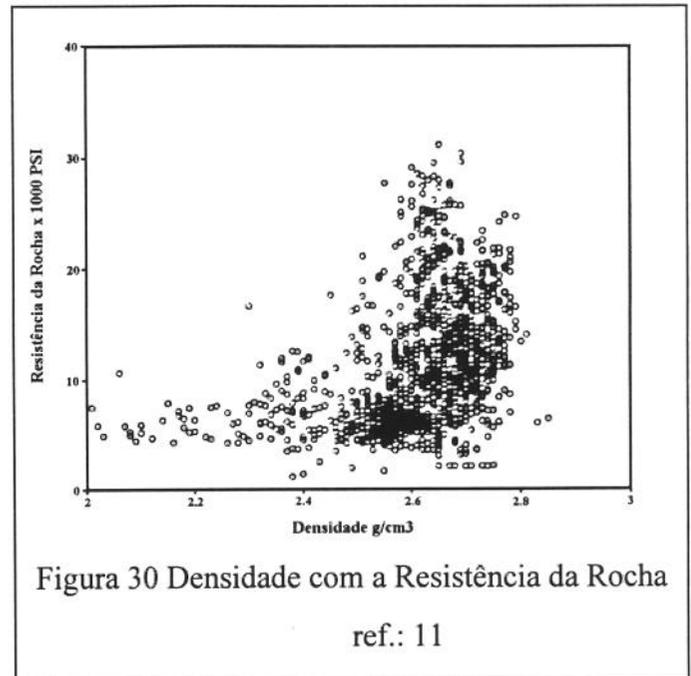


Figura 30 Densidade com a Resistência da Rocha ref.: 11

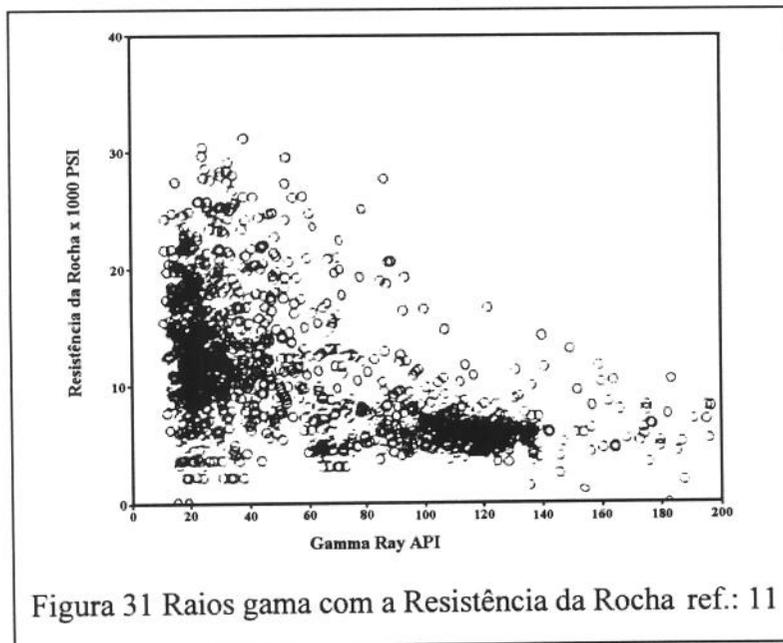
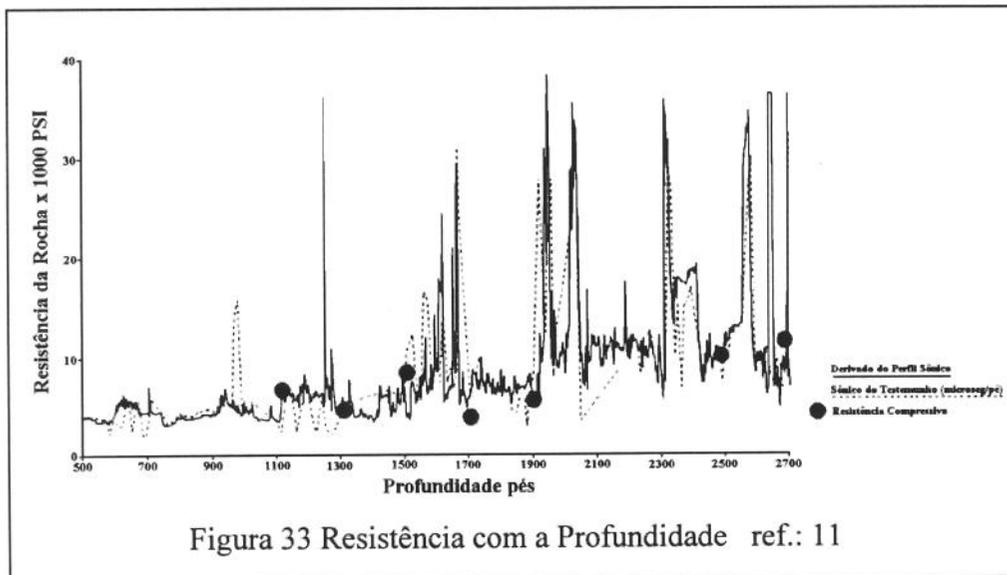
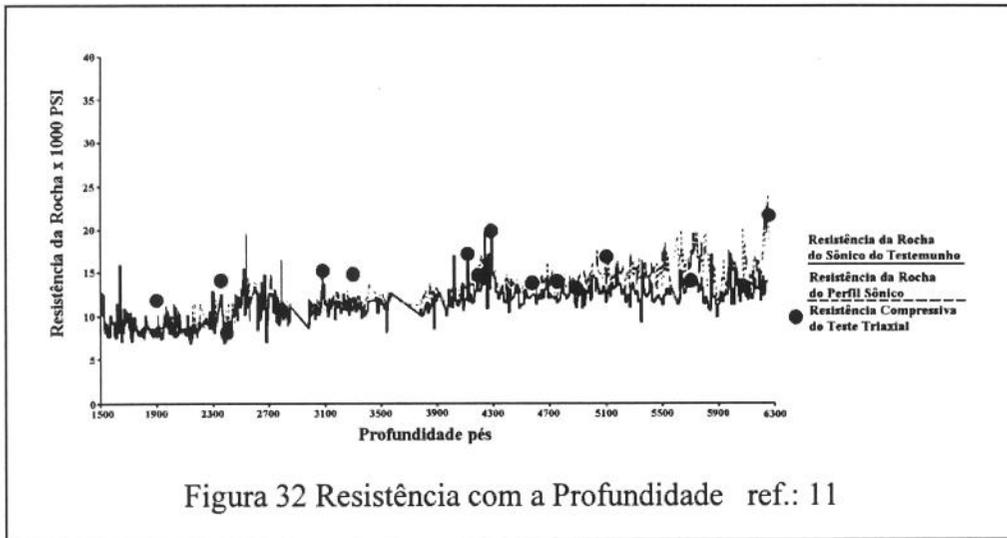


Figura 31 Raios gama com a Resistência da Rocha ref.: 11

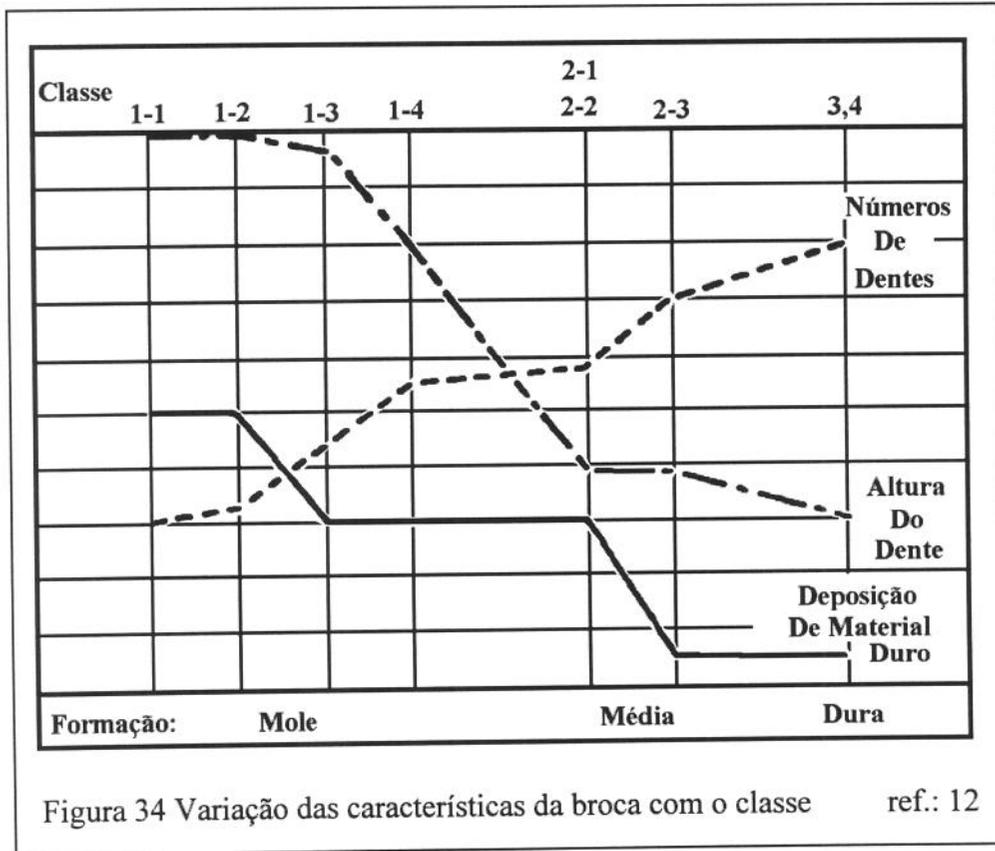
As Figuras 32 e 33 mostram uma boa concordância entre a resistência da rocha calculada pelo perfil sônico e a resistência compressiva determinada no teste triaxial.



A importância da revisão sobre a dureza das rochas é devido ao grande número de trabalhos, sobre escolha da broca e otimização dos parâmetros mecânicos que utilizam como um dos parâmetros algum índice de resistência das rochas. Apesar da existência da grande variedade de parâmetros que medem a resistência da rocha todos estão correlacionados entre si.

2.2 Escolha da Broca

Jack C. Este⁽¹²⁾ (1971) mostrou como variam as características das brocas de dente de aço com o código IADC e a formação para qual a broca é mais adequada (Figuras 34 e 35).



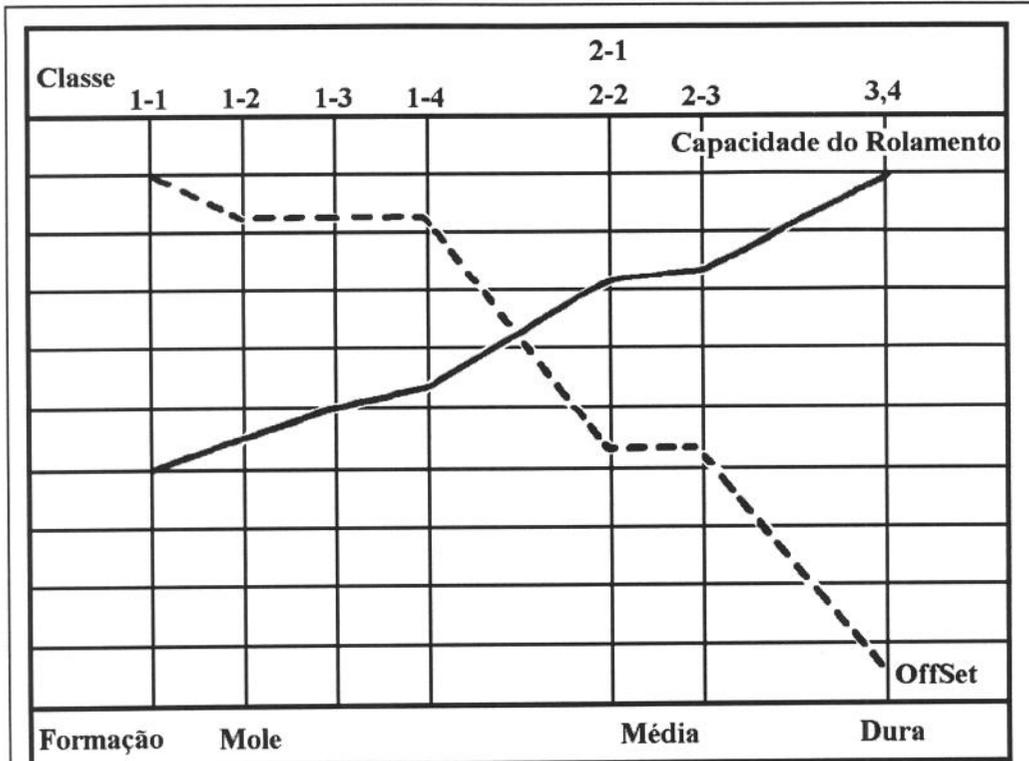


Figura 35 Variação das características da broca com a classe ref.: 12

L.A. Dernbach⁽¹³⁾ (1982) desenvolveu uma metodologia para escolha de brocas tricônicas utilizando a argilosidade (determinada pelos perfis de raio gama e dada por

$$SH = \frac{Gr_{local} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}})$$

e o tempo de trânsito compressional (obtido do perfil sônico).

Assim, ele elaborou as seguintes tabelas:

Início de Poço, Inconsolidadas e/ou Argilosas	
Sônico $\mu\text{s}/\text{pé}$	Código IADC
65-70	2-1
70-75	1-3
72-85	1-2
75-80+	1-1

Arenito (0 - 20% de Argilosidade)	
<i>Sônico $\mu\text{s}/\text{pé}$</i>	<i>Código IADC</i>
80+	5-1
75+	5-3
70+	6-1
65+	6-3
60-65	7-3 e 3-1
55-60	8-3 e 3-4

Arenito (+ de 20% de Argilosidade)	
<i>Sônico $\mu\text{s}/\text{pé}$</i>	<i>Código IADC</i>
70+	5-1
65+	5-3
60+	6-1
60	6-3

Arenito (+30% e +40% de Argilosidade)	
<i>Sônico $\mu\text{s}/\text{pé}$</i>	<i>Código IADC</i>
65+	5-1 (+30%)
60+	5-1 (+40%)

Calcáreo e Dolomitas	
<i>Sônico $\mu\text{s}/\text{pé}$</i>	<i>Código IADC</i>
47-65	6-3
58-65	6-1
65+	5-3

Intercalações	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
56-65 (2-5 pés)	5-3 (Calcáreo)
55-60 (3-5 pés)	5-3 (Arenito)
50-55 (1-3 pés)	5-1 (Arenito)

C. Pinheiros⁽¹⁴⁾ adaptou estas tabelas para as condições da bacia de Campos

Formações Superficiais, Pouco Consolidadas	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
65-75	2-1 e 5-1
75-85	1-3
85-95	1-2
95+	1-1

Arenito (0-20% de Argilosidade)	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
70-80+	5-1
60-70+	5-3

Arenito (20 - 30% de Argilosidade)	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
65+	5-1
55-65	5-3

Arenito (30 - 40% de Argilosidade)	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
90+	4-3 e 1-1
65-90	5-1
55-65	5-3

Calcáreo, Dolomita e Anidrita	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
45-50	6-1
50-60	5-3
60+	5-1

Basalto	
<i>Sônico μs/pé</i>	<i>Código IADC</i>
60+	5-1
55-60	5-1

Em 1984 K.L. Mason⁽¹⁵⁾, propôs um método de escolha de brocas tricônicas com base no tempo de trânsito cisalhante. Segundo Mason, este tempo pode ser estimado pela seguinte equação:

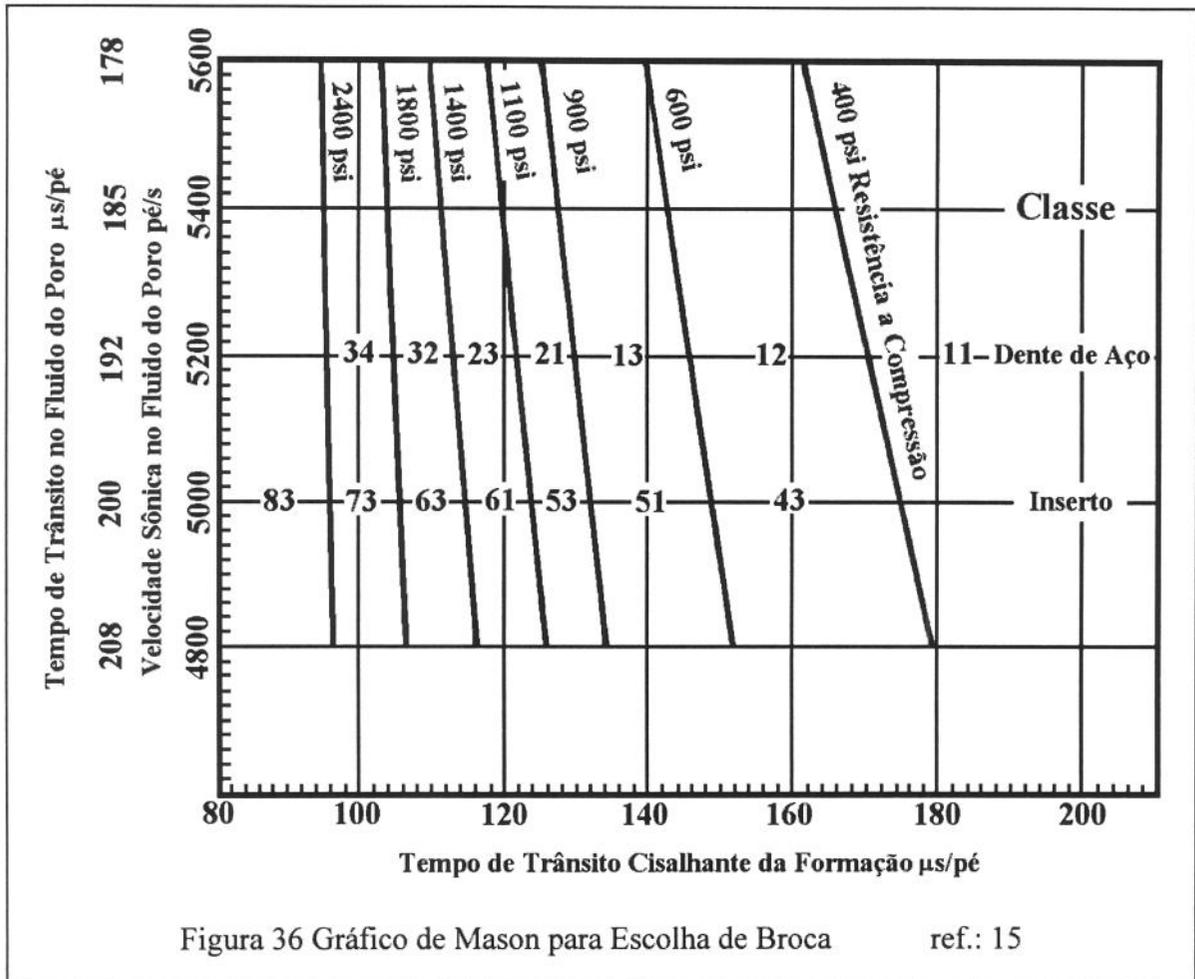
$$\Delta t_s = \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^\alpha \times \Delta t_c \quad \dots\dots\dots (23)$$

Onde:

- Δt_s Tempo de trânsito cisalhante estimado (μs/pé)
- Δt_c Tempo de trânsito compressional (μs/pé)
- $\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)$ Razão entre os tempo de cisalhante e compressional (Tabela a seguir)
- α Correção para incluir o efeito do tamanho dos grãos (Tabela a seguir)

COD	LITOLOGIA	$\Delta t_s / \Delta t_c$	V_m	Δt_m	α
			pé/s	$\mu s/pé$	
02	Calcáreo Cristalino	1.90	21000	47.6	1.00
04	Coquina	2.00	21000	47.6	1.00
06	Calcissilito	2.10	21000	47.6	1.00
08	Calcarenito	2.00	21000	47.6	1.05
10	Calcirudito	1.90	21000	47.6	1.10
30	Dolomita	1.80	25000	40.0	1.15
44	Diamictito	1.85	19000	52.6	1.05
48	Areia	1.50	18000	55.6	1.15
49	Arenito	1.60	19500	51.3	1.00
54	Silito	1.80	23000	43.5	1.00
55	Argila	3.20	6000	166.7	0.95
56	Argilito	1.90	19000	52.6	0.95
57	Folhelho	1.72	19500	51.3	1.00
58	Marga	2.30	21000	47.6	0.95
65	Diabásio	1.70	22700	44.0	1.00
66	Basalto	1.55	20150	49.6	1.00
67	Granito	1.70	21350	46.8	1.00
71	Gnaisse	1.80	25000	40.0	1.00
74	Quartzito	1.50	21500	46.5	1.00
82	Anidrita	2.45	20000	50.0	1.00
83	Gipsita	2.45	19050	52.5	1.00
84	Sal não identificado	2.15	15000	66.7	1.00
85	Halita	2.15	15000	66.7	1.00

Baseado nesse estudo, ele construiu o seguinte gráfico para escolha da broca (Figura 36).



J.C. Raynal, S.A. Gstalder, A.M. Sagot e J.A. Muckleroy⁽¹⁶⁾ (1971), devido a alta variabilidade nas propriedades das rochas num campo de petróleo, propõe a utilização dos testes F de Fisher e t de student, para comparar e escolher brocas num campo de petróleo, mostrando que as decisões baseadas na melhor broca do campo pode levar a escolhas erradas.

D.F. Bond⁽¹⁷⁾ (1990) propõe utilizar o tempo de trânsito compressional, obtido do perfil sônico, como parâmetro para decidir-se sobre a utilização de brocas PDC. Através de um estudo no campo de Timor propõe a utilização de brocas PDC para valores do tempo de trânsito superiores a 75 µs/pé e brocas tricônicas para valores abaixo.

J.L. Falcão⁽¹⁸⁾ (1991) propõe uma metodologia para escolha de brocas PDC utilizando a resistência ao cisalhamento, o qual pode ser estimado utilizando a metodologia descrita por C.F.F. Dumans⁽⁴⁸⁾ (1990) a partir do perfil sônico. Conhecida a resistência ao

cisalhamento da formação (τ_f) onde se irá escolher a broca, agrupa-se todas as brocas PDC tais que a resistência ao cisalhamento (τ_i) da formação na qual a broca foi utilizada obedeça a relação:

$$\tau_f - 1500 \leq \tau_i \leq \tau_f + 1500$$

Destas brocas, a de menor custo métrico deve ser a escolhida.

M.Farrelly e H. Rabia^(19,20,21) (1987) propõe a utilização da energia específica dada pela equação:

$$SE = \frac{4W}{\pi D^2} + \frac{8N \times T}{D^2 \times R} \dots\dots\dots (24)$$

ou aproximadamente por:

$$SE = c \frac{W \times N}{D \times R} \dots\dots\dots (25)$$

Onde:

- SE* Energia específica
- W* Peso sobre a broca
- N* Rotação
- T* Torque
- R* Taxa de penetração
- D* Diâmetro da broca
- c* Constante

para escolha de brocas, ele mostra que a energia específica está correlacionada com o custo métrico da broca.

2.3 Modelos de Perfuração

E.M. Galle e H.B. Woods^(2,22,23,24) (1960) propuseram um modelo completo para determinação e otimização dos parâmetros de perfuração para brocas de dente de aço.

As equações popostas são mostradas abaixo:

a) Equação da taxa de penetração

$$\frac{dF}{dT} = C_f \times \frac{W^k \times r}{a^p} \dots\dots\dots (26)$$

Com:

$\frac{dF}{dT}$	Taxa de Penetração	(pés/h)
C_f	Perfurabilidade da formação	
W	Peso equivalente na broca 7 7/8" = 7.88 $\frac{W}{D}$	(lbf/pol)
	W Peso sobre a broca	(lbf)
	D Diâmetro da broca	(pol)
k	1.0 para formações duras e 0.6 para formações moles	
r	$\left[e^{\frac{-100}{N^2}} \times N^{0.428} + 0.2N \times \left(1 - e^{\frac{-100}{N^2}} \right) \right]$ para formações duras $\left[e^{\frac{-100}{N^2}} \times N^{0.75} + 0.5N \times \left(1 - e^{\frac{-100}{N^2}} \right) \right]$ para formações moles	
	N rotação da broca	(rpm)
a	$0.928125h^2 + 6.0h + 1$	
h	desgaste do dente	
p	1.0 para broca sem autoafiação 0.5 para broca com autoafiação	

b) Equação do desgaste do dente

$$\frac{dh}{dT} = \frac{i}{A_f \times a \times m} \dots\dots\dots (27)$$

Onde:

$\frac{dh}{dT}$	Taxa de desgaste do dente
i	$N + 4.348 \times 10^{-5} \times N^3$
A_f	Abrasividade da formação
m	$1359.1 - 714.19 \times \log_{10} W$

c) Equação do desgaste do rolamento

$$\frac{dB_x}{dT} = \frac{N}{S \times L} \dots\dots\dots (28)$$

Sendo:

$\frac{dB_x}{dT}$	Taxa de desgaste do rolamento
S	Parâmetro dependente do fluido
L	Tabelado em função de W

Através destas equações pode-se determinar os parâmetros mecânicos, peso sobre a broca e rotação, que otimizam o custo métrico da broca. Eles também mostraram que o ganho em se otimizar com peso sobre a broca e rotação variável é muito pequeno (da ordem de 2%) em comparação a se otimizar com peso sobre a broca e rotação constante.

R.G. Bentesen e D.C. Wilson⁽²⁵⁾ (1976) utilizando as equações de Galle e Woods mostraram a redução do custo métrico em se otimizar peso sobre a broca e rotação segundo os seguintes enfoques:

- Método 1 Otimizar custo da broca considerando a formação homogênea.
- Método 2 Otimizar custo da broca considerando várias formações, sendo a otimização feita para formação i, calcula-se os desgaste e então otimiza-se para formação i+1.
- Método 3 Otimizar custo da fase, com formação homogênea.
- Método 4 Otimizar custo da fase , considerando várias formações.

Método	Redução no Custo em relação ao Método 1
Método 1	----
Método 2	2.1%
Método 3	4.6%
Método 4	7.3%

E.Y.Nakagawa, H.M.R. dos Santos e W. Campos⁽²⁶⁾ (1987) aplicaram o método de otimização de Rosenbrock e as equações de Galle e Woods para peso sobre a broca e rotação variáveis da forma:

$$W = W_0 + W' \times t \quad \dots\dots\dots (29)$$

$$N = N_0 + N' \times t \quad \dots\dots\dots (30)$$

Onde:

- W_0 Peso sobre a broca inicial
- W' Taxa de variação do peso com o tempo
- N_0 Rotação inicial
- N' Taxa de variação da rotação com o tempo
- t Tempo de perfuração

As taxas de variações do peso sobre a broca e rotação foram baixas indicando novamente a eficácia de se otimizar os parâmetros mecânicos com peso sobre a broca e rotação constantes.

D. Murphy^(2,27) (1969) desenvolveu o método OWN, para brocas dente de aço, propondo as seguintes equações:

a) Equação da taxa de penetração

$$\frac{dF}{dt} = k \times \frac{(W - M) \times N^\lambda}{1 + C_2 \times h} \dots\dots\dots (31)$$

Sendo:

$\frac{dF}{dT}$	Taxa de penetração	(pés/h)
k	Perfurabilidade da formação	(constante)
W	Peso sobre a broca	(lbf)
M	Maior peso sobre a broca sem ocorrer avanço	(constante em lbf)
N	Rotação	(rpm)
λ	Expoente da rotação	(constante)
C_2	Parâmetro do desgaste	(constante)
h	Desgaste do dente	

b) Equação do desgaste do dente

$$\frac{dh}{dT} = \frac{A_f \times N \times (P + Q \times N^2) \times 10^{-3}}{(D_1 - D_2 \times W)(1 + C_1 \times h)} \dots\dots\dots (32)$$

Com:

$\frac{dh}{dT}$	Taxa de desgaste do dente
A_f	Abrasividade da formação
P, Q e C_1	Parâmetros tabelados em função do tipo de broca
D_1 e D_2	Parâmetros tabelados em função do diâmetro da broca

c) Equação do desgaste do rolamento

$$\frac{dB}{dT} = \frac{N \times W^\alpha}{b} \dots\dots\dots (33)$$

Sendo:

$\frac{dB}{dT}$	Taxa de desgaste do rolamento
α	Expoente do peso sobre a broca (constante)
b	Constante do rolamento

R.L. Reed⁽²⁸⁾ (1972) utilizando o método OWN e aplicando o método de Monte Carlo, determina peso sobre a broca e rotação variáveis que minimizam o custo métrico. Ele chega a mesma conclusão sobre o pequeno ganho sobre a otimização com parâmetros constantes:

- a maioria das vezes de 1 a 3% de ganho
- raramente de 3 a 4% de ganho
- 5% o maior ganho conseguido

A.D. Black, G.A. Tibbitts e B.G. DiBona⁽²⁹⁾ (1982) através de teste de perfuração em bancada, demonstra a validade de se utilizar o parâmetro peso sobre a broca normalizado pelo diâmetro de modo a especificar peso sobre brocas de diversos diâmetros.

B.H. Walker, A.D. Black, W.P. Klauber e M. Khodaverdian⁽³⁰⁾ (1986) demonstram a validade de se calcular a taxa de penetração através das propriedades da rocha, profundidade do poço e peso sobre a broca, conseguindo coeficientes de correlações da ordem de 0.90.

T.M. Warren⁽³¹⁾, em 1981, propôs a seguinte equação para taxa de penetração para brocas tricônicas perfurando em formações moles

$$T_x = \left(\frac{a \times S^2 \times D^3}{N^b \times W^2} + \frac{c}{N \times D} \right)^{-1} \dots\dots\dots (34)$$

Onde:

- T_x Taxa de penetração
- N Rotação
- W Peso sobre a broca
- D Diâmetro
- S Resistência da rocha
- a, b, c Constantes do modelo

Fazendo vários testes em laboratórios Warren mostrou que esta equação representa bem os resultados conseguidos.

Em 1984 Warren⁽³²⁾ aprimora esta equação para levar em conta a hidráulica do poço, modificando a equação para:

$$T_x = \left(\frac{a \times S^2 \times D^3}{N \times W^2} + \frac{b}{N \times D} + \frac{c \times D \times \rho_s \times \mu}{I_m} \right)^{-1} \dots\dots\dots (35)$$

Com:

$$I_m = (1 - \alpha^{-0.122}) \times I_f \quad \dots\dots\dots (36)$$

$$I_f = q \times u_0 \times \rho \quad \dots\dots\dots (37)$$

$$\alpha = \frac{u_0}{u_r} \cong \frac{0.15D^2}{3d^2} \quad \dots\dots\dots (38)$$

Onde:

- d Diâmetro do jato
- u_0 Velocidade nos jatos
- u_r Velocidade de retorno
- α Relação entre as velocidades
- ρ Massa específica do fluido
- q Vazão do fluido
- I_f Força de impacto
- I_m Força de impacto modificada
- μ Viscosidade plástica
- ρ_s Densidade do fluido

Novamente através de testes de laboratório ele mostra que esta equação modela bem os resultados.

Em 1987 W.J. Winters, T.M. Warren e E.C. Onyia⁽³³⁾ dividem a parcela da taxa de penetração referente ao peso sobre broca em duas: uma para o efeito de esmagamento e outra para o efeito de raspagem. O efeito de raspagem é proporcional ao offset, distância entre o centro da broca e o encontro dos eixos dos cones (Figura 37). Assim eles propuseram uma nova equação para taxa de

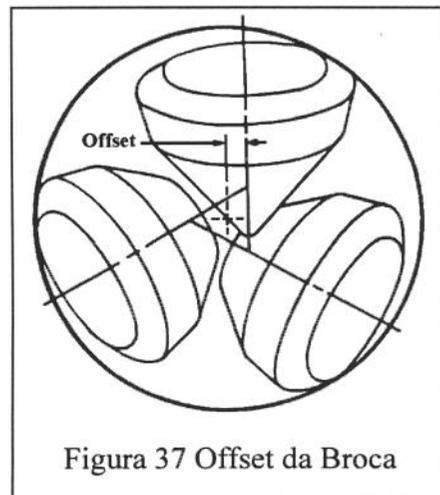


Figura 37 Offset da Broca

penetração para qualquer broca tricônica, em qualquer formação:

$$\frac{1}{T_r} = \frac{a \times \sigma^2 \times D^3 \times \epsilon}{N \times W^2} + \frac{\phi \times \sigma \times D^2}{N \times W \times \epsilon} + \frac{b}{N \times D} + \frac{c \times \rho \times \mu \times D}{I_m} \dots\dots\dots (39)$$

Onde:

- a, b, c e ϕ Constantes que dependem apenas do tipo da broca
- σ Resistência a compressão da rocha
- ϵ Ductibilidade da rocha

Winters et alii compararam as taxas de penetração estimadas pelo modelo com as reais e mostraram novamente a boa adequação do modelo. Também através de dados colhidos em dois poços distantes aproximadamente 100 metros, (em um dos quais foram colhidos testemunhos) compararam a resistência compressiva calculada pelo modelo com a determinada por ensaios triaxiais nos testemunhos. Novamente mostraram a boa adequação do modelo. A grande vantagem deste modelo é separar o tipo de broca das propriedades da rocha.

A.T. Bourgoyne e F.S Young^(1,2,34) ,(1974) propuseram um modelo completo para brocas tricônicas, com as seguintes equações:

a) Equação da taxa de penetração:

$$\frac{dD}{dt} = e^{a_1 + \sum_{j=2}^8 a_j x_j} \dots\dots\dots (40)$$

Onde:

- D Profundidade do poço em pés
- $\frac{dD}{dt}$ Taxa de penetração em pés/hora

e^{a_1}	Parcela referente a resistência da rocha e tipo da broca, bem como outros fatores não incorporados no modelo
$a_1..a_8$	Constante a determinar
$e^{a_2x_2}$	Parcela para modelar o efeito da compactação com a profundidade
x_2	$= 10000.0 - D$
$e^{a_3x_3}$	Parcela para o efeito da subcompactação em pressão anormal
x_3	$= D^{0.69} \times (\rho_p - 9.0)$
ρ_p	Peso específico equivalente a pressão de poros em lbf/gal
$e^{a_4x_4}$	Parcela correspondente ao diferencia de pressão fluido formação
x_4	$= D \times (\rho_p - \rho_c)$
ρ_c	Peso específico do fluido em lbf/gal
$e^{a_5x_5}$	Efeito do peso sobre a broca e diâmetro da broca
x_5	$= \ln\left(\frac{W/d - (W/d)_i}{4.0 - (W/d)_i}\right)$
W	Peso sobre a broca em 1000 lbf
d	Diâmetro da broca em polegadas
$(W/d)_i$	Constante a determinar
$e^{a_6x_6}$	Efeito da rotação da broca
x_6	$= \ln\left(\frac{N}{100}\right)$
N	Rotação da broca em rpm
$e^{a_7x_7}$	Efeito do desgaste do dente ou inserto
x_7	$= -h$
h	Desgaste do dente ou inserto número puro de 0 a 1
$e^{a_8x_8}$	Efeito da hidráulica
x_8	$= \ln\left(\frac{F_j}{1000}\right)$
F_j	Força hidráulica de impacto em lbf

As constantes devem ser determinadas por regressão linear de poços de correlação. Nota-se que o modelo foi construído de modo a ter as constante de a_1 a a_8 positivas.

b) Equação do desgaste do dente ou inserto

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{\tau_h} \left(\frac{N}{60} \right)^{H_1} \left(\frac{(W/d)_{\max} - 4}{(W/d)_{\max} - W/d} \right) \left(\frac{1 + H_2/2}{1 + H_2 \times h} \right) \dots\dots\dots (41)$$

Onde:

- $\frac{dh}{dt}$ Taxa de desgaste do dente ou inserto
- τ_h Abrasividade da formação em horas
- $(W/d)_{\max}$ Constante a determinar
- H_1 e H_2 Constantes tabeladas dependendo do tipo da broca

c) Equação do desgaste do rolamento

$$\frac{db}{dt} = \frac{1}{\tau_b} \left(\frac{N}{60} \right)^{B_1} \left(\frac{W}{4d} \right)^{B_2} \dots\dots\dots (42)$$

Onde:

- $\frac{db}{dt}$ Taxa de desgaste do rolamento
- τ_b Constante do rolamento em horas
- B_1 e B_2 Constantes tabeladas

E. A. Al-Betairi, M. M. Moussa e S. S. Al-Otaibi⁽³⁵⁾ (1985) aplicam a metodologia de Bourgoyne e Young a três poços num campo do Golfo Pérsico onde mostram que apesar

da boa correlação do modelo com os dados, a multicolinearidade (as variáveis não são independentes entre si) torna algumas constantes negativas e outras com intervalo de confiança muito grande.

W. Wee e N. Kalogerakis⁽³⁶⁾ (1989) propuseram fazer a regressão sobre todos os poços de um campo simultaneamente, considerando que os parâmetros de a_2 a a_8 são próprios do campo e permitindo que o parâmetro a_1 varie de poço para poço. Eles também notam o efeito da multicolinearidade, propondo como solução reduzir o número de fatores utilizando a eliminação de alguns fatores.

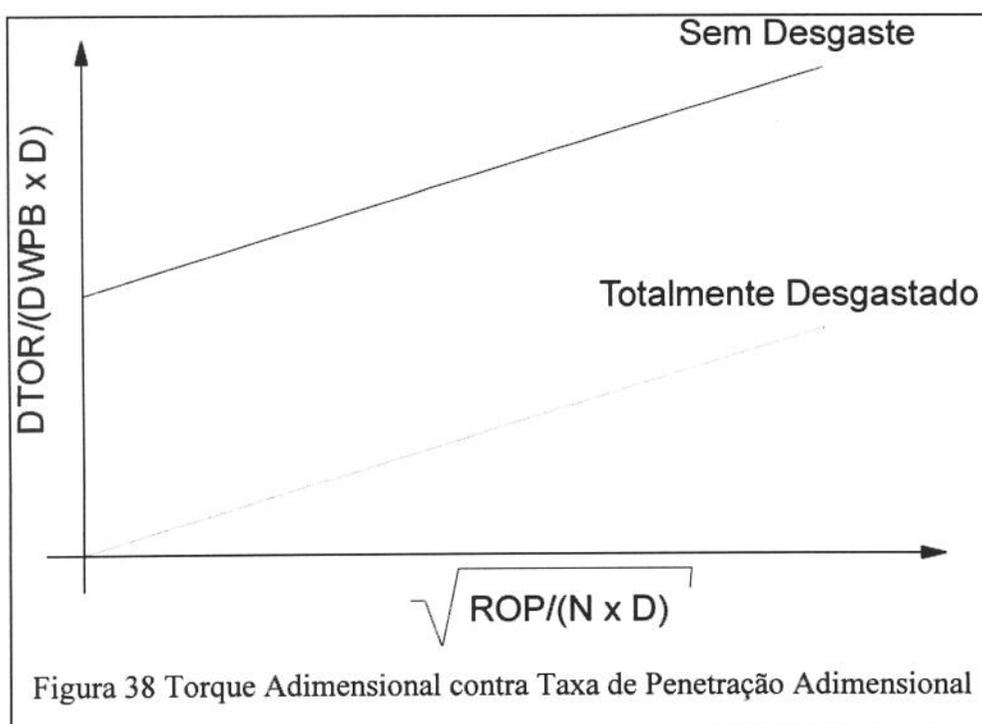
S. Ohara e E.E. Maida^(37,38) (1989) propuseram agrupar os fatores do modelo do Bourgoyne e Young em grupos adimensionais e depois fazer a regressão. Eles notaram uma melhora nos resultados.

2.4 Retirada da Broca

Em 1982 Vargo⁽³⁹⁾ propôs a utilização do teste estatístico de Cox e Stuart para tendências, permitindo assim determinar o real ponto de custo mínimo, onde a broca deverá ser retirada. A utilização deste método é difícil, pois para o método descobrir o ponto de custo mínimo é necessário a perfuração de mais alguns metros, quando então se faz o teste para verificar a tendência da função custo, ou seja, o método indica quando deveríamos ter retirado a broca, mas este instante já passou.

E. F. Blick e G.A. Chukwu⁽⁴⁰⁾ (1990) propuseram calcular o ponto de mínimo custo utilizando a primeira derivada da função custo métrico. Usando o modelo de desgaste exponencial eles mostraram que o método é mais preciso do que se utilizar a curva do custo métrico.

I.G. Falconer, T.M. Burgess e E. Wolfenberger^(41,42,43) (1986) propuseram calcular o desgaste dos dentes da broca utilizando as medidas de torque na broca e peso sobre a broca conseguidas com o uso do MWD (Sensores colocados perto da broca que transmitem vários dados em tempo real). O desgaste seria calculado num gráfico entre o torque adimensional e a taxa de penetração adimensional (Figura 38).



Onde:

$$\text{Torque Adimensional} \quad \frac{DTOR}{DWOB \times D}$$

$$\text{Taxa de Penetração Adimensional} \quad \sqrt{\frac{ROP}{N \times D}}$$

Com:

DTOR	Torque medido na broca
DWOB	Peso sobre a broca medido na broca
D	Diâmetro da broca
ROP	Taxa de Penetração
N	Rotação da broca

S.I. Jardine, M.L. Lesage e D.P. McCann⁽⁴⁴⁾ (1990) propuseram a determinação do desgaste do dente ou inserto através da análise da variação do peso sobre a broca em cada rotação, a análise é feita no domínio das frequências utilizando a transformada de Fourier. Eles demonstram a existência de padrões específicos para cada faixa de desgaste.

B.P. Peltier, G.A. Cooper e D.A. Curry⁽⁴⁵⁾ (1987) utilizando um modelo linear para o torque ($TOR = a_0 + a_1 \times W$) propuseram diagnosticar falhas no rolamento utilizando a variação nos parâmetros a_0 e a_1 bem como no coeficiente de correlação do modelo. Eles mostram que o método é bastante robusto às variações dos parâmetros mecânicos e na dureza da rocha.

H.H. Doiron, L.B. Tompkins e T. Watts⁽⁴⁶⁾ (1987) partindo de uma equação de desgaste, propuseram que o tempo de falha de um rolamento journal seja dado por:

$$t_f = \frac{KB}{W \times N} \dots\dots\dots (43)$$

Onde:

t_f	Tempo de falha do rolamento journal
KB	Constante dependente da broca e da litologia
W	Peso sobre a broca
N	Rotação da broca

M.J. Fear, J.L. Thorogood, O.P. Whelehan e H. S. Williamsom⁽⁴⁷⁾ (1992) propuseram um método para determinar o tempo ótimo de perfuração utilizando análise de risco onde eles modelam a falha do rolamento pela distribuição de Weibull.

CAPÍTULO 3

Análise dos Modelos

Neste capítulo é apresentada uma análise da previsibilidade dos mais importantes modelos de taxa de penetração citados na literatura. É também apresentada uma análise do problema da multicolinearidade que é encontrado no modelo de Bourgoyne e Young e proposta uma modificação neste modelo para minimizar o problema. O modelo para taxa de penetração de Warren é também analisado e ampliado para incluir os efeitos dos desgaste de dente e rolamento e do diferencial de pressão. Por último é feita uma comparação entre os dois modelos baseada numa análise de sensibilidade

3.1 Análise dos Modelos de Taxa de Penetração

Nesta seção são analisados alguns dos modelos disponíveis de taxa de penetração. Para isto, um programa computacional em linguagem Pascal foi desenvolvido. Este programa minimiza o quadrado das diferenças entre o valor real e o calculado por um determinado modelo, isto é:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i=1}^n [y_i - y(x_i; a_1 \dots a_m)]^2 \quad \dots\dots\dots (44)$$

Onde n é o número de pontos; m o número de parâmetros a determinar, y_i o valor real, x_i o ponto em consideração e os a_i 's as constantes a serem determinadas.

Para se achar o mínimo desta função foi utilizado o método de Powell⁽⁴⁹⁾ multidimensional. Neste método, de um ponto inicial, procura-se um novo ponto como o mínimo em cada uma das m dimensões. Após a minimização nas m dimensões verifica-se se o valor da função decresceu mais que um valor pequeno e pré-determinado, neste caso repete-se o processo com este novo ponto, caso contrário termina-se o programa. O processo de minimização unidimensional necessário em cada passo do método foi baseado no método de Brent ou interpolação parabólica. Neste método após a escolha de três pontos que incluem o mínimo, traça-se uma parábola por

estes pontos; determinando-se um ponto de mínimo. Este ponto substitui um dos pontos externos. O processo é repetido até que a precisão desejada seja obtida.

O modelos de taxa de penetração estudados neste trabalho foram:

Moore $T_x = a \times W \times N$ (45)

Maurer $T_x = a \times \left(\frac{W}{D} + b\right)^2 \times N$ (46)

Bingham $T_x = a \times \left(\frac{W}{D}\right)^b \times N$ (47)

Cunningham $T_x = a \times \frac{W}{D} \times N^b$ (48)

Eckel $T_x = a \times W^b \times N^c$ (49)

Galle $T_x = a \times (W - b) \times N^c$ (50)

Onde:

- T_x Taxa de penetração
- W Peso sobre a broca
- N Rotação
- D Diâmetro da broca
- a, b, c Constantes dos modelos

Como parâmetros de comparações entre os modelos foram adotados as seguintes estatísticas:

Variância
$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n-1} \dots\dots\dots (51)$$

Coefficiente de correlação
$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \hat{y}_i \times \hat{y}_i - n \times \bar{y}_i^2}{\dots\dots\dots} (52)$$

Coefficiente ajustado de correlação
$$R_{ajust}^2 = 1 - \frac{(1 - R^2) \times (n - 1)}{n - m} \dots\dots\dots (53)$$

Para se investigar a adequação destes modelos aos dados de campo, foram utilizados valores de peso sobre broca, rotação, diâmetro da broca e taxa de penetração obtidos do artigo de Alan D. Black et Alii⁽²⁹⁾. As tabelas abaixo resumem os resultados obtidos:

Tabela 1 Utilizando o modelo de Moore

Diâmetro	s^2	R^2	R_{ajust}^2
6.5"	5.09	0.8026	0.8026
7.875"	8.22	0.8161	0.8161
9.5"	7.70	0.5938	0.5938
11"	4.81	0.8464	0.8464
Média	6.46	0.7647	0.7647

Tabela 2 Utilizando o modelo de Maurer

Diâmetro	s^2	R^2	R_{ajust}^2
Todos	7.49	0.7506	0.7483

Tabela 3 Utilizando o modelo de Bingham

Diâmetro	s^2	R^2	R^2_{ajust}
Todos	7.25	0.7602	0.7580

Tabela 4 Utilizando o modelo de Cunningham

Diâmetro	s^2	R^2	R^2_{ajust}
6.5"	2.37	0.9120	0.9087
7.875"	5.21	0.8880	0.8837
9.5"	2.70	0.8631	0.8578
11"	3.42	0.8954	0.8913
Média	3.42	0.8896	0.8854
Todos	4.33	0.8567	0.8553

Tabela 5 Utilizando o modelo de Eckel

Diâmetro	s^2	R^2	R^2_{ajust}
6.5"	2.46	0.9122	0.9051
7.875"	3.66	0.9212	0.9149
9.5"	2.80	0.8636	0.8527
11"	3.56	0.8963	0.8880
Média	3.12	0.8983	0.8902
Todos	4.30	0.8590	0.8564

Tabela 6 Utilizando o modelo de Galle

Diâmetro	s^2	R^2	R^2_{ajust}
6.5"	2.46	0.9121	0.9050
7.875"	3.51	0.9273	0.9215
9.5"	2.80	0.8634	0.8524
11"	3.56	0.8952	0.8868
Média	3.08	0.8995	0.8914

Destas tabelas, observa-se que o modelo de Galle, Eckel e Cunningham apresentou as melhores adequações. É importante notar que nestes modelos a rotação não tem uma relação linear com a taxa de penetração. Apesar dos métodos de Moore, Bingham e Maurer apresentarem um grau de adequação menor, eles são considerados aceitáveis. Isto demonstra que qualquer um dos modelos de taxa de penetração estudados podem ser utilizados em modelos mais complexos de perfuração, principalmente quando o modelo não tem relação linear com a rotação, como os modelos de Bourgoyne & Young, e Warren a serem estudados nas próximas seções.

3.2 Análise da Multicolinearidade, Modelo de Bourgoyne e Young

Nesta seção é analisado o maior problema do modelo de Bourgoyne & Young, ou seja a multicolinearidade^(50,51,52). Ela pode ser medida pelo índice de multicolinearidade (mci), pelo índice condicional (k) e em cada variável pelo Fator Inflação da Variância (VIF), conforme mostrado no Apêndice 1. As técnicas normalmente utilizadas para corrigir a multicolinearidade são: regressão para frente, regressão para trás, regressão “ridge” e regressão sobre os principais componentes.

A seguir, dois exemplos de campo, um com alta e outro com moderada multicolinearidade, serão estudados. Para cada um serão utilizadas as técnicas para correção listada acima neste problema.

O primeiro exemplo utiliza os dados dos poços da área do golfo arábico, do artigo de Emad A. Al-Betairi et al⁽³⁵⁾. Para estes dados foram obtidos mci de 1.00175 e k de 23.90. Estes valores indicam alta multicolinearidade entre as variáveis. A tabela abaixo mostra os valores obtidos para o índice VIF.

Tabela 7 VIF da Arabian Gulf Area

	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8
VIF	9.43	2.27	15.7	102	2.65	1.64	65.4

Vários VIF estão acima ou próximos de 10 indicando que estes parâmetros por estarem muito correlacionados com os outros serão mal estimados pela regressão multilinear.

Utilizando a regressão multilinear, chega-se à seguinte tabela:

Tabela 8 $R^2 = 0.9665$ $R^2_{ajust} = 0.9487$ $s = 0.7859$ da Arabian Gulf Area

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	-9.06	2.93e-4	1.51e-3	-9.2e-5	-1.27	-0.563	-0.600	0.185
Desvio	2.9	0.57e-4	0.40e-3	2.3e-5	0.37	0.75	0.20	0.055
Signific.	0.73%	0.02%	0.24%	0.17%	0.43%	46.58%	1.13%	0.49%
Mínimo	-15.	1.7e-4	6.4e-4	-1.4	-2.1	-2.2	-1.0	0.067
Máximo	-2.9	4.2e-4	23.8e-4	-0.4	-0.48	1.1	-0.16	0.30

Apesar de um coeficiente de correlação alto o exemplo mostra grandes variações possíveis nos valores estimados devido a multicolinearidade.

A tabela abaixo mostra o resultado da aplicação da técnica da regressão para frente ao exemplo em consideração. Com base nestes resultados nota-se que a eliminação da multicolinearidade implica na regressão utilizando só a profundidade (a2), inviabilizando a regressão para a otimização dos parâmetros mecânicos.

Tabela 9 $R^2_{ajust} = 0.8954$ da Arabian Gulf Area

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	1.56	3.49e-4	-	-	-	-	-	-
Desvio	0.12	2.7e-5	-	-	-	-	-	-
Signific.	0.00%	0.00%	-	-	-	-	-	-
Mínimo	1.3	2.9e-4	-	-	-	-	-	-
Máximo	1.8	4.0e-4	-	-	-	-	-	-

Conforme mostrado na tabela abaixo, a utilização da técnica da regressão para trás produz uma regressão que também não permite sua aplicação na otimização dos parâmetros mecânicos.

Tabela 10 $R_{ajust}^2 = 0.8912$ da Arabian Gulf Area

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	1.52	3.61e-4	-	-	3.69e-2	-	-	-
Desvio	0.14	3.6e-5	-	-	7.1e-2	-	-	-
Signific.	0.00%	0.00%	-	-	60.73%	-	-	-
Mínimo	1.2.	2.9e--4	-	-	-0.11	-	-	-
Máximo	1.8	4.4e-4	-	-	0.18	-	-	-

Conforme mostrado abaixo, a utilização da técnica de regressão “Ridge” apesar de produzir um modelo completo, gera valores negativos em alguns estimadores, demonstrando que o problema da multicolinearidade não foi resolvido.

Tabela 11 $s = 1.240$ da Arabian Gulf Area

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	-0.504	3.44e4	5.83e4	-1.8e-5	-2.4e-1	-0.777	-0.391	2.86e-2

A regressão nos principais componentes, também não consegue eliminar o problema da multicolinearidade, conforme mostrado na tabela abaixo.

Tabela 12 $s = 2.15$ da Arabian Gulf Area

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	3.65	1.16e-4	5.32e-4	3.76e-5	-0.120	2.15	-0.256	-1.7e-3

O segundo exemplo (moderada multicolinearidade) utiliza os dados de poços canadenses do artigo de .W. Wee e N. Kalogerakis⁽³⁶⁾. Para esta situação, obtém-se mci de 1.80086 e k de 6,75. Ambos os valores indicando existência de fraca

multicolinearidade. Os valores de VIF na tabela abaixo indicam que os parâmetros serão estimados razoavelmente.

Tabela 13 da Canadian Offshore

	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8
VIF	7.62	4.02	1.42	4.79	4.94	1.29	5.43

Utilizando a técnica da regressão multilinear obtém-se a tabela abaixo:

Tabela 14 $R^2 = 0.8253$ $R^2_{ajust} = 0.7782$ $s = 0.7628$ da Canadian Offshore

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	1.93	4.84e-6	-1.2e-4	8.24e-6	0.130	0.623	-0.303	8.90e-2
Desvio	0.25	2.6e-5	4.5e-5	3.4e-6	0.23	0.32	0.15	0.11
Signific.	0.00%	85.47%	0.99%	2.24%	57.40%	6.34%	6.01%	42.38%
Mínimo	1.4	-5.e-5	-2,2e-4	0.	-0.34	-3.8e-2	-0.62	-0.14
Máximo	2.4	6.e-5	-3.e-5	2.e-5	0.60	1.3	1.4e-2	0.32

Os resultados mostram que apesar da multicolinearidade ser menor que no exemplo anterior temos um coeficiente de correlação mais baixo, isto porque que estes índices medem qualidades diferentes.

As tabelas apresentadas abaixo mostram que apesar da multicolinearidade ser moderada, as técnicas aplicadas também não resolveram o problema.

Regressão para frente:

Tabela 15 $R^2_{ajust} = 0.771$ da Canadian Offshore

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	2.15	-	-1.7e-4	8.05e-6	-	0.590	-	-
Desvio	5.1e-2	-	2.9e-5	3.0e-6	-	0.19	-	-
Signific.	0.00%	-	0.00	1.14%	-	0.45%	-	-
Mínimo	2.0	-	-2.2e-4	0.	-	0.20	-	-
Máximo	2.3	-	-1.1e-4	-1.e-5	-	0.98	-	-

Regressão para trás:

Tabela 16 $R^2_{ajust} = 0.7917$ da Canadian Offshore

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	2.07		-1.6e-4	9.69e-6	-	0.579	-0.280	-
Desvio	6.2e-2		2.8e-5	3.0e-6	-	0.183	0.14	-
Signific.	0.00%		0.00%	0.28%	-	-0.36%	5.56%	-
Mínimo	1.9		-2.1e-4	0.	-	0.20	-0.57	-
Máximo	2.2		-1.0e-4	2.e-5	-	0.95	7.3e-3	-

Ridge Regression

Tabela 17 da Canadian Offshore

	Cte	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8
Média	1.90	1.25e-5	-1.0e-4	6.66e-6	3.52e-2	0.461	-0.290	9.68e-2

Dos dois exemplos estudados conclui-se que o problema de multicolinearidade presente no modelo de Bourgoyne & Young não podem ser resolvidos pelas ferramentas estatísticas utilizadas.

A multicolinearidade existente no modelo de Bourgoyne & Young tem três causas:

a) Durante a perfuração os parâmetros mecânicos não são variados livremente, mas quando se aumenta o peso sobre a broca se diminui a rotação e vice versa. Esse efeito causa uma correlação espúria entre o peso sobre a broca e a rotação. Ele pode ser eliminado se a regressão para a determinação das constantes de peso sobre broca e rotação forem feitas utilizando-se o “drilloff test” ou o teste dos 5 pontos. O primeiro consiste em se perfurar um trecho da formação com o guincho freado, registrando-se a variação do peso sobre a broca com o tempo. O segundo teste consiste em se perfurar um trecho da formação com 5 combinações diferentes de peso sobre a broca e rotação, registrando-se a taxa de penetração em cada combinação. Normalmente as combinações são: (1) Peso sobre a broca médio e rotação média, (2) Peso sobre a broca alto e rotação alta, (3) Peso sobre a broca baixo e rotação alta, (4) Peso sobre a broca baixo e rotação baixa e (5) Peso sobre a broca alto e rotação baixa. É comum se repetir no final a primeira combinação para se verificar se não houve mudanças nas propriedades da formação.

b) Existem parâmetros que normalmente não são variados durante a perfuração, como a densidade do fluido de perfuração e pressão na bomba. Estes parâmetros podem tornar os seus coeficientes instáveis. Neste caso é melhor retirá-los do modelo.

c) As duas primeiras variáveis explicatórias do modelo são realmente correlacionados, pois eles tendem a aumentar com o aumento da profundidade. Para eliminar este problema propõe-se substituí-^{LAS}los pela resistência a compressão da rocha S^2 que pode ser obtida através dos perfis sônicos. A resistência da rocha contém o efeito da compactação e o efeito da pressão de poros. Esta substituição transforma o modelo de Bourgoyne & Young para:

Dos dois exemplos estudados conclui-se que o problema de multicolinearidade presente no modelo de Bourgoyne & Young não podem ser resolvidos pelas ferramentas estatísticas utilizadas.

A multicolinearidade existente no modelo de Bourgoyne & Young tem três causas:

a) Durante a perfuração os parâmetros mecânicos não são variados livremente, mas quando se aumenta o peso sobre a broca se diminui a rotação e vice versa. Esse efeito causa uma correlação espúria entre o peso sobre a broca e a rotação. Ele pode ser eliminado se a regressão para a determinação das constantes de peso sobre broca e rotação forem feitas utilizando-se o “drilloff test” ou o teste dos 5 pontos. O primeiro consiste em se perfurar um trecho da formação com o guincho freado, registrando-se a variação do peso sobre a broca com o tempo. O segundo teste consiste em se perfurar um trecho da formação com 5 combinações diferentes de peso sobre a broca e rotação, registrando-se a taxa de penetração em cada combinação. Normalmente as combinações são: (1) Peso sobre a broca médio e rotação média, (2) Peso sobre a broca alto e rotação alta, (3) Peso sobre a broca baixo e rotação alta, (4) Peso sobre a broca baixo e rotação baixa e (5) Peso sobre a broca alto e rotação baixa. É comum se repetir no final a primeira combinação para se verificar se não houve mudanças nas propriedades da formação.

b) Existem parâmetros que normalmente não são variados durante a perfuração, como a densidade do fluido de perfuração e pressão na bomba. Estes parâmetros podem tornar os seus coeficientes instáveis. Neste caso é melhor retirá-los do modelo.

c) As duas primeiras variáveis explicatórias do modelo são realmente correlacionados, pois eles tendem a aumentar com o aumento da profundidade. Para eliminar este problema propõe-se substituí-las pela resistência a compressão da rocha S^2 que pode ser obtida através dos perfis sônicos. A resistência da rocha contém o efeito da compactação e o efeito da pressão de poros. Esta substituição transforma o modelo de Bourgoyne & Young para:

$$Tx = \frac{J1}{S^2} \times \left(\frac{W/D - C}{4 - C} \right)^{e_p} \times \left(\frac{N}{60} \right)^{e_r} \times \left(\frac{F_j}{1000} \right)^{e_h} \times e^{e_o \cdot prof \Delta P} \times e^{-e_d h} \dots\dots\dots (54)$$

Onde:

- S^2 Resistência a compressão da rocha.
- F_j Força hidráulica de impacto.
- ΔP Diferença entre os pesos específicos da formação e do fluido de perfuração.
- h Fração do desgaste do dente.
- $prof$ Profundidade da perfuração.
- $J1, C, e_p, e_r, e_h, e_o, e_d$ Constantes do modelo a determinar.

J1 é a constante que além de levar em conta o efeito do tipo da broca na taxa de penetração, também inclui os efeitos de fenômenos não incluídos no modelo, tais como: tipo do fluido de perfuração, conteúdo de sólidos no fluido de perfuração, etc.

3.3 Análise do Modelo de Warren

Como visto na revisão bibliográfica, em nenhum dos modelos proposto por Warren são incluídos os efeitos do desgaste dos dentes da broca e o diferencial de pressão. Sendo estes dois efeitos importantes na estimativa da taxa de penetração, neste trabalho, adotou-se a proposta do artigo de Geir Hareland e L.L. Hoberock⁽⁵³⁾ de se multiplicar o modelo de taxa de penetração por funções que levem em conta o desgaste dos dentes da broca e o diferencial de pressão.

Assim, o modelo ampliado de Warren utilizado para estimativa da taxa de penetração foi o seguinte:

$$Warren_{\text{completo}} = Warren \times f_1(\text{Desgaste}) \times f_2(\text{Diferencial de Pressão}) \dots\dots (55)$$

As funções f_1 e f_2 utilizadas nesta tese foram as mesmas do modelo de Bourgoyne e Young, como também o foram a modelagem do desgaste.

Sabe-se entretanto que a taxa de penetração estimada pelo modelo de Warren é a média harmônica entre a taxa de penetração Tx_1 com baixo peso sobre a broca (quando a taxa de penetração responde com o quadrado do peso sobre a broca conforme previsto por Maurer) e a taxa de penetração Tx_2 com alto peso sobre a broca (quando a taxa de penetração não mais varia com este parâmetro) Estas taxas de penetração estão definidas abaixo:

$$Tx_1 = \frac{W^2 \times N^b}{a \times D^3 \times S^2} \dots\dots\dots (56)$$

$$Tx_2 = \frac{N \times D}{c} \dots\dots\dots (57)$$

Como o efeito do desgaste do dente está relacionado principalmente com o fator relativo ao Tx_1 , uma melhor abordagem seria a função do desgaste f_1 influenciar apenas esta

parcela e não o modelo completo. Sendo esta uma abordagem mais complexa optou-se pela utilização do modelo acima proposto (Equação 55).

3.4 Análise dos Dois Modelos Completos

Para se investigar estes modelos foi feita uma análise de sensibilidade com o modelo modificado de Bourgoyne e Young e o modelo ampliado de Warren. Esta análise consistiu em se variar a dureza S^2 e abrasividade τ_0 de uma formação e se determinar os parâmetros mecânicos que minimizam o custo métrico da broca nesta formação utilizando os dois modelos. Os gráficos abaixo mostram o resultado desta análise.

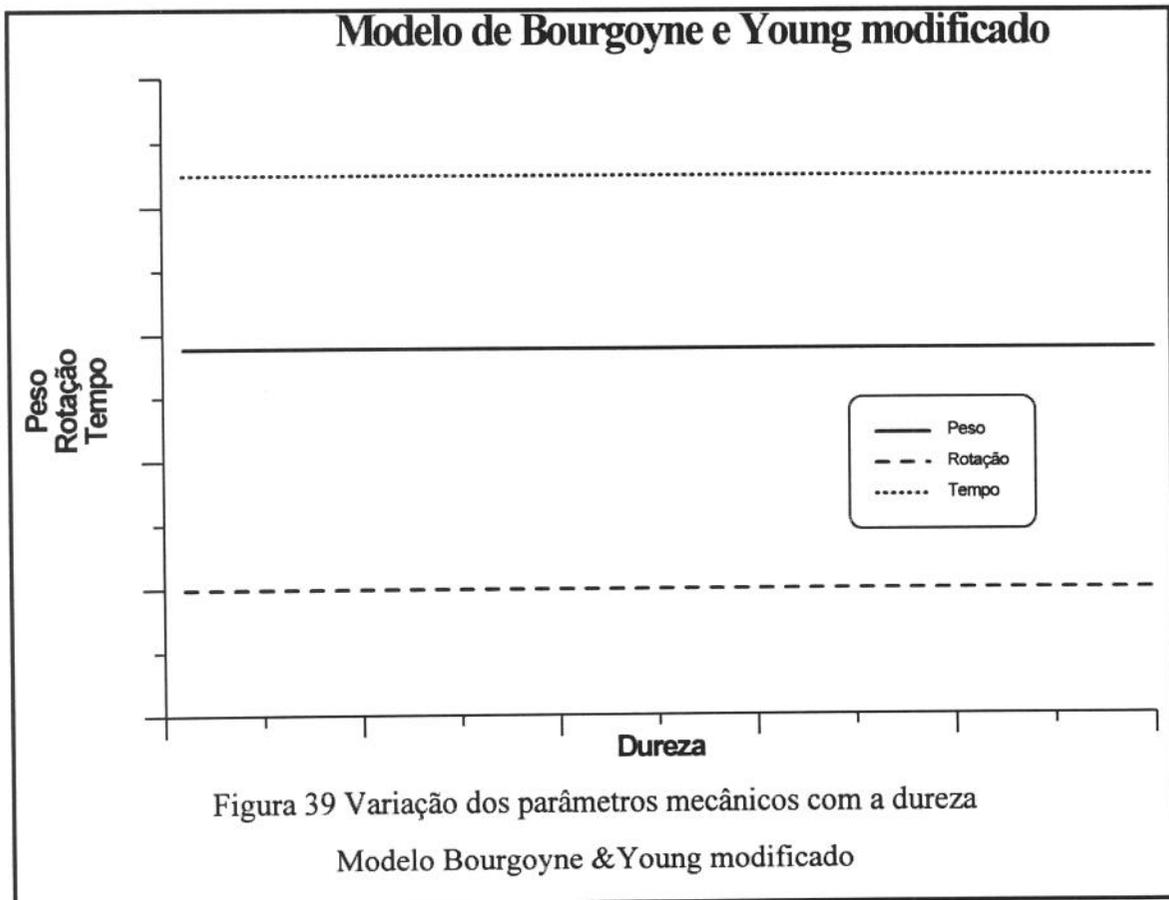
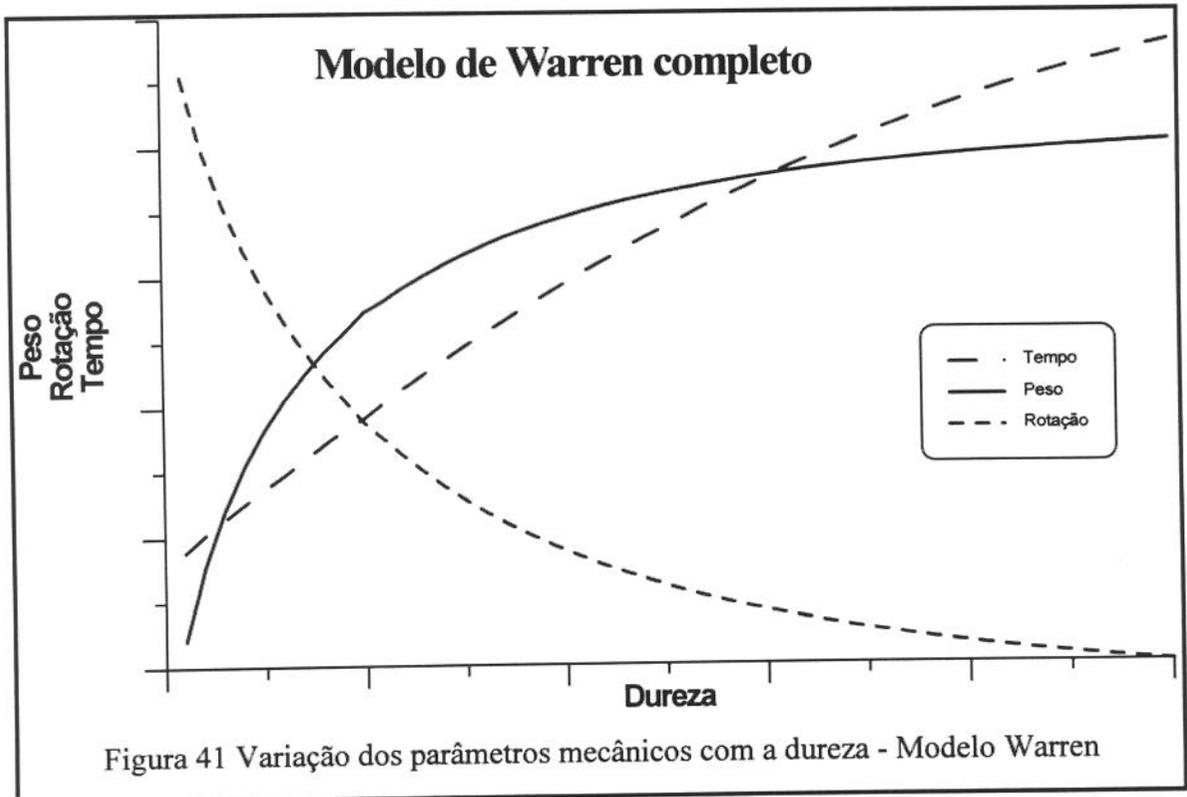
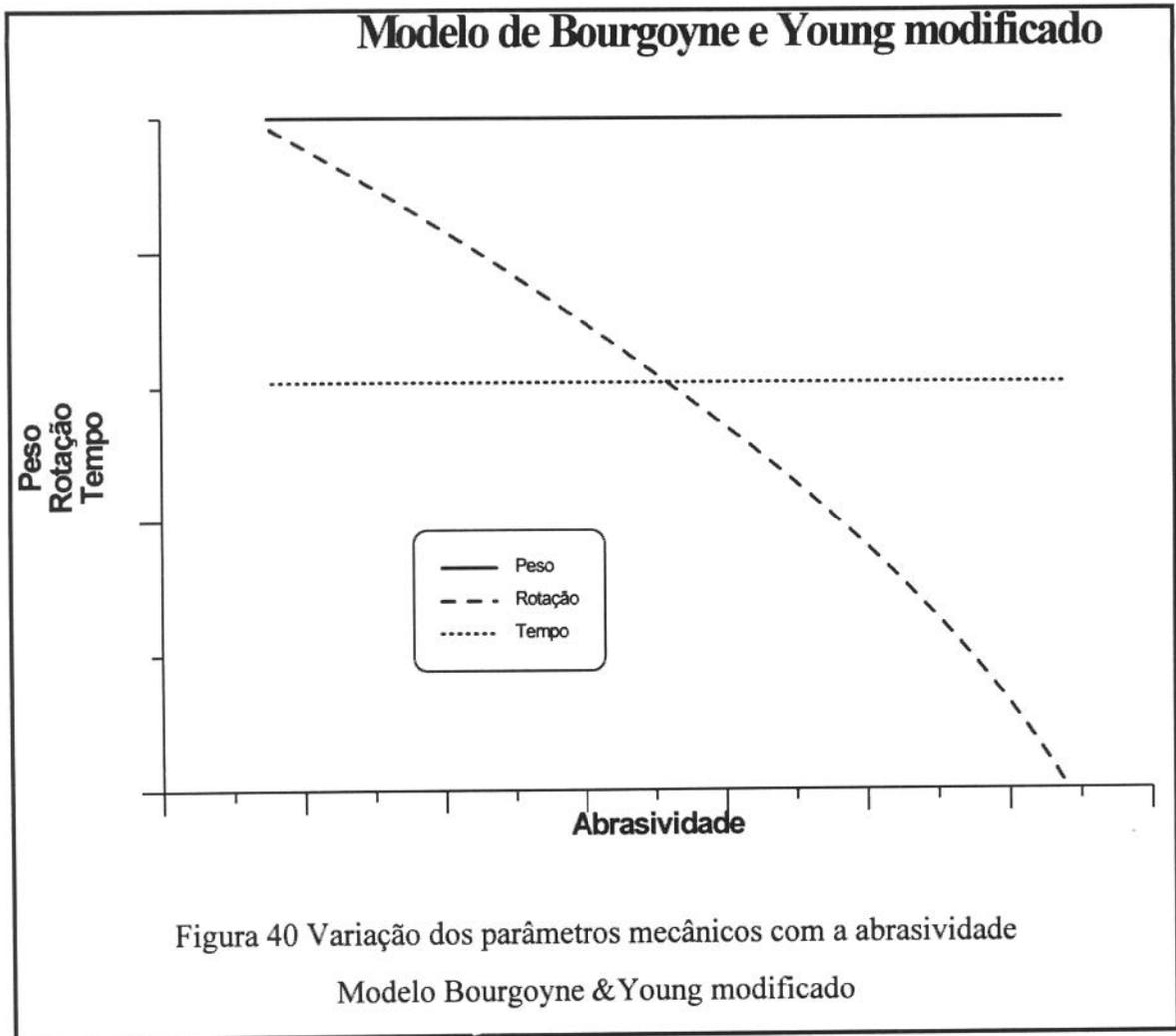
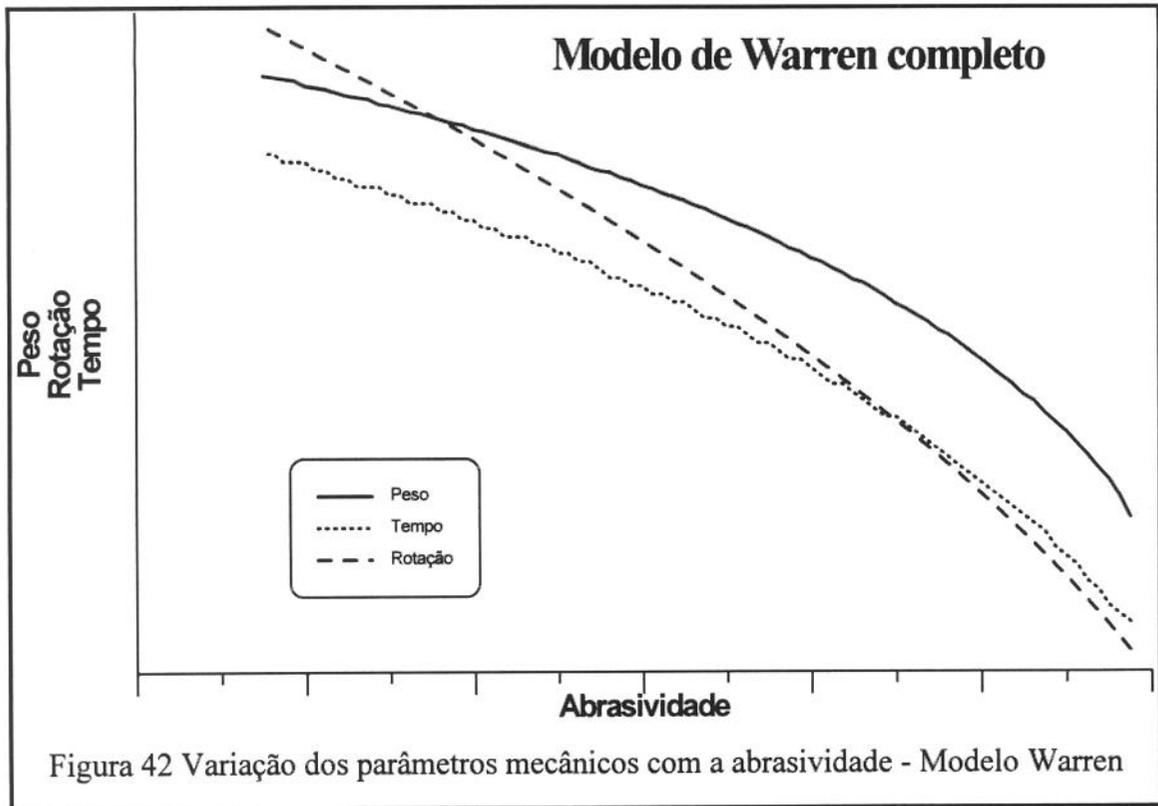


Figura 39 Variação dos parâmetros mecânicos com a dureza

Modelo Bourgoyne & Young modificado





Nas figuras acima nota-se que o modelo de Bourgoyne e Young modificado responde mal a variação da dureza e da abrasividade. Para a dureza nenhum dos parâmetros mecânicos ótimos variam já que a dureza não muda as relações entre os parâmetros fazendo apenas o papel de uma constante de transformação de unidade. Já para a abrasividade apenas a rotação da broca varia, por ser neste modelo o único parâmetro não linear $\left(\frac{N}{60}\right)^{H_1}$. É interessante notar que o modelo de Bourgoyne e Young sem a modificação responde as variações de dureza e abrasividade da mesma maneira.

O modelo de Warren por sua vez apresentou uma resposta mais coerente quando foram variadas a dureza e abrasividade da formação. Quando a formação se torna mais dura, para se obter o custo métrico mínimo deve-se diminuir a rotação e aumentar-se o peso sobre a broca e o tempo de perfuração, já quando a abrasividade aumenta deve-se diminuir o peso sobre a broca, rotação e tempo de perfuração. Esta resposta do modelo é a mesma que se observa na prática da perfuração.

CAPÍTULO 4

Otimização dos Parâmetros Mecânicos

Neste capítulo são apresentadas e analisadas algumas técnicas de otimização. Também é proposta a utilização de uma técnica baseada na pesquisa heurística, para determinação dos parâmetros mecânicos que otimizam a perfuração de uma determinada fase do poço. A utilização destas técnicas é ilustrada através de cinco diferentes métodos de otimização da perfuração de uma fase do poço.

4.1 Técnicas de Otimização

Este trabalho analisou as seguintes técnicas para a otimização dos parâmetros mecânicos: a) Hooke e Jeeves modificada⁽⁵⁴⁾, b) Hooke e Jeeves modificada em dois passos, c) busca na vizinhança e d) pesquisa heurística.

a) Técnica Hooke e Jeeves modificada

Esta técnica leva em conta as restrições existentes entre peso sobre a broca, rotação e tempo de perfuração. A técnica possui os seguintes passos para o encontro do mínimo (Figuras 43 e 44):

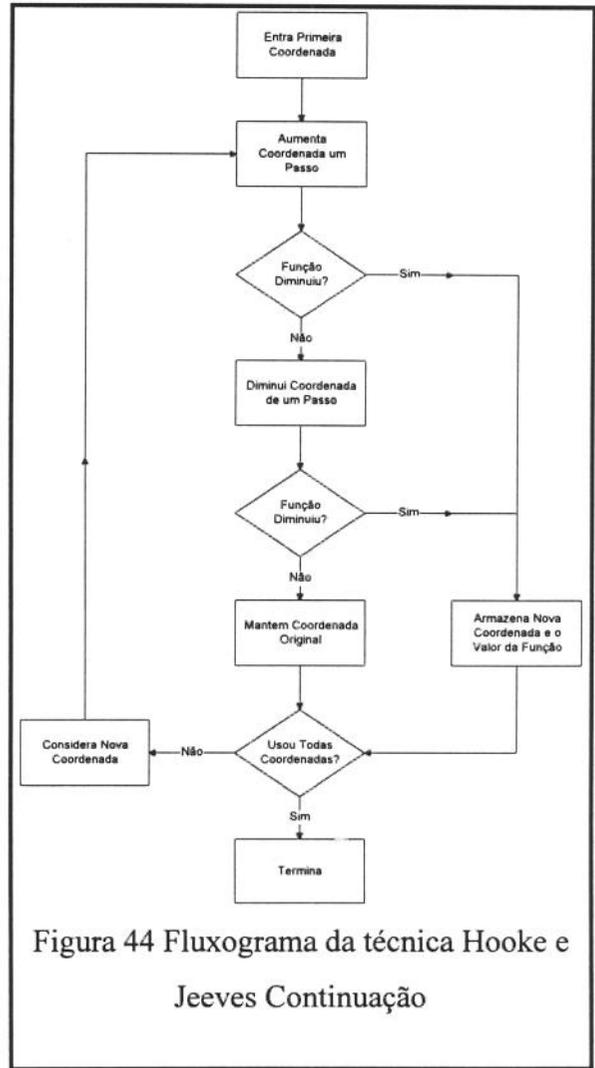
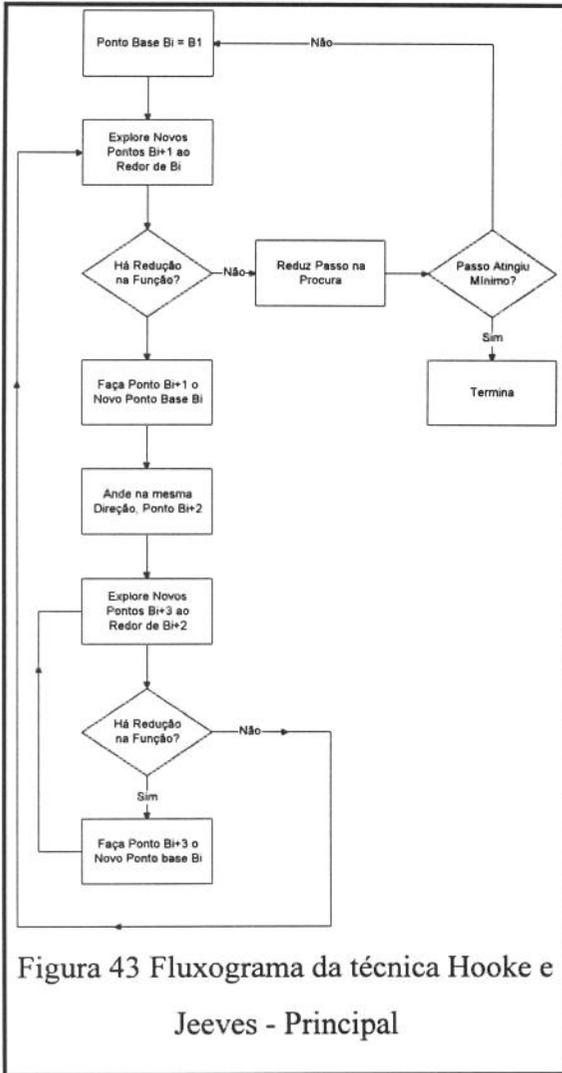
(A) Escolha um ponto \mathbf{b}_1 (ponto inicial) e os incrementos \mathbf{h}_j para cada direção ou variável.

(B) Explore ao redor de \mathbf{b}_i utilizando a seguinte sequência de eventos:

a) Cálculo de $f(\mathbf{b}_i)$

b) Para cada direção, avaliação de $f(\mathbf{b}_i + \mathbf{h}_j \cdot \mathbf{e}_j)$ onde \mathbf{e}_j é o vetor unitário na direção da variável j . Caso haja redução no valor da função, troca-se \mathbf{b}_i por $\mathbf{b}_i + \mathbf{h}_j \cdot \mathbf{e}_j$.

Caso contrário, avalia-se $f(\mathbf{b}_i - \mathbf{h}_j \cdot \mathbf{e}_j)$. Faz-se o mesmo processo para cada uma das direções \mathbf{e}_j . Após a avaliação em todas as direções, obtém-se o novo ponto \mathbf{b}_{i+1}



c) Caso $\mathbf{b}_{i+1} > \mathbf{b}_i$ então retorna-se a exploração em \mathbf{b}_i com os incrementos \mathbf{h}_j reduzidos. Caso contrário, faz-se o movimento padrão, descrito abaixo.

(C) Movimento padrão

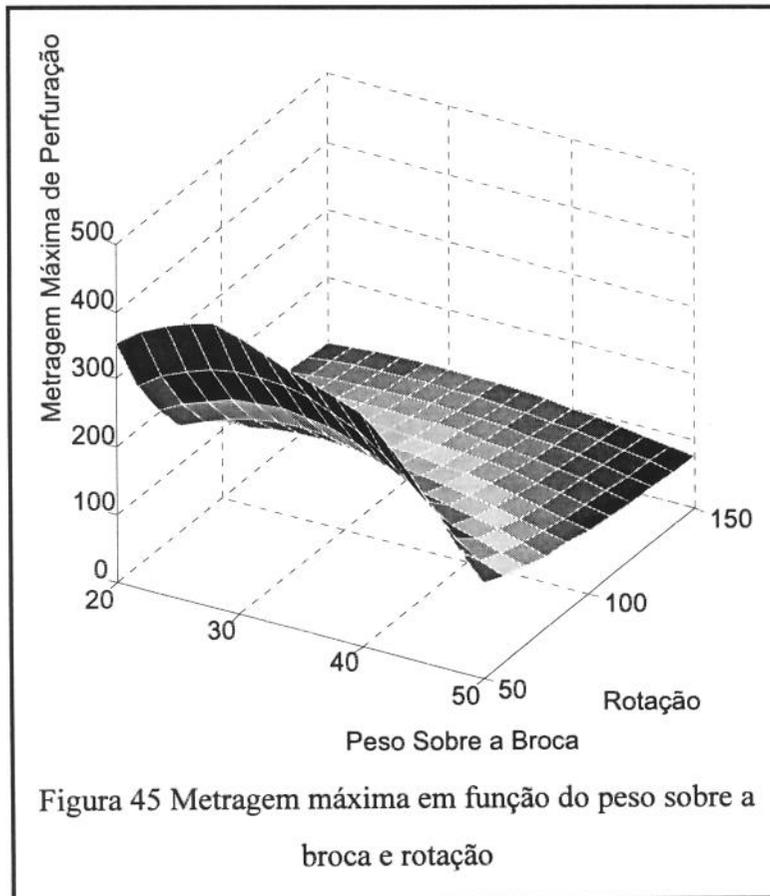
a) O novo ponto \mathbf{b}_{i+2} será: $\mathbf{b}_{i+2} = \mathbf{b}_i + 2(\mathbf{b}_{i+1} - \mathbf{b}_i)$

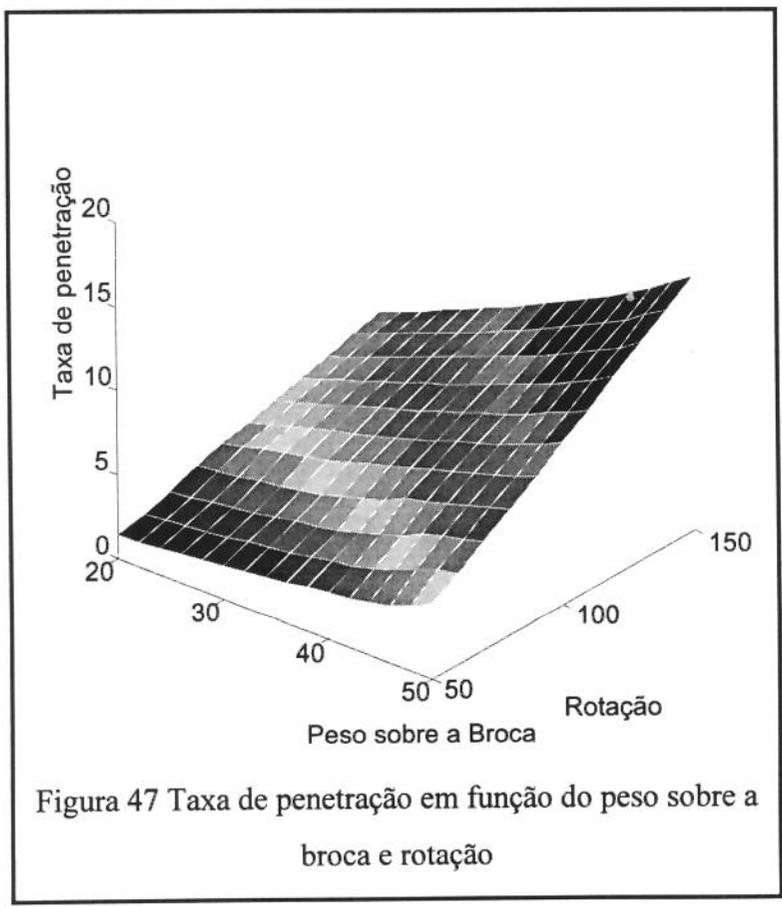
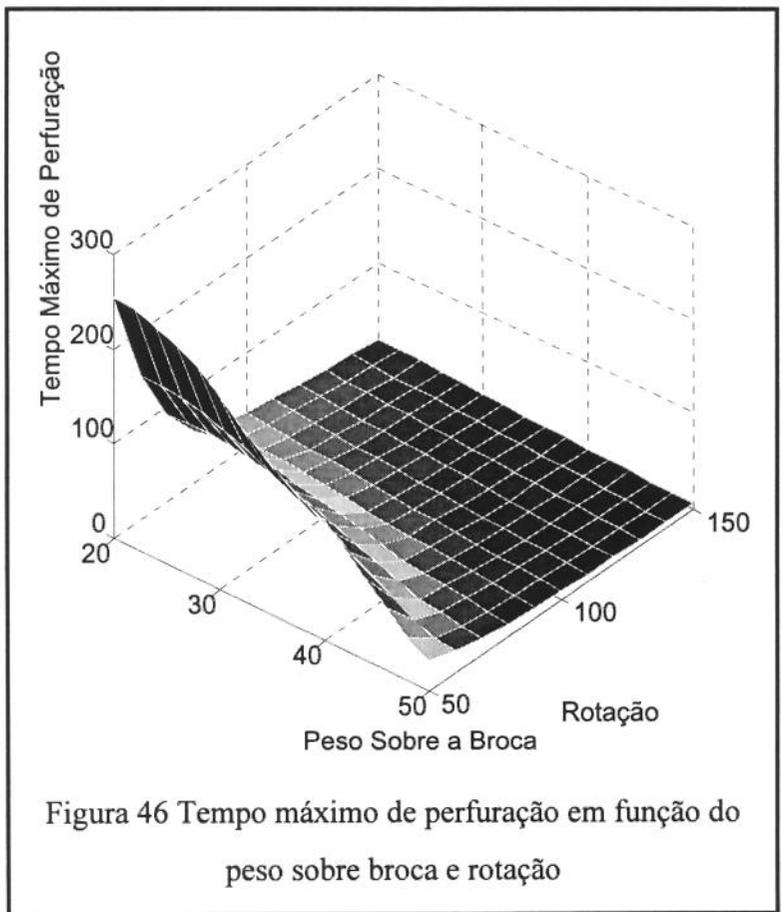
b) Faz-se a exploração em torno de \mathbf{b}_{i+2} conforme descrito no Item B. Caso a exploração obtenha sucesso, faz-se o movimento padrão entre \mathbf{b}_{i+2} e \mathbf{b}_{i+1} . Caso contrário, retorna-se à exploração em torno de \mathbf{b}_{i+1} .

(D) O processo termina quando os incrementos atingirem um valor mínimo pré-determinado.

A modificação para se levar em conta as restrições é que antes de se avaliar as funções em cada ponto verifica-se se o ponto está dentro das restrições. Caso esteja, um valor muito grande é atribuído à função a ser minimizada.

Esta técnica foi testada e comparando os seus resultados com aqueles obtidos pela técnica de pesquisa bruta (pesquisa de todos os valores possíveis da função). Por causa das restrições não serem lineares (Figuras 45,46 e 47), esta técnica revelou-se muito dependente do ponto inicial para conseguir encontrar o mínimo.





b) Técnica Hooke e Jeeves modificada em dois passos

Assim, a técnica anterior foi modificada para fazer a procura em duas etapas.

(A) Procure o peso sobre broca e rotação que minimizam o custo métrico utilizando a técnica Hooke e Jeeves modificada sendo que o tempo de perfuração utilizado é o tempo máximo de perfuração para cada peso sobre a broca e rotação calculados pelas equações dos desgastes. Isto diminui uma direção na procura do mínimo.

(B) Utilize novamente a técnica de Hooke e Jeeves modificada para achar o peso sobre a broca, rotação e tempo de perfuração que minimizam o custo métrico, utilizando agora como ponto inicial de procura aquele determinado no passo anterior.

Esta técnica, quando testada em relação aos resultados obtidos pela pesquisa bruta revelou-se muito robusta, e pouca vezes a determinação do valor mínimo dependeu do ponto inicial da pesquisa.

c) Técnica da busca na vizinhança

Como ainda havia certa dependência do ponto inicial, modificou-se o Ítem B do procedimento anterior. No lugar da técnica Hooke e Jeeves, em cada passo calcula-se todos os valores da função ao redor do ponto i e só então escolhe-se o ponto $i+1$ como o menor entre eles. Esta técnica apesar de menos eficiente, revelou-se totalmente robusta pois não dependia do ponto inicial da pesquisa.

d) Técnica da pesquisa heurística

Uma outra técnica utilizada foi a heurística que consiste em (Figura 48):

(A) Escolha um ponto inicial \mathbf{b}_1 , normalmente o ponto final do método Hooke e Jeeves em duas etapas, e os incrementos \mathbf{h}_j para cada variável (peso sobre a broca, rotação e o tempo de perfuração).

(B) Faça $\mathbf{b}_{i+1} = \mathbf{b}_i$. Para cada variável, gere-se um número aleatório c_j com distribuição uniforme entre 0 e 1.

Caso $c_j < 1/3$ então $\mathbf{b}_{i+1} = \mathbf{b}_{i+1} - \mathbf{h}_j \mathbf{e}_j$

Caso $1/3 < c_j < 2/3$ então $\mathbf{b}_{i+1} = \mathbf{b}_{i+1}$

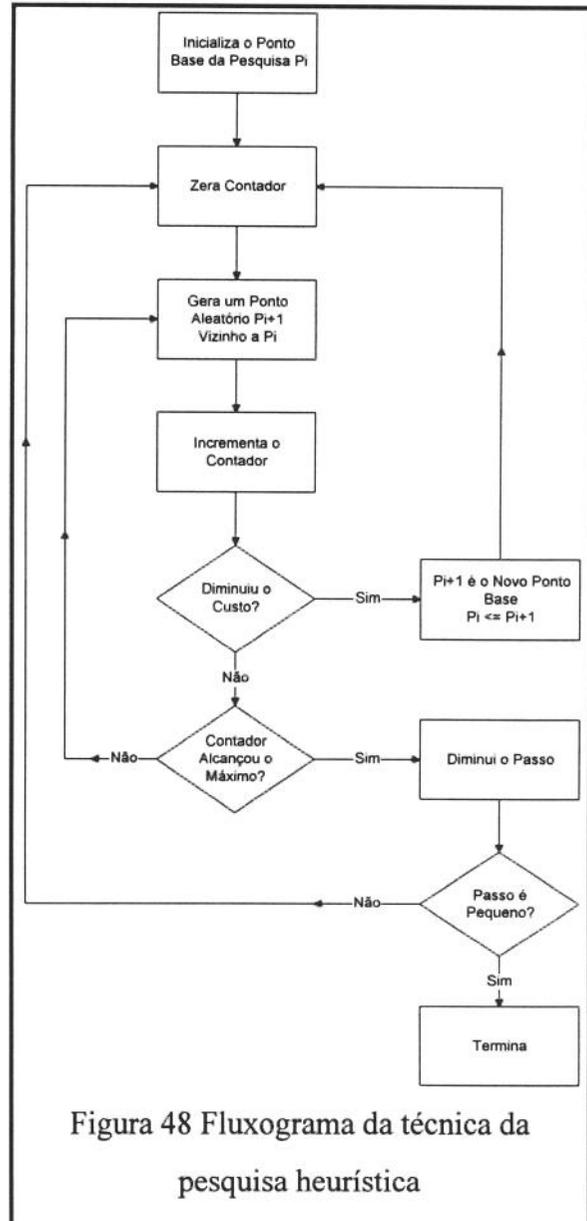
Caso $c_j > 2/3$ então $\mathbf{b}_{i+1} = \mathbf{b}_{i+1} + \mathbf{h}_j \mathbf{e}_j$

Com isto, a escolha de \mathbf{b}_{i+1} é igualmente provável em qualquer direção a partir de \mathbf{b}_i e com distancia igual a \mathbf{h}_j .

Se no ponto aleatório correspondente ao tempo de perfuração for maior que o tempo máximo de perfuração utiliza-se o tempo máximo de perfuração.

Após pesquisar todas as variáveis, compara-se $f(\mathbf{b}_i)$ com $f(\mathbf{b}_{i+1})$. Caso a função diminua, repete-se o Item B com o ponto \mathbf{b}_{i+1} . Caso contrário, repete-se novamente com \mathbf{b}_i a menos que se atinja o número máximo de tentativas pré-determinado, neste caso reduz-se os incrementos \mathbf{h}_j e retorna-se ao início do Item B.

(C) O processo termina quando todos os incrementos atingirem valores pré-determinados.



A técnica da procura heurística revelou-se extremamente robusta e mais eficiente que as técnicas anteriores. Procurando-se otimizar a técnica heurística implementou-se a seguinte modificação:

Caso $f(\mathbf{b}_i) > f(\mathbf{b}_{i+1})$, armazena-se a direção do sucesso e aumenta-se a probabilidade para 0,5 de ocorrer esta direção.

4.2 Métodos de otimização

Neste trabalho, foram considerados os seguintes cinco métodos de otimização dos parâmetros mecânicos:

Método 1 - Otimização do peso sobre a broca, rotação e tempo de perfuração visando obter o custo métrico mínimo por broca. A formação é considerada homogênea e as propriedades da formação utilizadas nos cálculos são iguais àquelas da profundidade de descida da broca. Determina-se então o número de brocas para a fase.

Método 2 - Otimização do peso sobre a broca, rotação e tempo de perfuração, visando o custo métrico mínimo da broca, considerando a formação não homogênea. Determina-se então o número de brocas para a fase.

Método 3 - Otimização do peso sobre a broca e rotação em cada intervalo homogêneo da formação, e do tempo total de perfuração da broca visando o custo métrico mínimo da mesma. Determina-se então o número de brocas para a fase.

Método 4 - Otimização do peso sobre a broca, rotação, tempo de perfuração e número de brocas, visando custo total mínimo da fase.

Método 5 - Otimização do peso sobre a broca e rotação em cada intervalo homogêneo da formação, e do tempo total de perfuração de cada broca e do número de brocas, visando custo total mínimo da fase.

Para os problemas referentes aos Métodos 1 e 2 de otimização, as técnicas de pesquisa na vizinhança e a pesquisa heurística podem ser utilizadas. A pesquisa heurística mostrou-se mais rápida computacionalmente. Para os Métodos 3, 4 e 5, foi utilizada apenas a técnica da pesquisa heurística.

A tabela abaixo mostra o número de pesquisas necessárias em cada iteração para se utilizar a técnica de Hooke e Jeeves modificada em cada método de otimização.

Tabela 18 Número de pesquisa necessária pela técnica Hooke e Jeeves modificado

	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 5
1 Br 1F/Br	27	27	27	27	27
1 Br 2F/Br	27	27	243	27	243
1 Br 3F/Br	27	27	2.187	27	2.187
2 Br 1F/Br	54	54	54	729	729
2 Br 2F/Br	54	54	486	729	59.049
2 Br 3F/Br	54	54	4.374	729	4.782.969
3 Br 1F/Br	81	81	81	19.683	19.683
3 Br 2F/Br	81	81	729	19.683	14.348.907
3 Br 3F/Br	81	81	6.561	19.683	1,046x10 ¹⁰
4 Br 1F/Br	108	108	108	531.441	531.441
4 Br 2F/Br	108	108	972	531.441	3,487x10 ⁹
4 Br 3F/Br	108	108	8.748	531.441	2,288x10 ¹³
4 Br 4F/Br	108	108	78.732	531.441	2,954x10 ²¹
5 Br 3 F/Br	135	135	10.935	14.348.907	5,003x10 ¹⁶

Onde: n Br é o número de brocas necessárias para se perfurar a fase

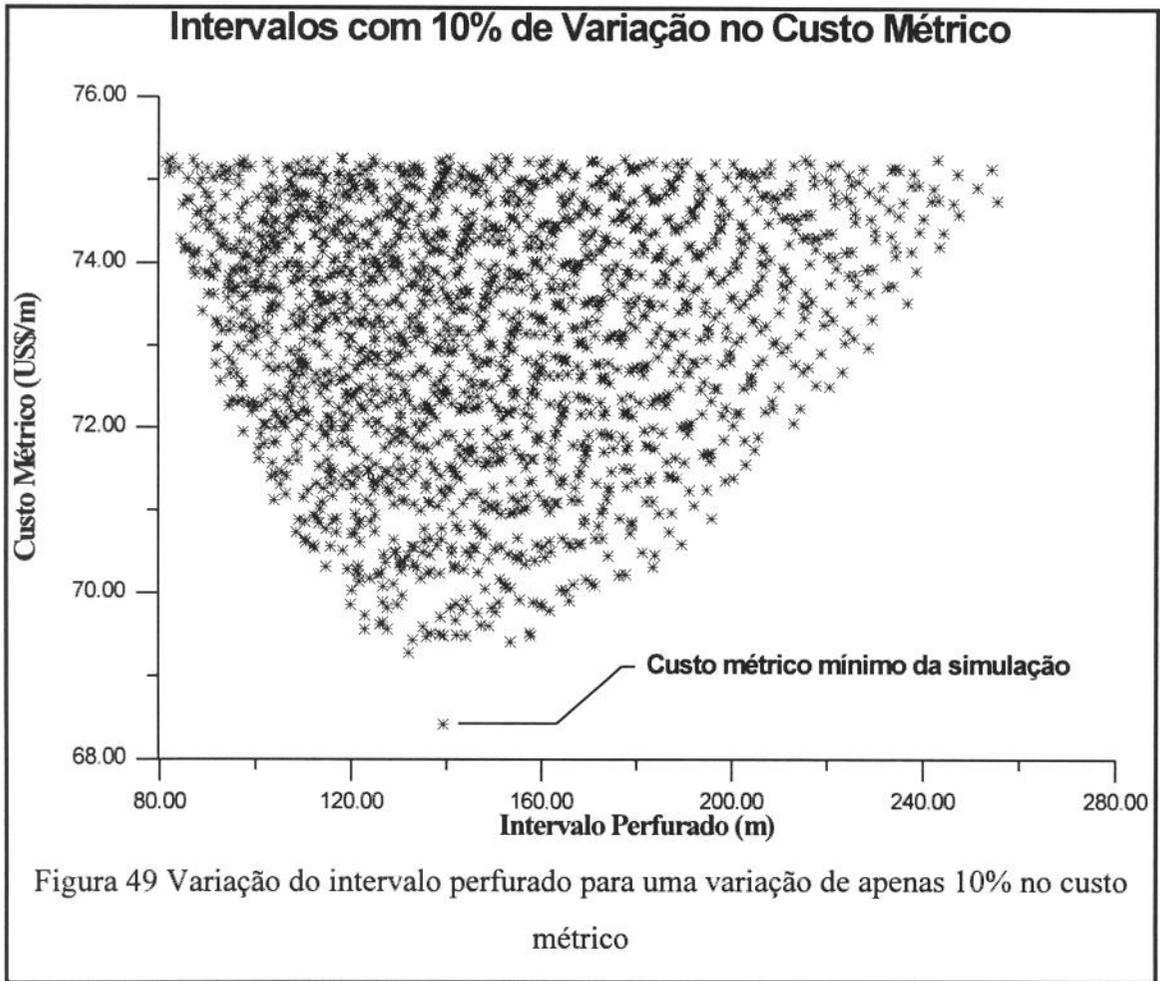
n F/Br é o número de formações que cada broca perfura

Na otimização que não permite a variação dos parâmetros mecânicos quando há uma mudança de formação, temos para cada broca três dimensões de pesquisa. Logo existem $3^3 = 27$ pontos de pesquisa pela técnica de Hooke e Jeeves. Já no método que permite a variação dos parâmetros mecânicos, quando há uma mudança de formação temos para cada broca o fator 3 do tempo de perfuração e para cada formação $3^2 = 9$. Logo o total será de $3 \times (9^k)$ onde k é o número de formações

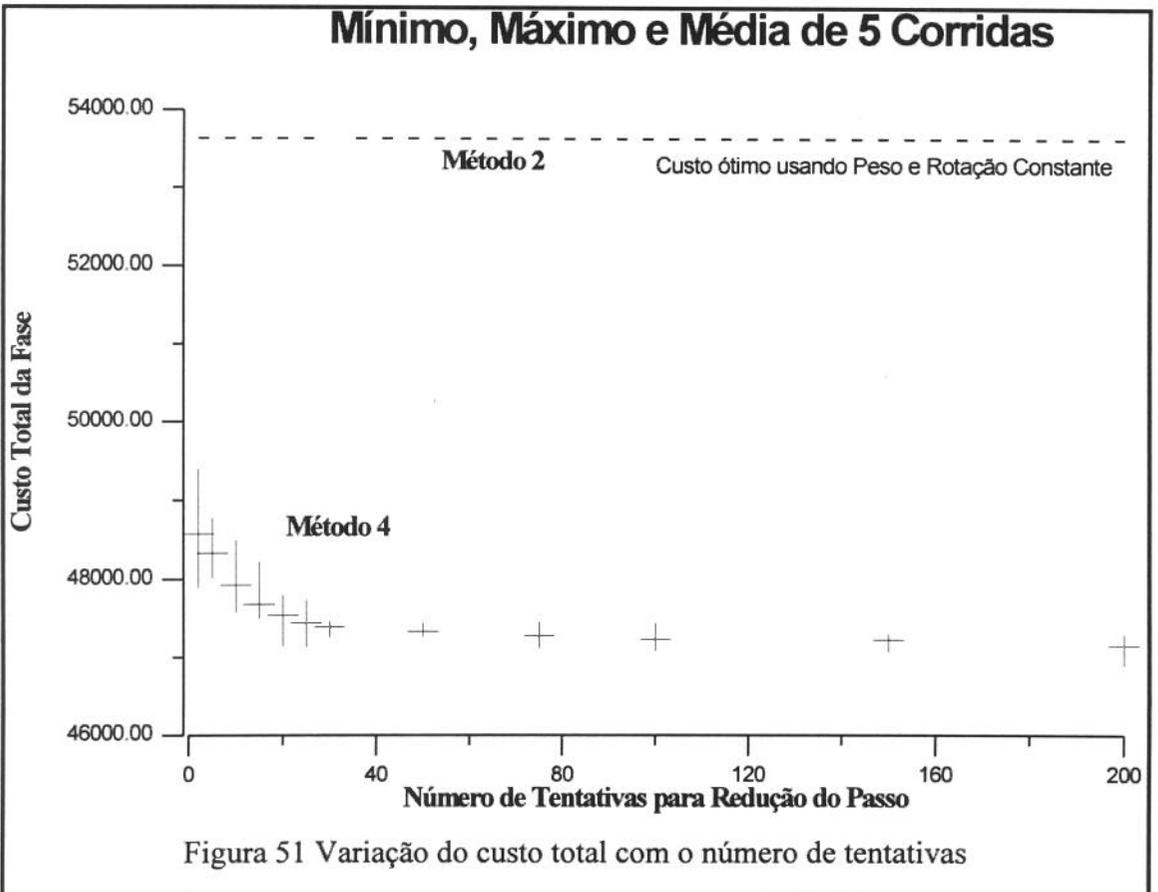
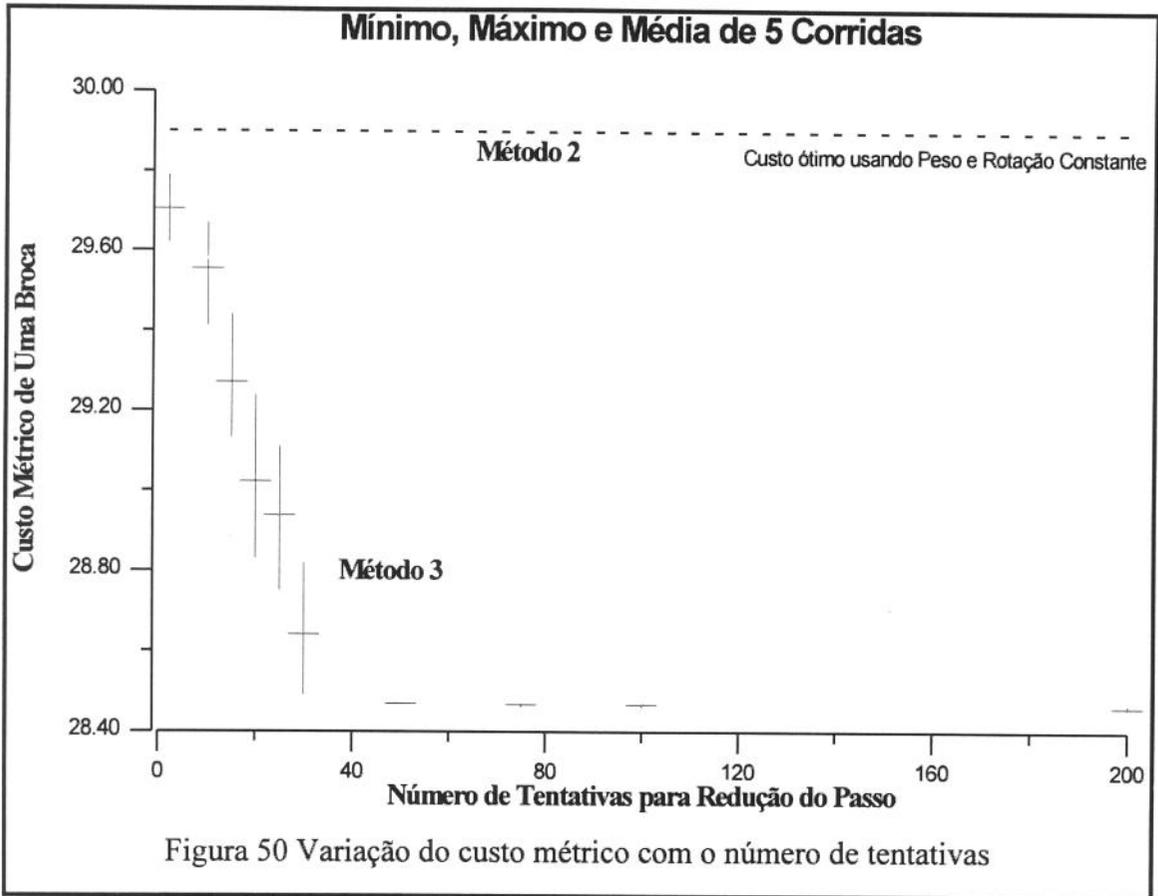
Para a otimização dos Métodos 1, 2 e 3, a otimização de cada broca é independente da outra, logo apenas somam-se o número de pesquisa de cada broca. Nos Métodos 4 e 5, a otimização de uma broca influencia na otimização da outra. Assim, então o número de pesquisa é multiplicado.

Como se pode observar pela tabela acima, a resolução pelos Métodos 3, 4 e 5 utilizando a técnica de Hooke e Jeeves modificada rapidamente se torna inviável pois o número de pesquisas necessárias em cada iteração cresce geometricamente. Por isto se optou pela técnica da pesquisa heurística onde o número de pesquisas em cada iteração é fixo.

A otimização por fase pode permitir economia, não só do tempo de perfuração como também no número de brocas necessárias para perfurar a fase. Na Figura 49 onde, para uma formação constante, foi simulada a perfuração com várias combinações de peso sobre a broca, rotação e tempo de perfuração, plotou-se os pontos com no máximo 10% de acréscimo no custo métrico mínimo obtidos na simulação. Nota-se a grande variação na metragem perfurada pela broca com um pequeno incremento no custo métrico, permitindo então várias combinações para se procurar a que minimiza o custo total de uma fase.



É importante notar que apesar da técnica heurística não garantir o encontro da solução ótima, a técnica encontra uma boa solução mesmo com pequeno número de tentativas para redução do passo em cada iteração. Isto pode ser notado nas Figuras 50 e 51 onde para cada número de tentativas por iteração, a técnica heurística foi utilizada 5 vezes. Isto permite mostrar o ganho na utilização desta técnica como também a importância do número de tentativas por iteração no processo.



Dos gráficos acima pode-se notar a grande economia quando o número de tentativas por iteração aumenta até aproximadamente 40, e o pequeno decréscimo no custo quando o número de tentativas por iterações aumenta até 200.

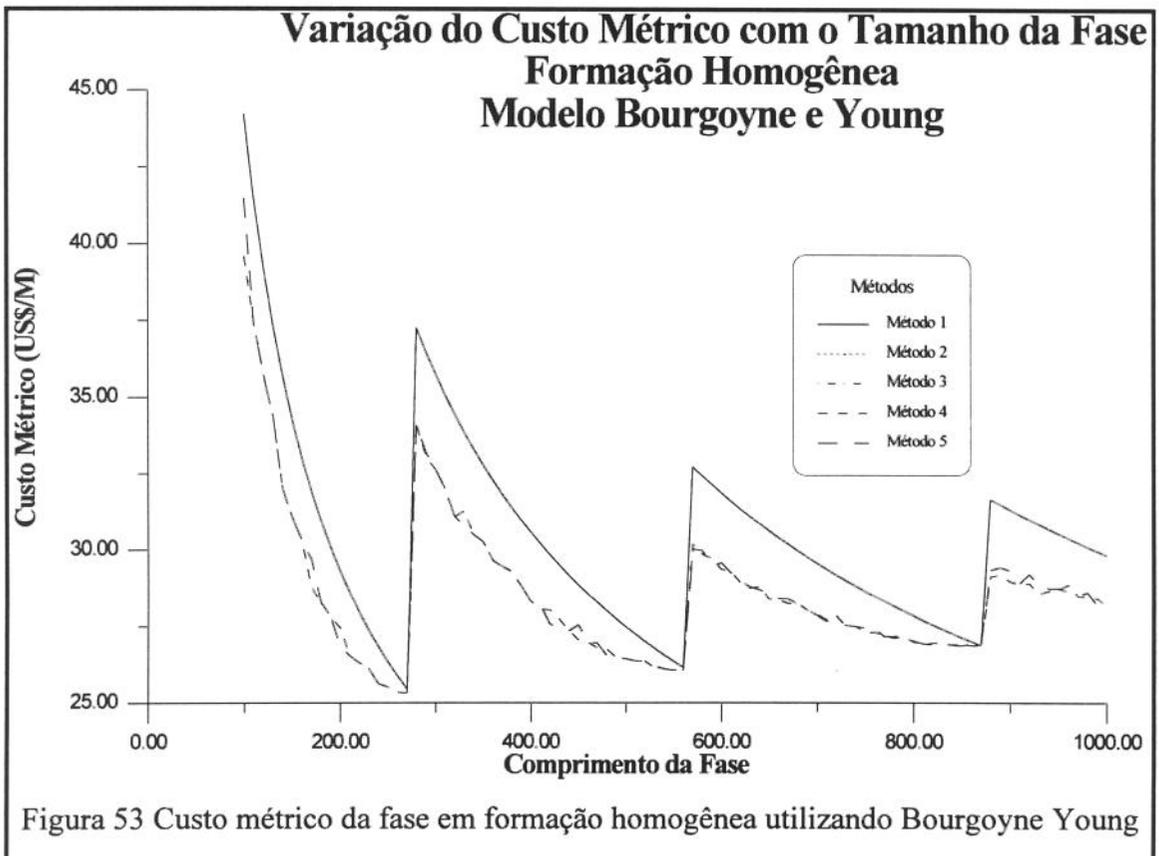
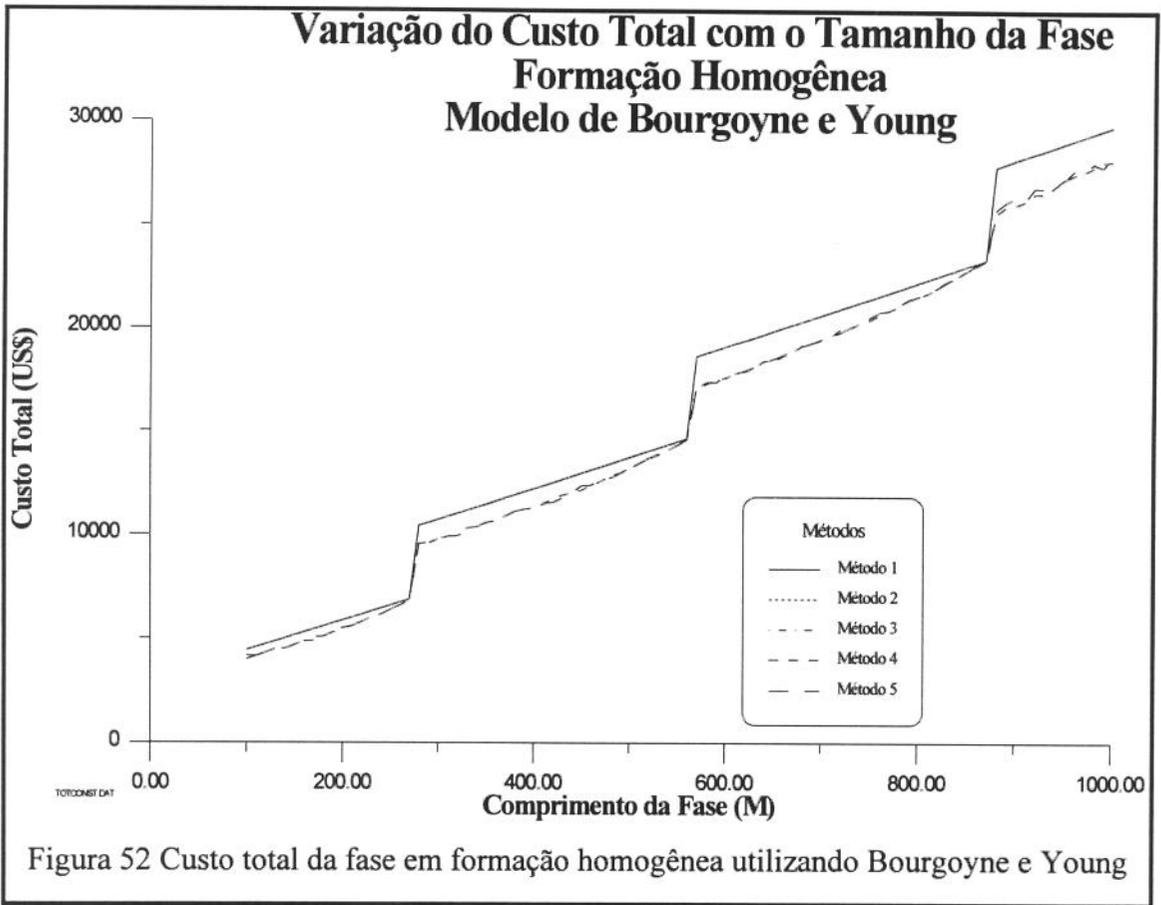
Para cada método de otimização foi feito um programa em linguagem Pascal que faz a otimização para uma fase.

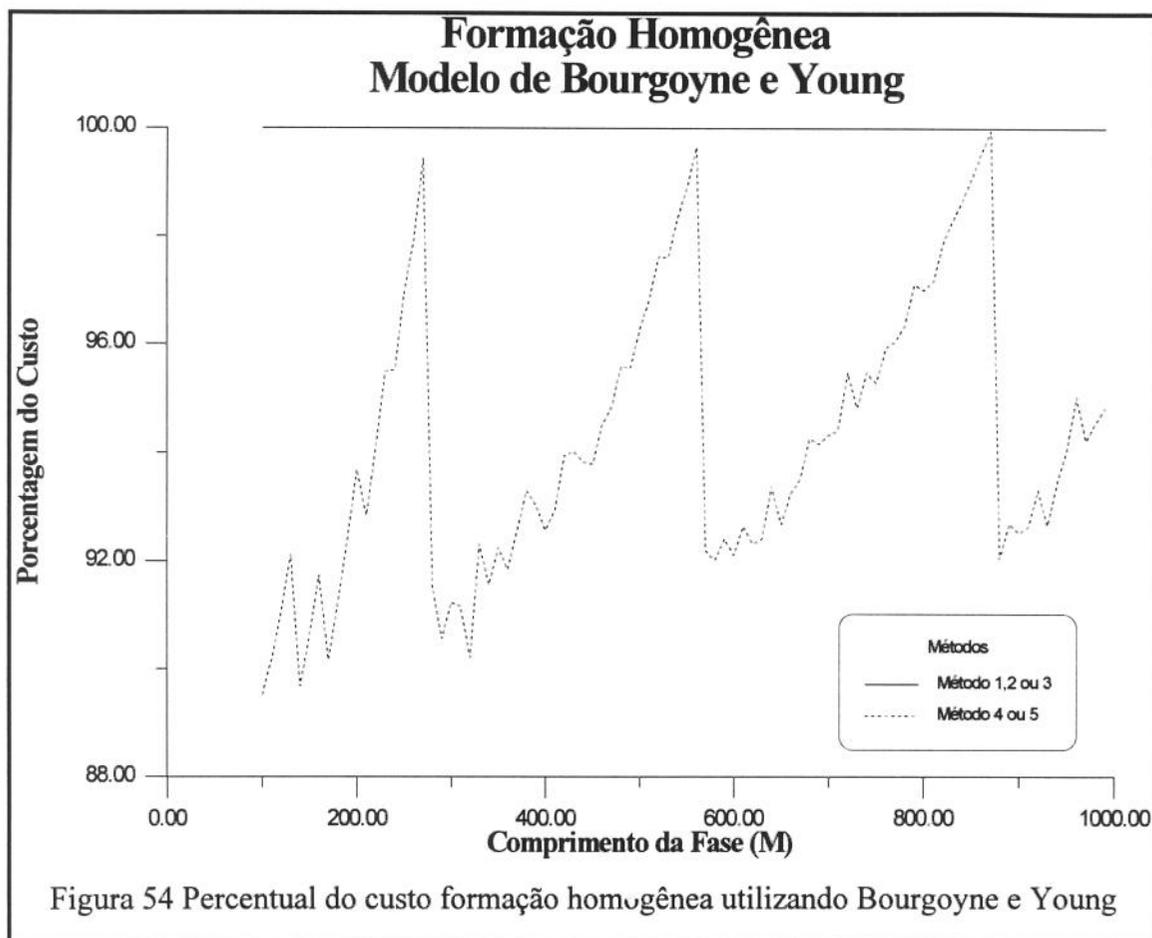
Os programas foram rodados para fases iniciando em 100 metros até 1000 metros de comprimento com a sapata do revestimento anterior assentada a 1000 metros. Os modelos usados foram o de Bourgoyne e Young modificado e o modelo completo de Warren, para uma formação de propriedades constantes e outra não. Os dados de entrada dos casos analisados se encontram no Apêndice 2. Os resultados destas simulações estão apresentados nas Figuras 52 a 69 mostradas a seguir. A análise dos resultados conduziu as seguintes observações:

Para uma única formação

Modelo de Bourgoyne e Young modificado

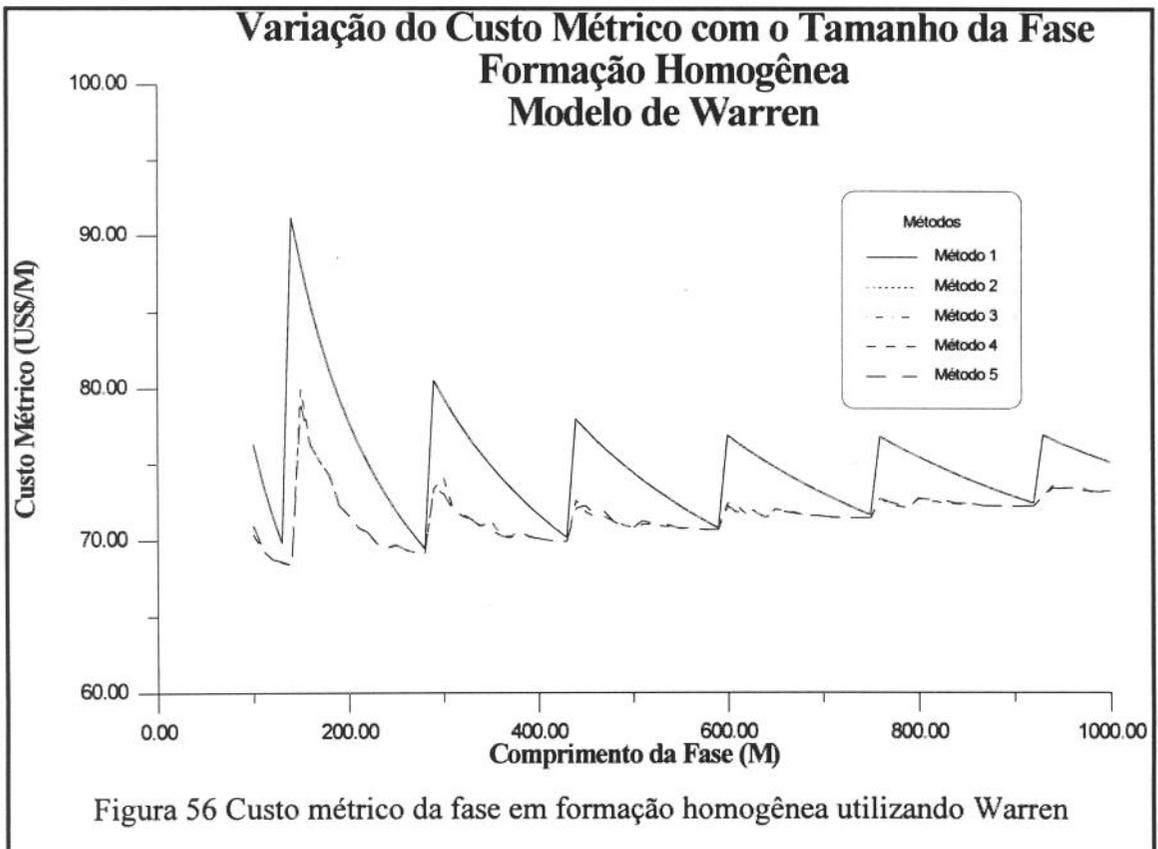
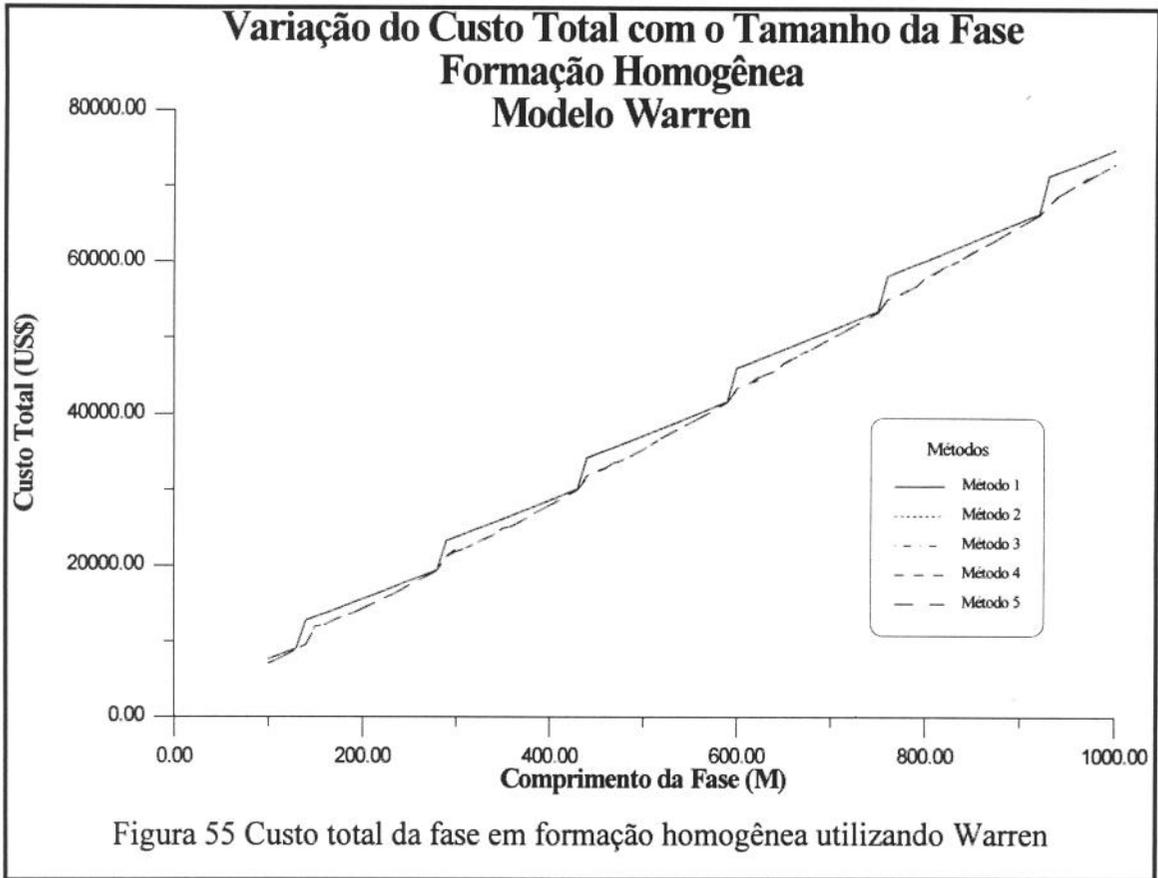
Das Figuras 52, 53e 54 nota-se que não existem diferenças entre os Métodos de Otimização 1, 2 e 3 já que a diferença entre estes métodos só existem quando há mais de uma formação, mas existe uma diferença entre estes e os Métodos 4 e 5, com uma economia média de 5% ao fazer a otimização global da fase. Os Métodos 4 e 5 também só são diferentes quando existe várias formações, apesar disto pode-se notar uma diferença entre os dois. Esta diferença são variações estatísticas própria da metodologia utilizada para resolver o problema. Já que os números são gerados aleatoriamente, não é necessário que uma otimização gere o mesmo resultado que a outra gerou.

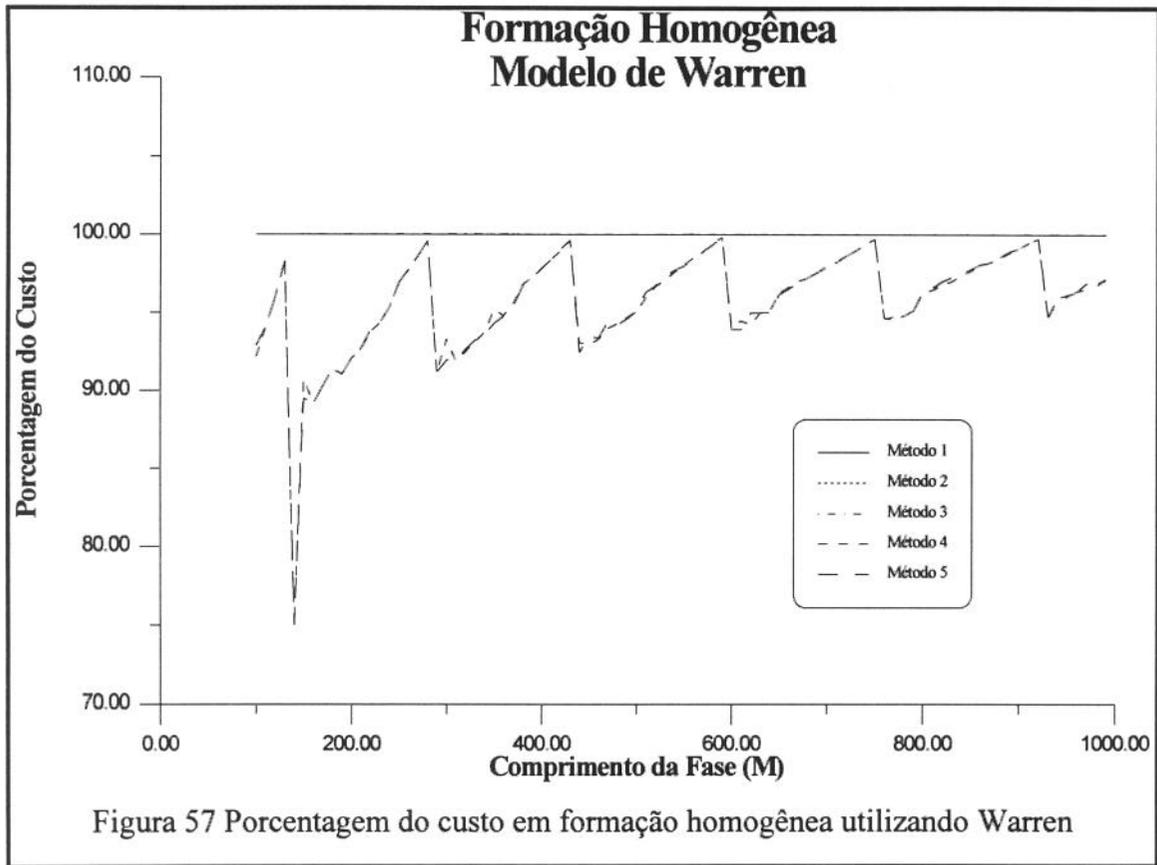




Modelo Completo de Warren

Das Figuras 55, 56 e 57 nota-se um comportamento semelhante ao se utilizar o modelo de Bourgoyne e Young modificado. Não existem diferenças entre os Métodos 1, 2 e 3, mas existe um ganho médio da ordem de 5% quando se utiliza os Métodos 4 e 5. As diferenças entre os Métodos 4 e 5 são um pouco maiores que quando se utiliza o modelo de Bourgoyne e Young modificado, já que a equação utilizada neste modelo é mais linear do que a utilizada no modelo de Warren.





Para várias formações

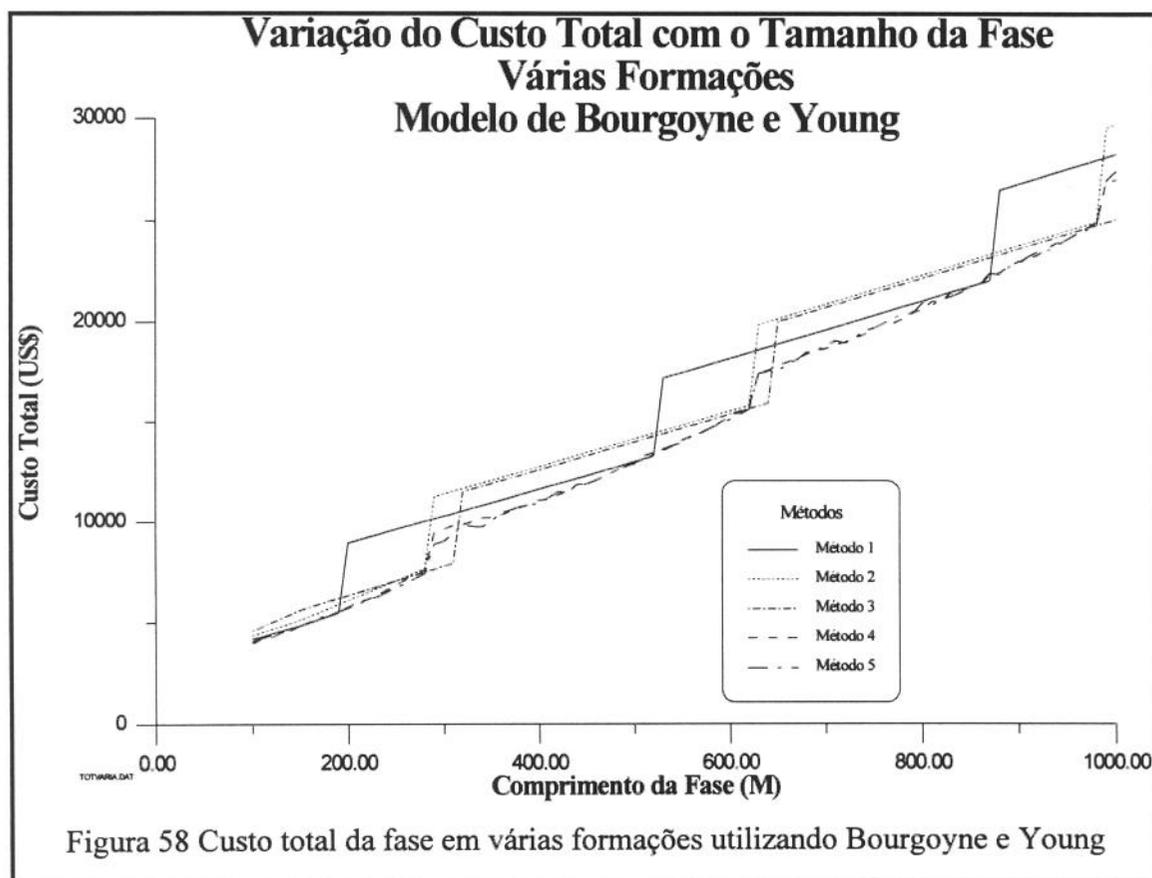
Modelo de Bourgoyne e Young modificado

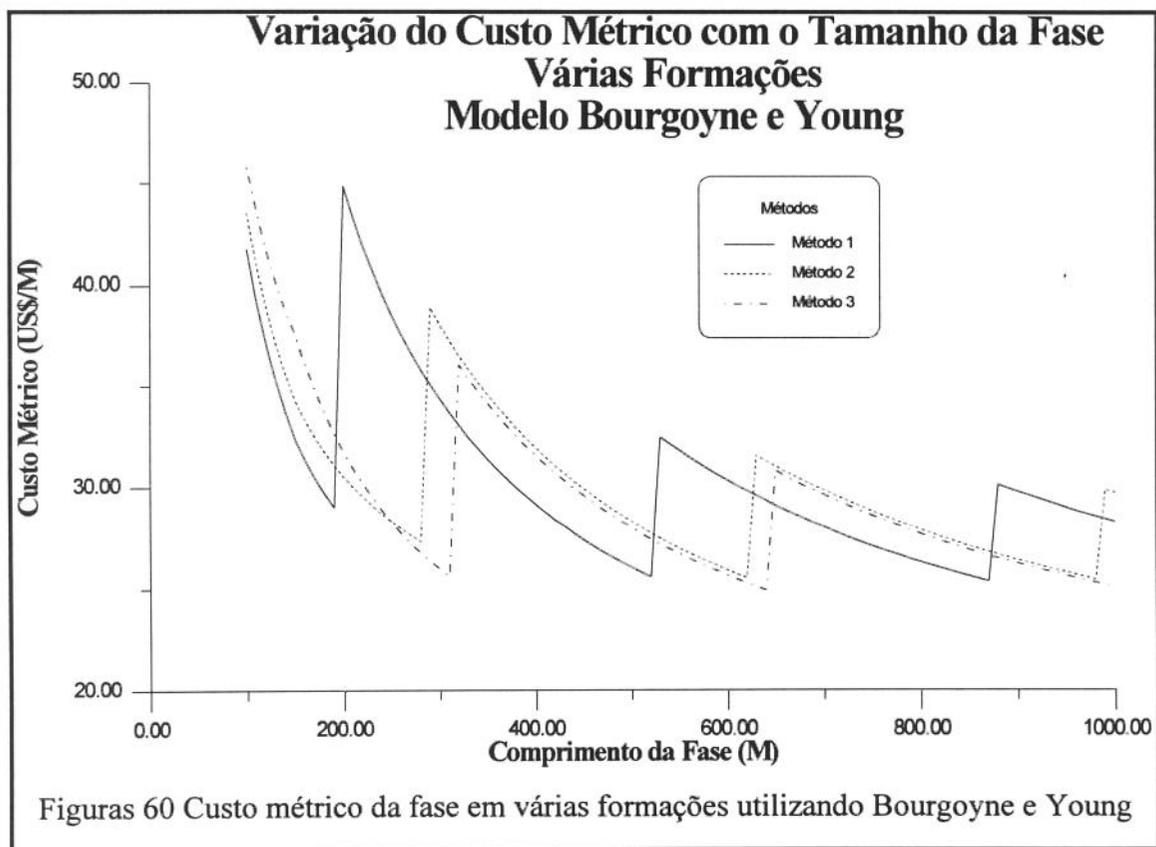
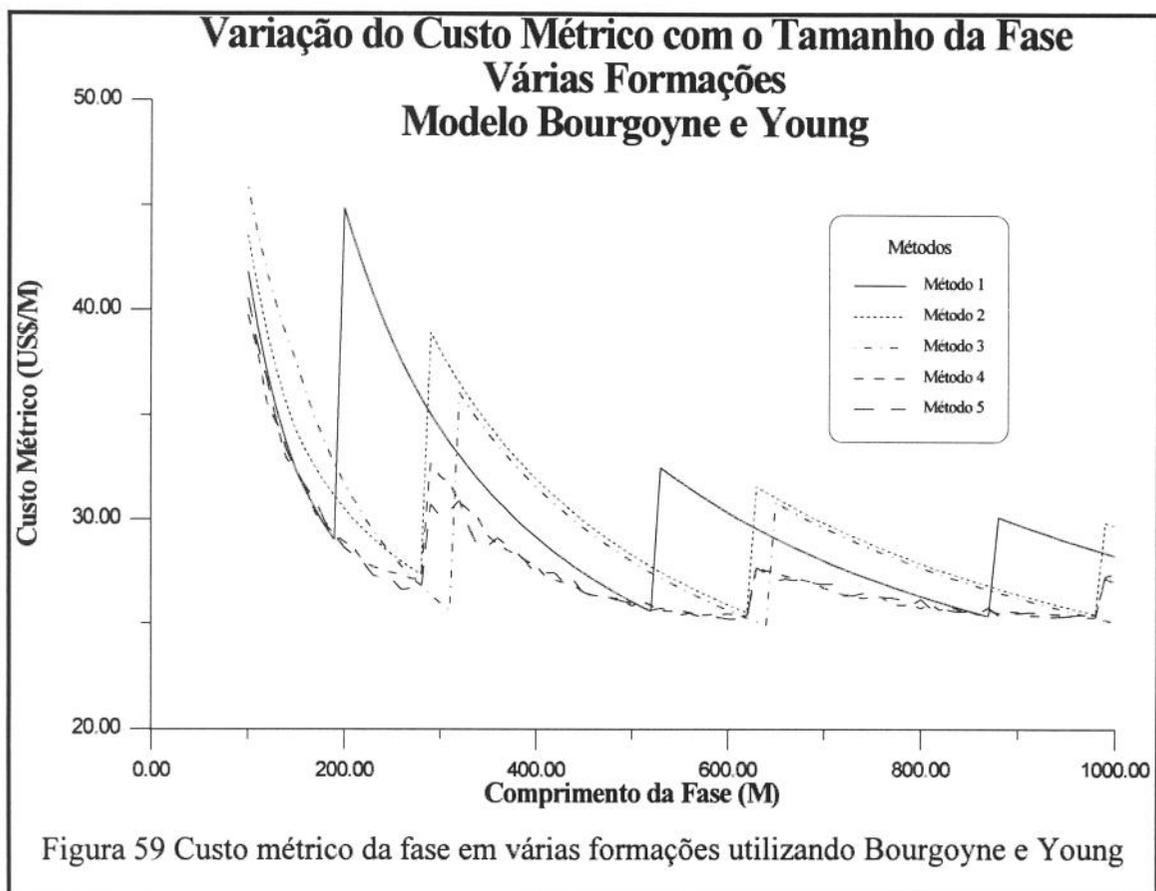
Das Figuras 58 a 60 e 62 observa-se que o Método 3 atinge tanto maior metragem como menor custo métrico quando comparamos com uma única broca. Para a primeira broca o Método 3 consegue perfurar mais de 50% acima do Método 1 e mais que 15% acima do que o Método 2, com uma economia de quase 15% sobre o Método 1 e de quase 10% sobre o Método 2.

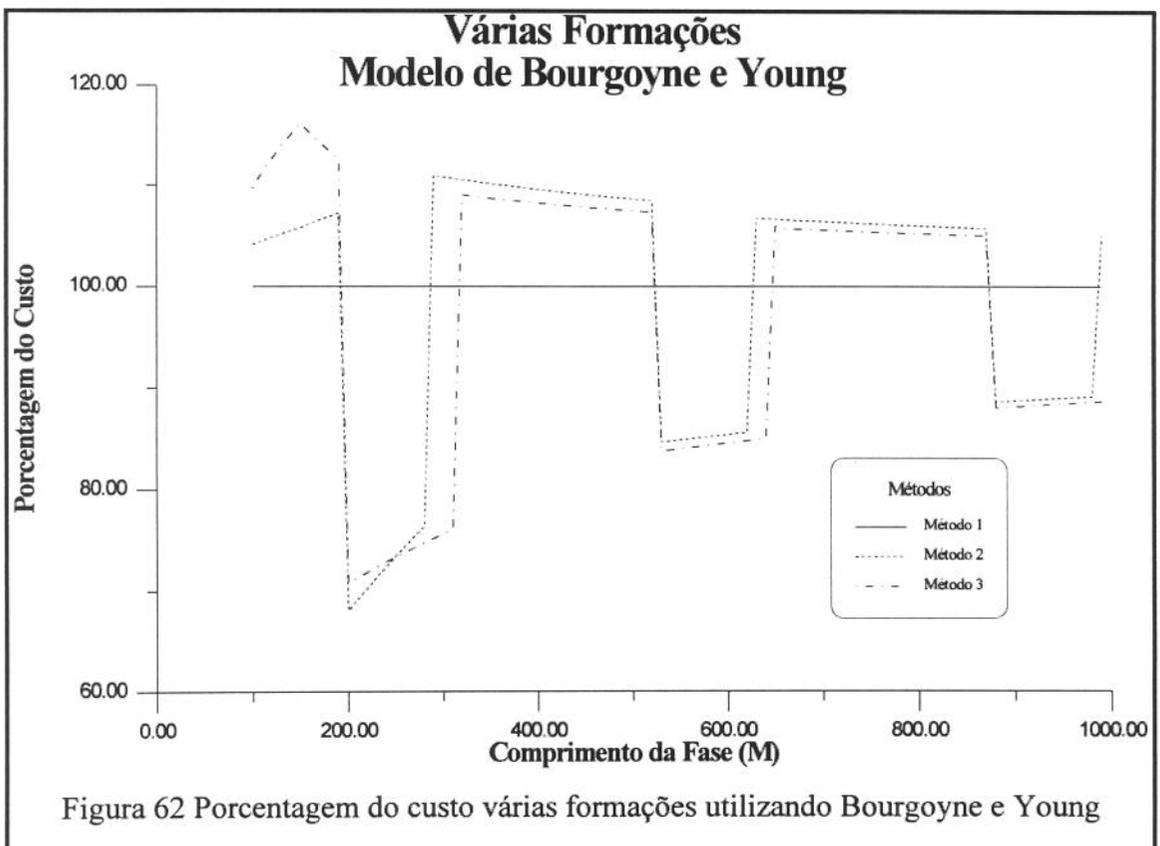
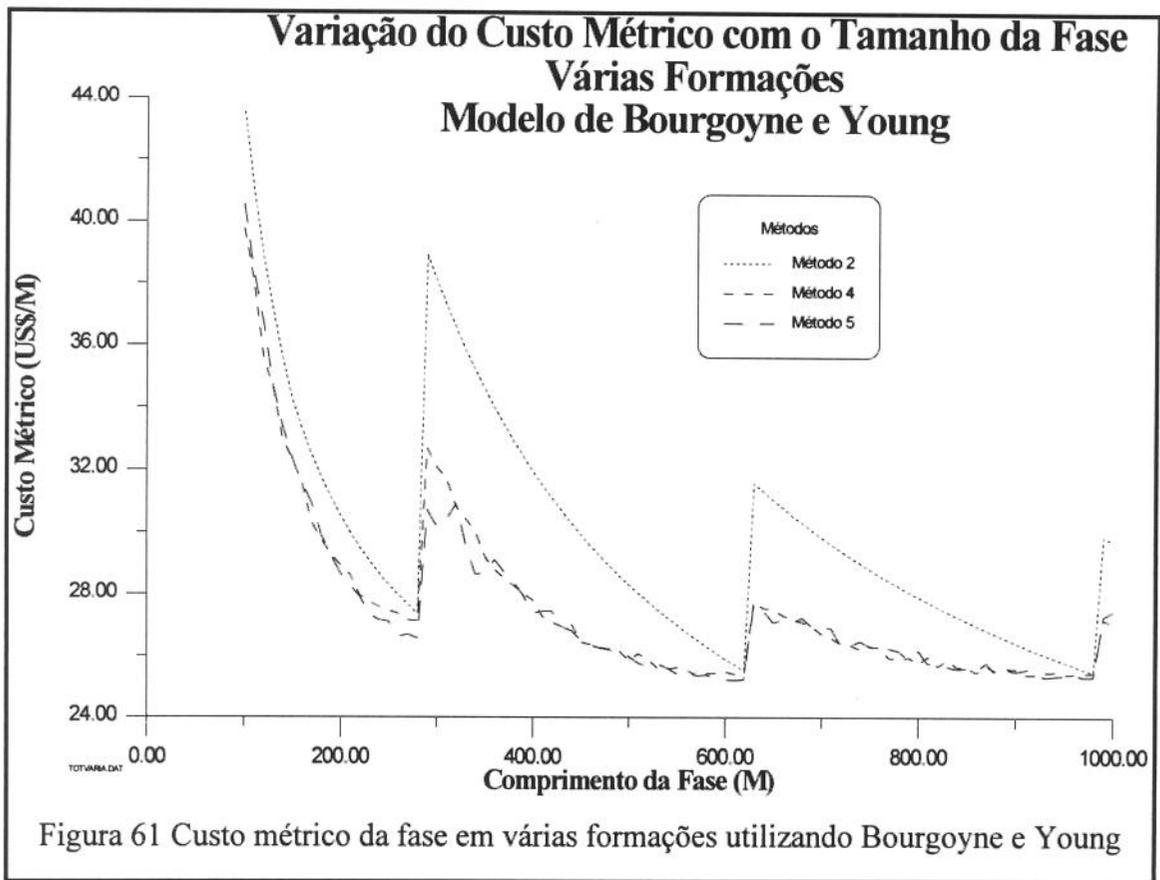
Da Figura 63 nota-se que utilizando os Métodos 4 ou 5 existe uma economia média de 15% sobre o Método 1 e que a economia é maior quanto menor for o número de brocas necessárias para se perfurar a fase.

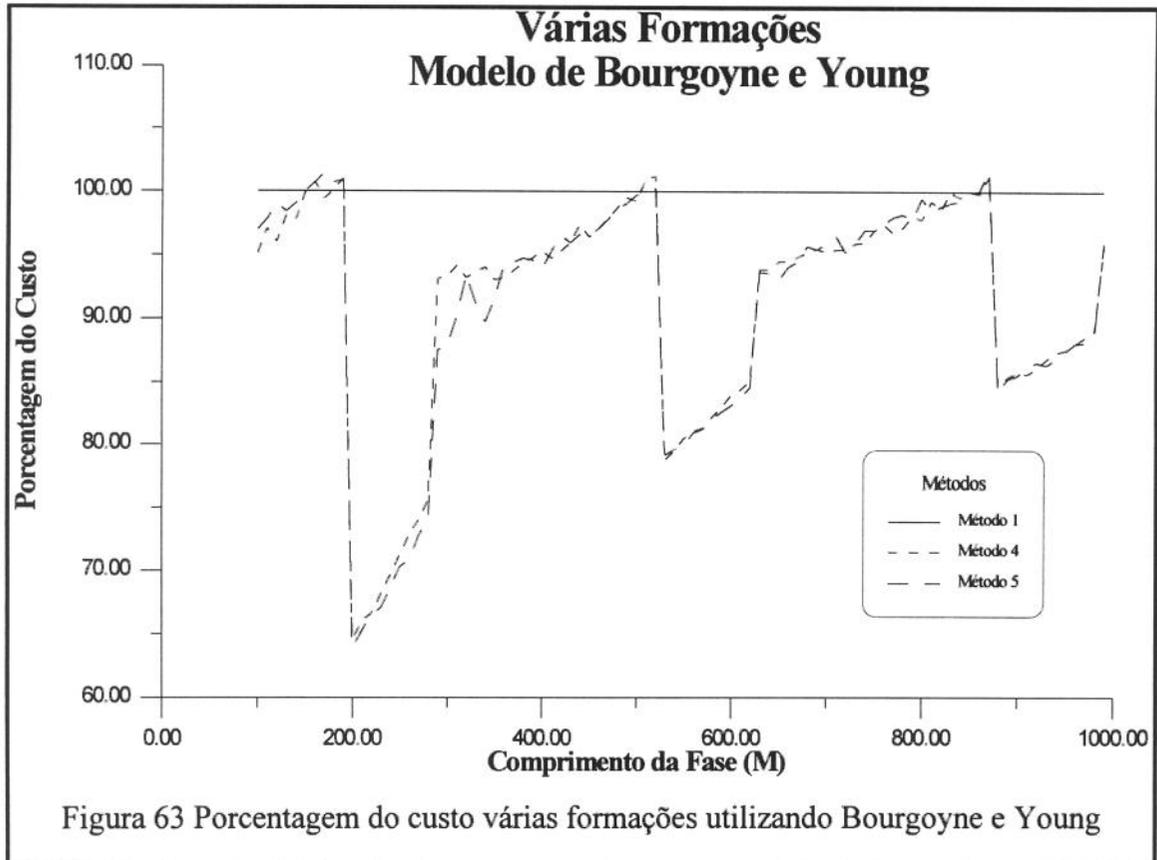
Da Figura 61 observa-se que novamente a diferença entre os resultados conseguidos com os Métodos 4 e 5 é pequena.

Da Figura 59 tem-se que na primeira troca de broca, o Método 3 consegue perfurar mais que o Método 5. Isto não deveria acontecer já que o Método 5 é uma extensão do 3. Isto ocorre devido a maneira pela qual as procuras são feitas. A procura do Método 5 parte do resultado do Método 2 e pode não conseguir reduzir uma broca. Já o Método 3 otimiza uma broca e só desce a próxima quando é atingido o mínimo custo desta. Uma maneira de se corrigir este problema seria iniciar a pesquisa do Método 5 utilizando a previsão do Método 3 em lugar do Método 2.







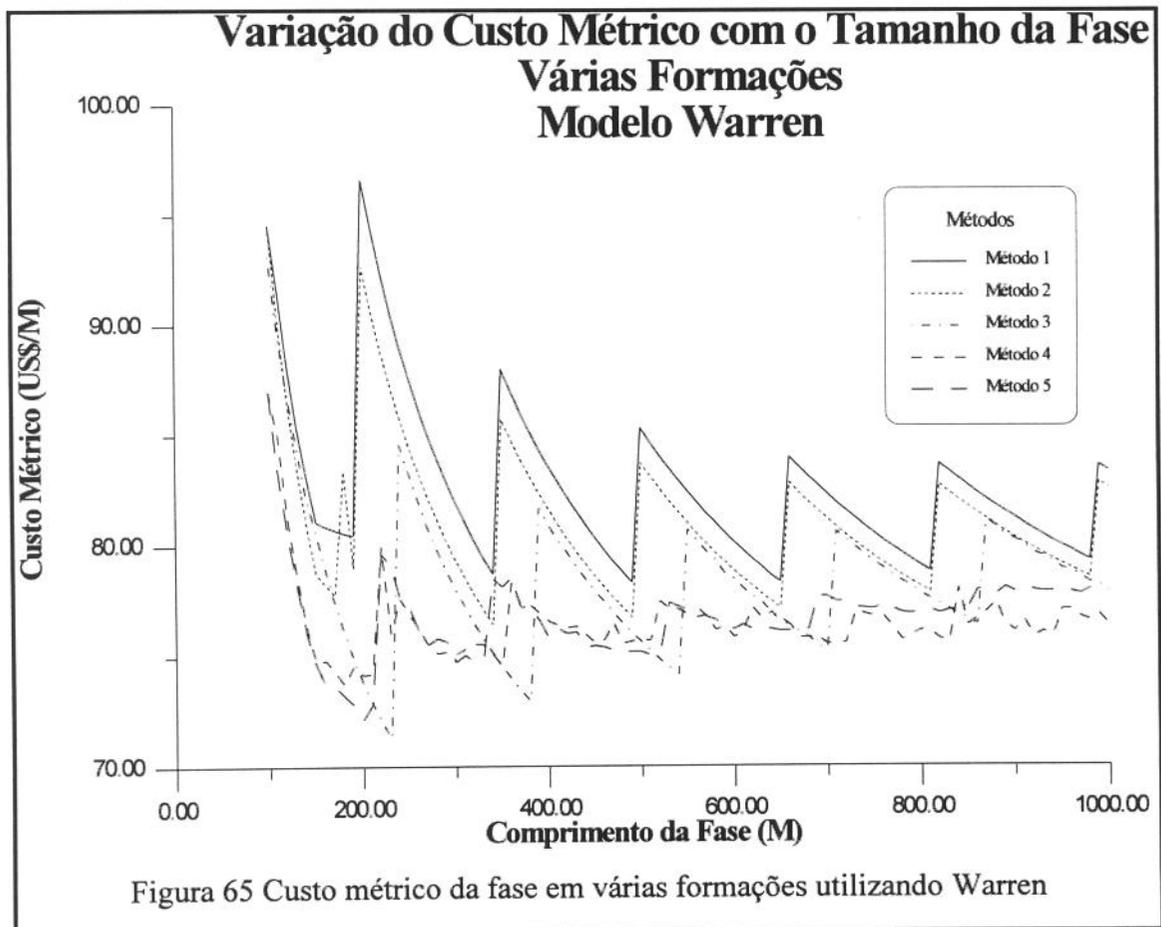
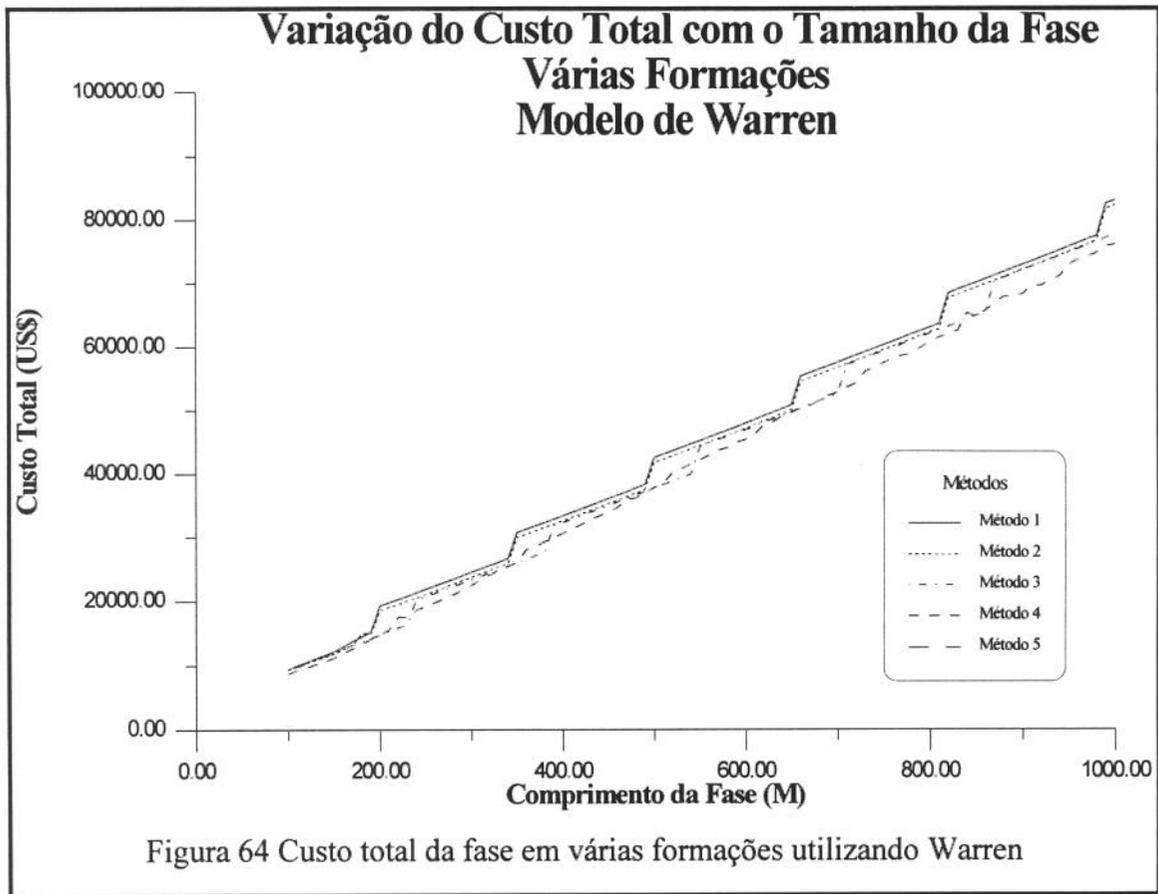


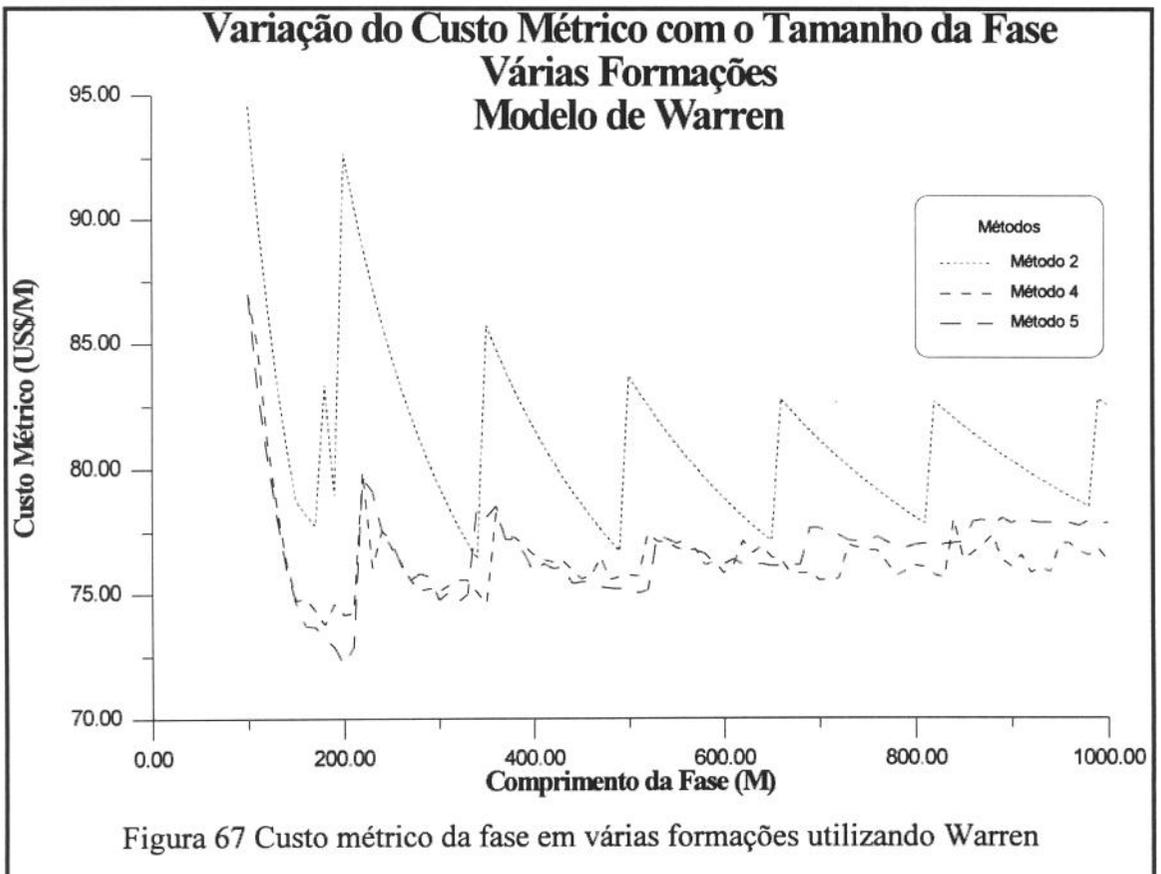
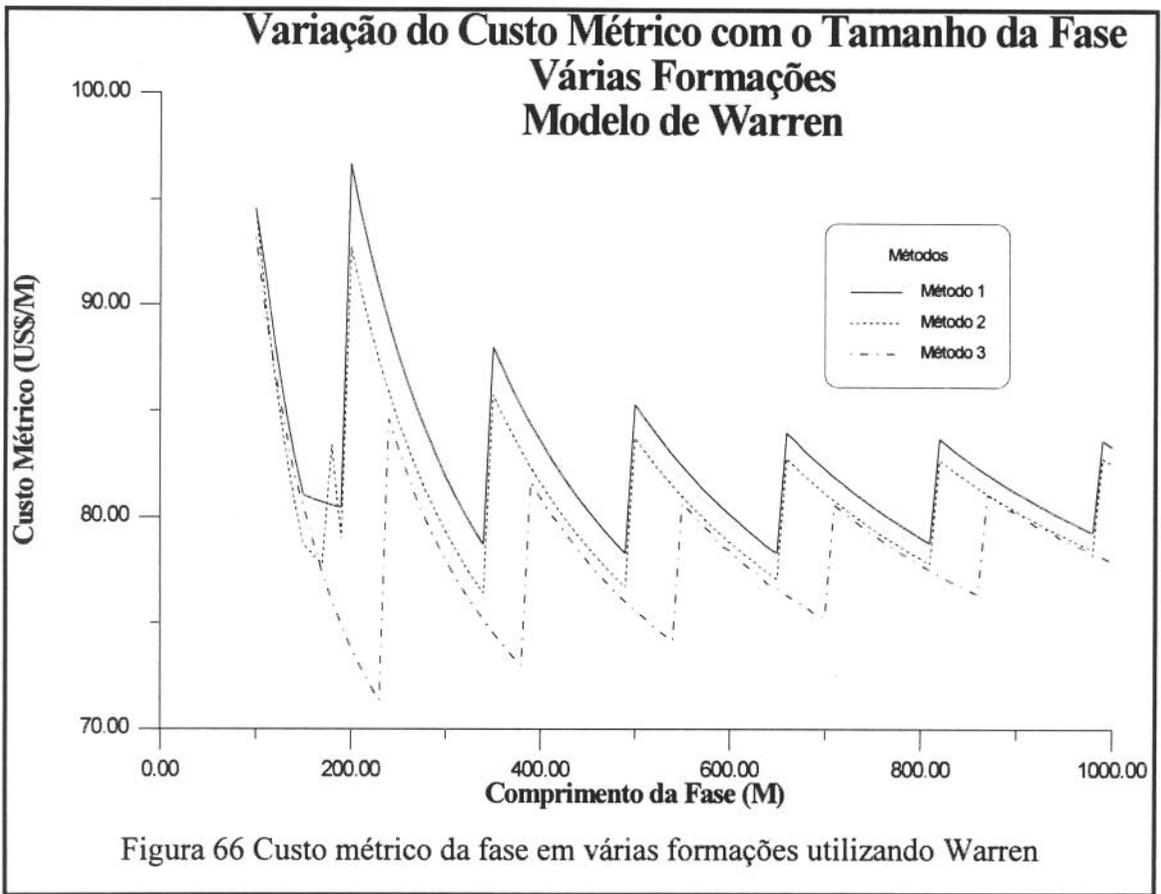
Modelo completo de Warren

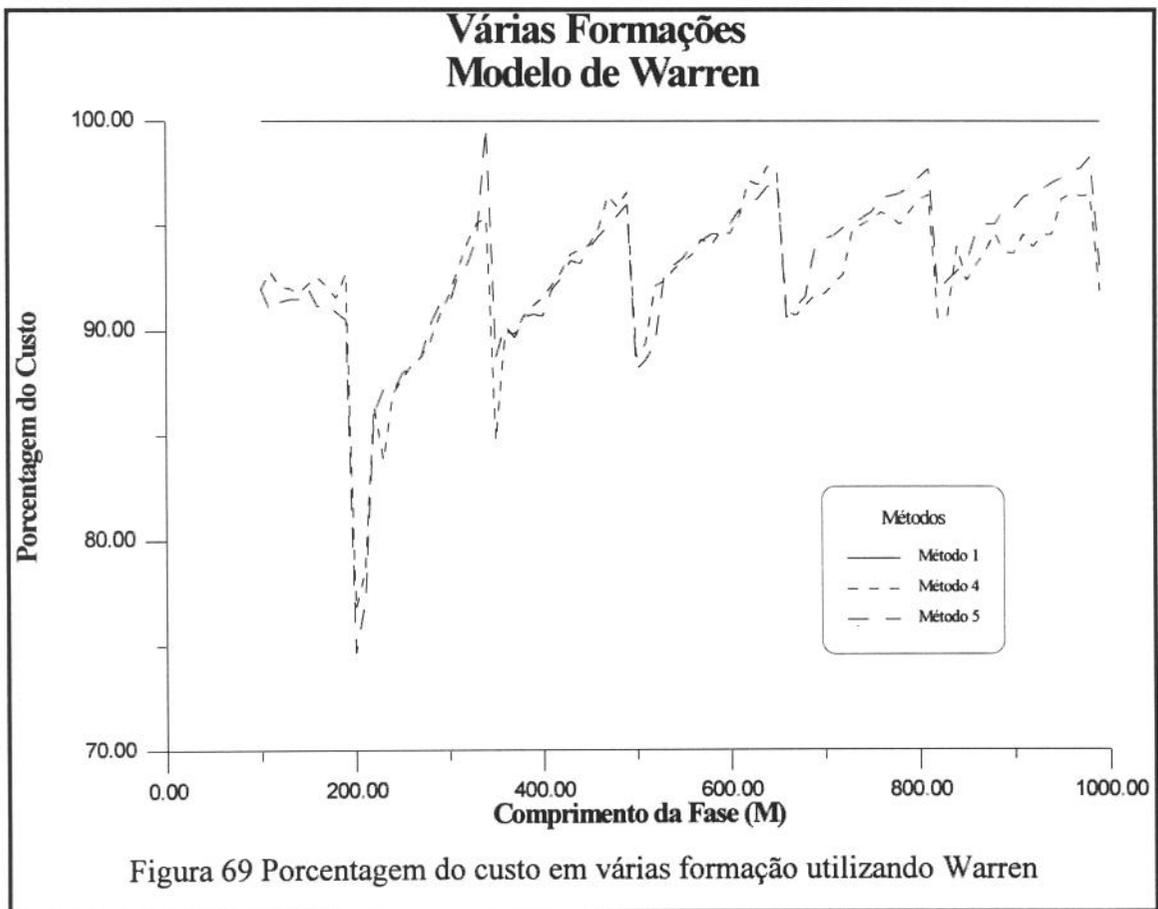
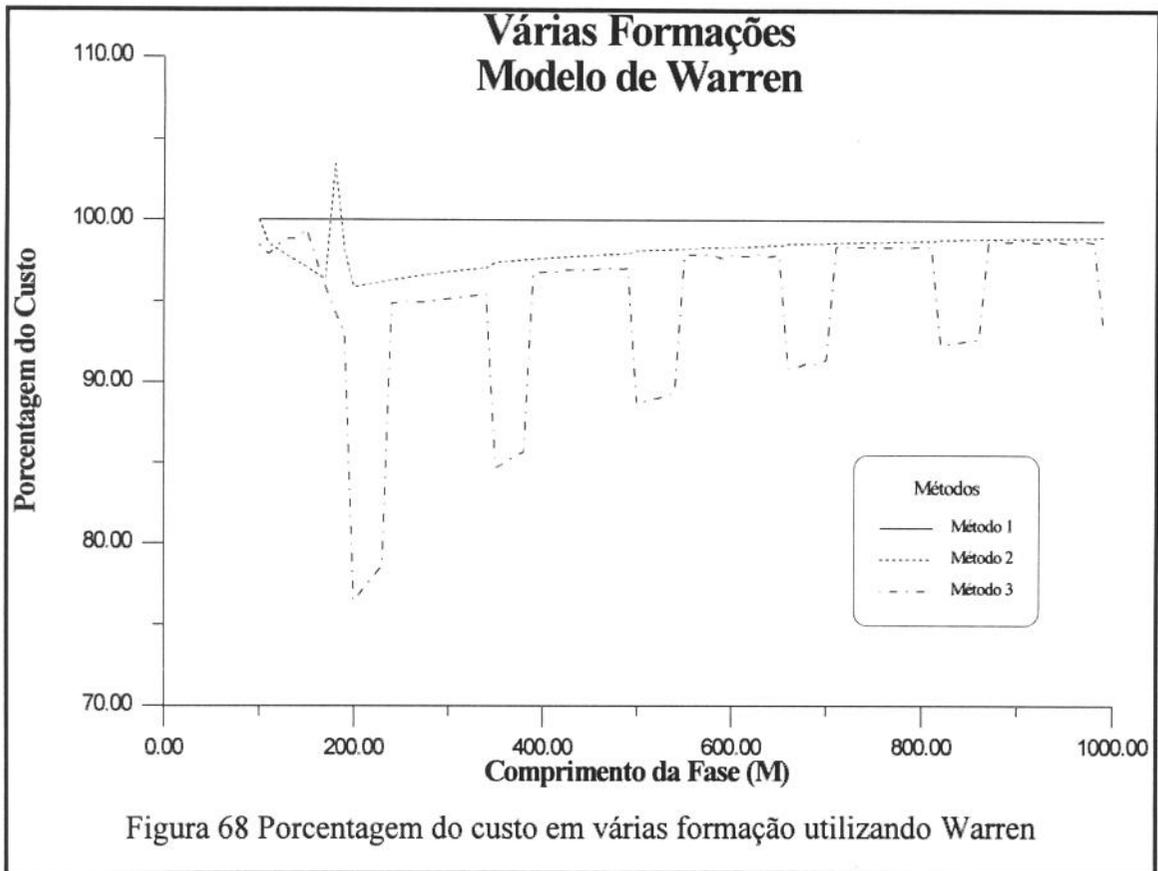
Das Figuras 64 a 66 e 68 observa-se que aqui também o Método 3 perfura mais e com menor custo que os Métodos 1 e 2. Na primeira broca a economia é quase 25% sobre o Método 1.

Da Figura 69 nota-se uma economia média de quase 10% dos Métodos 4 ou 5 sobre o Método 1.

Das Figuras 67 e 69 nota-se novamente não existir diferenças significativas entre os resultados dos Métodos 4 e 5.







A diferença entre o Métodos 4 e 5 em todos os exemplos foi apenas estatística. Isto se deve a duas causas:

- O Método 5 apresenta uma grande variação estatística como se pode ver na Figura 70. Isto decorre do grande número de graus de liberdade neste método causando uma instabilidade na metodologia heurística.
- As brocas tendem a ser trocadas quando atingem uma formação dura, conforme Tabelas 19 e 20 e Figuras 71 e 72. Logo a maioria das brocas só são otimizadas para uma formação, não existindo grande economia em se permite a variação dos parâmetros mecânicos com a mudança de formação.

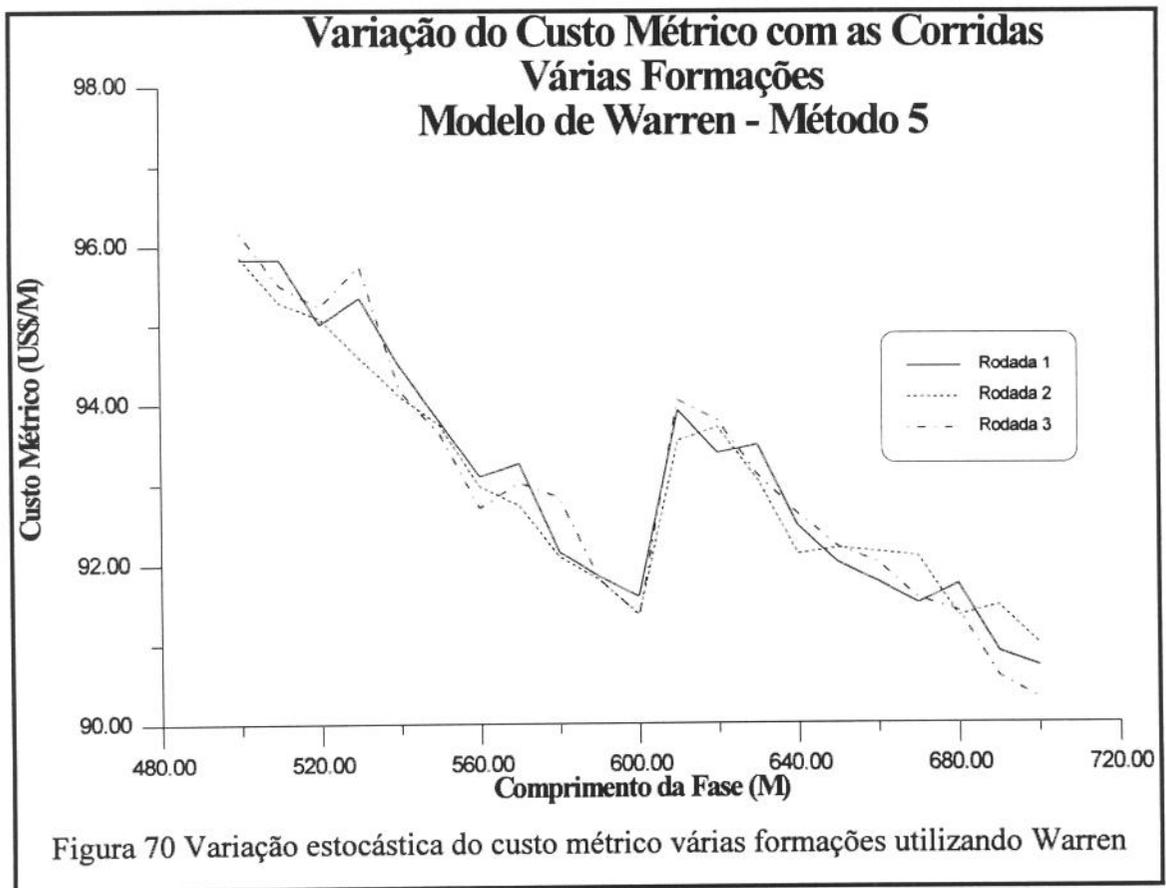


Tabela 19 Perfuração ótima de uma broca em intercalações de rocha mole e dura

Formação Inicial Mole de Intercalações Mole/Dura		
Intercalações(M)	Custo usando Método 2	Custo usando Método 3
200/200	154.33	154.33
150/150	150.00	150.00
125/125	125.00	125.00
100/100	100.00	100.00
75/75	75.00	75.00
50/50	62.60	62.26

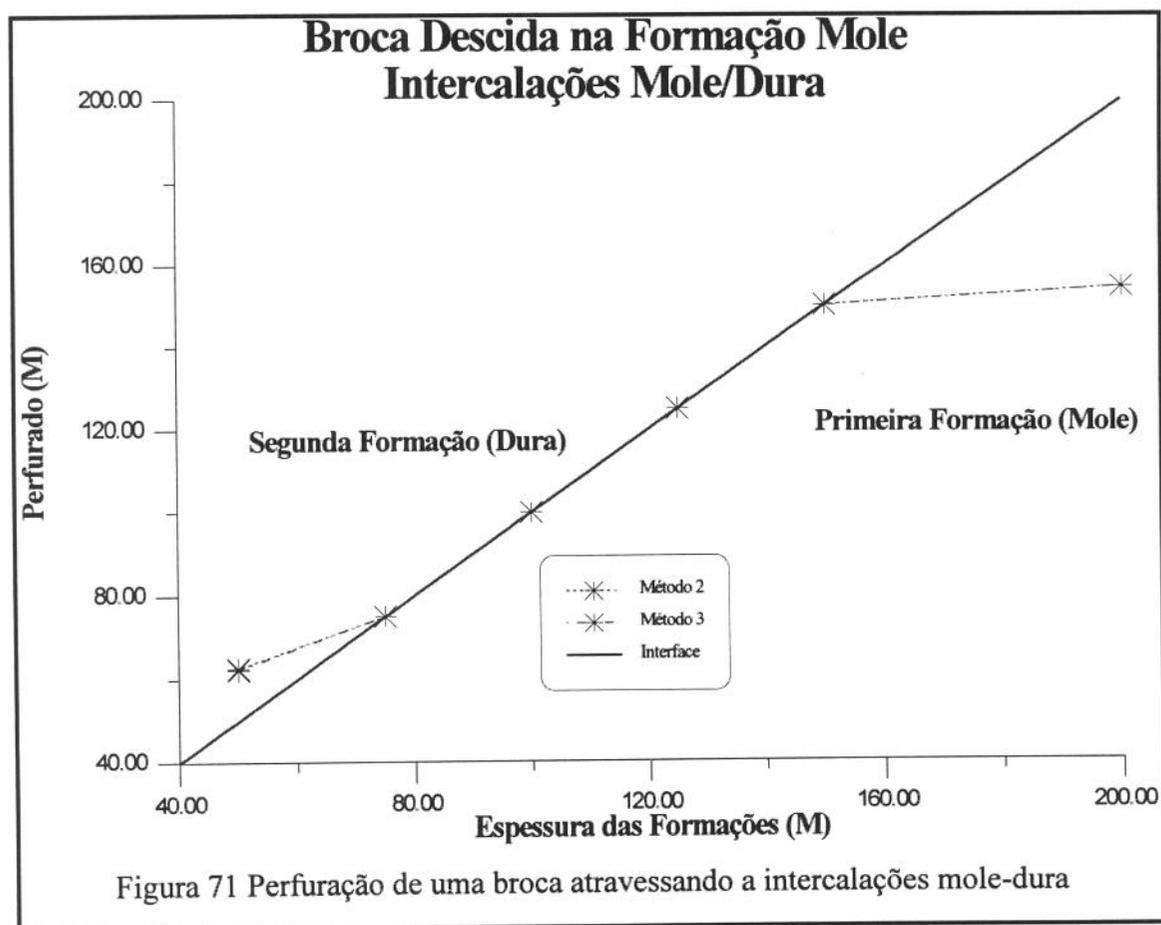
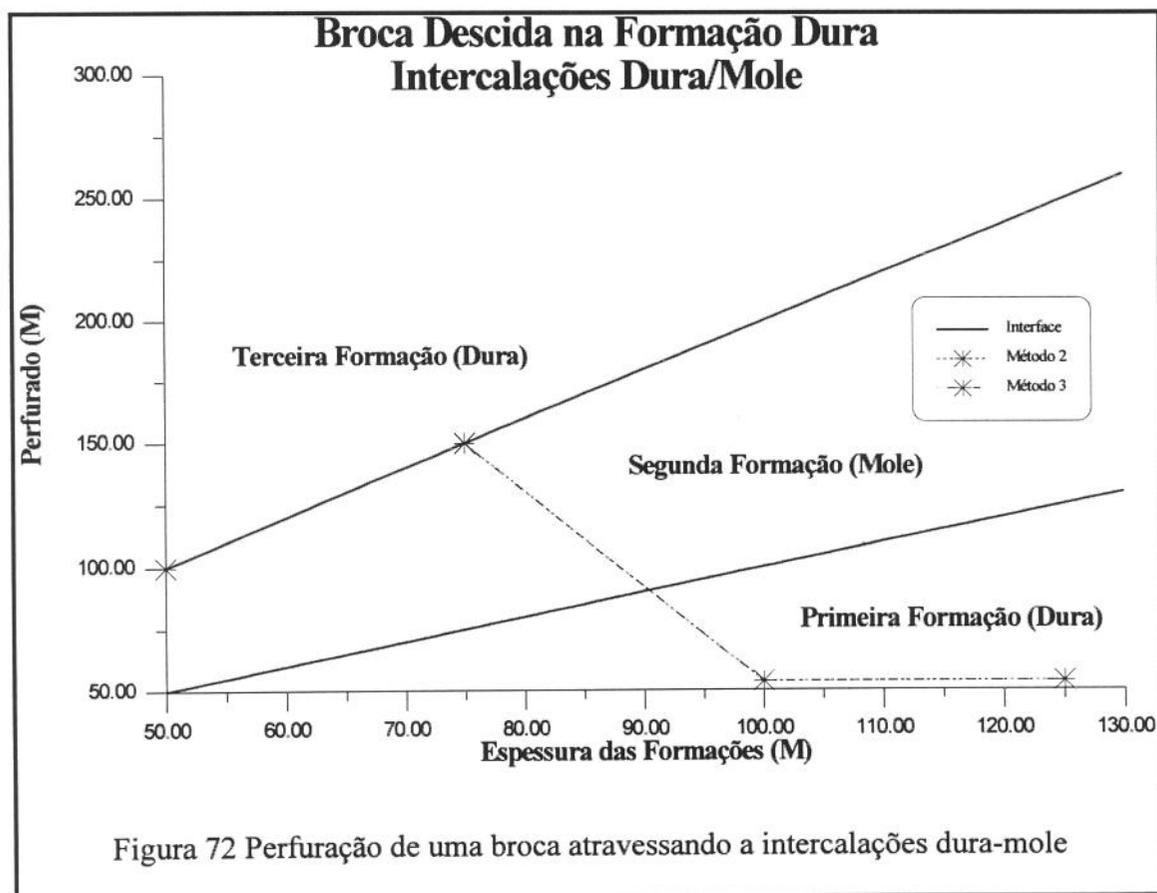


Tabela 20 Perfuração ótima de uma broca em intercalações de rocha dura e mole

Formação Inicial Dura de Intercalações Dura/Mole		
Intercalações (M)	Custo usando Método 2	Custo usando Método 3
125/125	53.58	53.58
100/100	53.58	53.58
75/75	149.99	149.86
50/50	99.99	99.99



CAPÍTULO V

Conclusões e Recomendações

Conclusões

1. Uma grande economia percentual se consegue através da otimização por fase sobre a otimização isolada de cada broca, principalmente quando acontece uma redução no número de brocas necessárias. Esta economia tende a diminuir com o aumento do comprimento da fase, devido ao aumento do número de brocas necessárias para a perfuração da fase.
2. A técnica proposta baseada na pesquisa heurística é bastante eficiente e versátil, permitindo com poucas alterações no algoritmo impor restrições nos parâmetros mecânicos, bastando para isto não permitir que os números aleatórios sejam gerados nestes intervalos. Desta maneira, torna-se adequada para otimização de poços direcionais, onde pode haver restrições no peso sobre a broca e na sua rotação. Esta técnica pode ser modificada para levar em conta o tipo da broca permitindo assim criar um método de escolha da sequência de brocas mais adequada para se perfurar uma fase do poço.
3. Uma das vantagens destas técnicas é considerar além das propriedades das formações que a fase atravessa, a sonda que irá perfurá-la, através da equação do custo métrico. Assim, os parâmetros mecânicos ótimos para uma determinada sonda não são necessariamente os mesmos para outra sonda.
4. Esta técnica de otimização pode ser empregada tanto na etapa de projeto da perfuração de uma fase como na etapa da sua perfuração. Assim os problemas encontrados durante a perfuração, bem como os novos conhecimentos sobre as

formações conseguidos durante a perfuração poderão modificar o restante do projeto e influenciar a determinação dos parâmetros ótimos das brocas subsequentes.

Problemas

1. As metodologias são influenciadas pelo modelo de perfuração utilizado, logo existe a necessidade de se estudar o modelo mais adequado ao campo em que vai se aplicar o método.
2. A necessidade de se conhecer as constantes das brocas inviabiliza a aplicação desta metodologia para brocas de novas tecnologias.
3. O tempo computacional é relativamente elevado.

Recomendações

1. Para futuros trabalhos recomenda-se aplicar esta metodologia a um campo de petróleo já bem desenvolvido para se validar a metodologia. Esta validação poderia ser feita da seguinte maneira:

a) Com os dados dos primeiros poços:

➤ Escolher o modelo de taxa de penetração

Fazer uma regressão não linear com os dados destes poços visando descobrir o mais adequado. Recomenda-se testar pelo menos os modelos de Eckel, Galle, Bourgoyne & Young e Warren.

➤ Escolher o efeito do desgaste do dente na taxa de penetração

Fazer uma regressão não linear com os dados destes poços. Recomenda-se testar pelo menos os modelos exponencial ($e^{-a,h}$) e o hiperbólico

$$\left(\frac{1}{1 + C_2 \times h}\right).$$

➤ Escolher o modelo de desgaste do dente, como por exemplo o modelo de Bourgoyne & Young.

b) De posse do modelo mais adequado aplicar a metodologia, obtendo os parâmetros ótimos através dos Métodos 4 e 5.

c) Comparar estes parâmetros com os usados nos últimos poços do campo.

A maior vantagem da aplicação desta metodologia é diminuir o tempo de aprendizado para a otimização de uma fase do poço, por isto não existe grande vantagem em aplicá-la a campos bem desenvolvidos, mas para campos novos a sua aplicação deve trazer vantagens econômicas (Figura 73) por descobrir os melhores parâmetros mecânicos mais rapidamente.

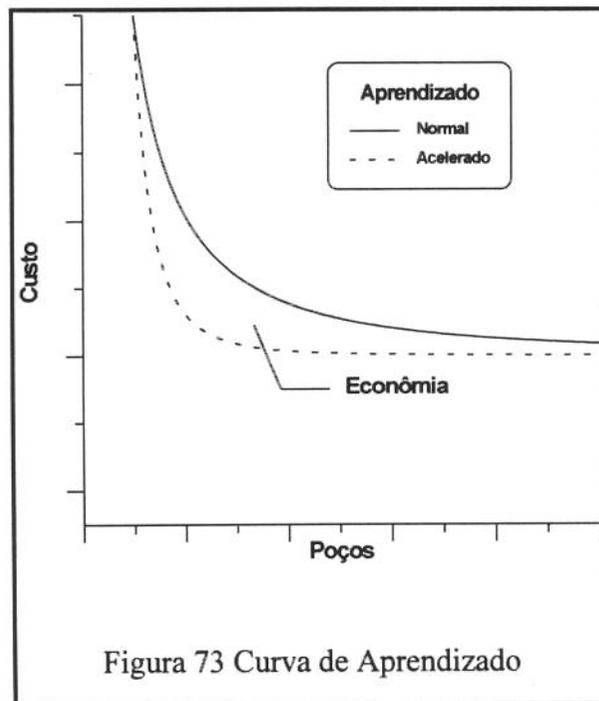


Figura 73 Curva de Aprendizado

2. Fazer uma análise de sensibilidade da otimização da fase em presença de restrições ao peso sobre broca, a rotação e ao tempo de broca fundo.

3. Modificar o Método 5 para ter como ponto de partida a saída do Método 3.

4. Ampliar a pesquisa heurística para levar em conta o tipo de broca, fazendo com que a técnica possa também escolher a broca.

5. Fazer o mesmo trabalho utilizando um modelo para brocas PDC.
6. Fazer o mesmo trabalho de otimização com o algoritmo genético para compará-lo com o algoritmo heurístico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) **Bourgoyne A.T. et Alii**, '*Applied drilling engineering*', SPE text book series, Vol II
- (2) **Barragan R.V.**, *Otimização dos parâmetros mecânicos*, Apostila SEREC/CEN-NOR - 1991
- (3) **Nery G.G. et Alli**, *Geologia para engenheiros de perfuração e produção*, Apostila SEREC/CEN-NOR - 1986
- (4) **Gstalter S., Raynal J.**, '*Measurement of some mechanical properties of rocks and their relationship to rock technology*', Journal of Petroleum Technology agosto 1966, pag 991 a 996
- (5) **Morris R.I.**, '*Rock Drillability related to a roller cone bit*', Society of Petroleum Technology N° 2389
- (6) **Somerton W.H., El-Hadidi S.**, '*Well logs predict drillability, aid computers*', The oil and gas journal, 23 de novembro de 1970, pag 78 a 86
- (7) **Somerton W.H., Estandiari F., Singhal A.**, '*Further studies of the relation of physical properties of rock to rock drillability*', Society of Petroleum Engineers N° 2390
- (8) **Elkington P.A.S., Stouthamer P., Brown J.R.**, '*Rock strenght predictions from wireline logs*', Journal of Rock Mechanics Mining Sciences Geomechanics Vol 19 1982, pag 91 a 97
- (9) **Warren T.M., Smith M.B.**, '*Bottom hole stress factors affeting drilling rate at depth*', Journal of Petroleum Technology, agosto 1985, pag 1523 a 1531
- (10) **Frost E., Fertl W.H.**, '*Shear wave travel time determination using an unconventional approach*', Society of Petroleum Engineers N° 11032
- (11) **Onyia E.C.**, '*Relationships between formation strenght, drilling strength and eletric log properties*', Society of Petroleum Engineers N° 18166, pag 605 a 618
- (12) **Este J.C.**, '*Selecting the proper rotary rock bit*', Journal of Petroleum Technology, novembro 1971, pag 1359 a 1367
- (13) **Dernback L.A.**, '*Sonic gamma ray log analysis improves bit selections*', Oil & Gas Journal, 14 junho 1982, pag 90 a 101

- (14) **Pinheiro C.**, *Utilização de perfis geológicos para elaboração de programas de brocas*, IV COLAPER cuarto Congreso Latinoamericano de Perforacion
- (15) **Mason K.L.**, *'Tricone bit selection using sonic logs'*, Society of Petroleum Engineers n° 13256, pag 172 a 179
- (16) **Raynal J.C., Gstalder S.A., Sagot A.M., Muckleroy J.A.**, *'Organization of field tests and evaluation of tricone bit performance using statistical analysis and sonic logs'*, Journal of Petroleum Technology pag 506 a 512
- (17) **Bond D.F.**, *'The optimisation of PDC bit selection using sonic velocity profiles present in the Timor sea'*, Offshore South East Asia Conference, N° 90158
- (18) **Falcão J.L., Maidla E.E., Dumans C.F.**, *'PDC bit selection through cost prediction estimates using crossplots and sonic log data'*, Society of Petroleum Engineers /IADC N° 25733, pag 525 a 535
- (19) **Rabia H.**, *'Specific energy as a criterion for bit selection'*, *Journal of Petroleum Technology*, julho 1985, pag 1225 a 1229
- (20) **Rabia H., Farrelly M.**, *'Bit performance and selection: A novel approach'*, Society of Petroleum Engineers /IADC N° 16163, pag 987 a 996
- (21) **Rabia h. Farrelly M.**, *'A new approach to drill bit selection'*, Society of Petroleum Engineers N° 15894, pag 421 a 428
- (22) **Galle E.M., Woods H.B.**, *'Best constant weight and rotary speed for rotary rock bits'*, Apostila - Hughes Tool Company
- (23) **Arruda A.M.**, *Utilização dométodo Galle-Woods'*, Apostila CAPER 88 - Módulo 1, Parâmetros mecânicos de perfuração, Petrobrás
- (24) **Galle E.M., Woods H.B.**, *'How to calculate bit weight and rotary speed for lowest-cost drilling'*, The Oil & Gas Journal, 14 novembro 1960 Vol 58 N° 46, pag 167 a 176
- (25) **Bentesen R.G., Wilson D.C.**, *'Optimization Techniques for weight-on-bit and rotary speed, Part I Point and interval optimization, Part II Multi-interval optimization'*, Journal of Canadian Petroleum, outubro-dezembro 1976 pag 78 a 84 e janeiro-março 1977 pag 91 a 96
- (26) **Nakagawa E.Y., dos Santos H.M.R., Campos W.**, *Emprego de programação matemática na otimização de perfuração*, Relatório Técnico, CENPES Maio 1987
- (27) **Murphy D.**, *'Lowest cost per foot is aim of OWN'*, The Oil & Gas Journal, 3 março 1969, pag 110 a 114

- (28) **Reed R.L.**, '*A Monte Carlo approach to optimal drilling*', Society of Petroleum Engineers Journal, outubro 1972, pag 423 a 438
- (29) **Black A.D., Tibbitts G.A., Sandtrom J.L., DiBona B.G.**, '*Effects of size on three cone bit performance in laboratory drilled shale*', Society of Petroleum Engineers N° 11231
- (30) **Walker B.H., Black A.D., Klauber WW.P., Little T., Khodaverdian M.**, '*Roller-bit penetration rate response as a function of rock properties and well depth*', Society of Petroleum Engineers N° 15620
- (31) **Warren T.M.**, '*Drilling model for soft formation bits*', Society of Petroleum Engineers N° 8438
- (32) **Warren T.M.**, '*Penetration rate performance of roller cone bits*', Society of Petroleum Engineers N° 13259
- (33) **Winters W.J., Warren T.M., Onyia E.C.**, '*Roller bit model with rock ductibility and cone offset*', Society of Petroleum Engineers N° 16696, pag 421 a 432
- (34) **Bourgoyne A.T., Young F.S.**, '*A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection*', Society of Petroleum Engineers Journal, agosto 1974, pag 371 a 384
- (35) **Al-Betairi E.A., Moussa M.M., Al-Otoibi S.S.**, '*Multiple regression approach to optimize drilling operations in the Arabian Gulf area*', Society of Petroleum Engineers N° 13694
- (36) **Wee W., Kalogerakis N.**, '*Modelling of drilling rate for Canadian offshore well data*', Journal of Canadian Petroleum Technology, novembro-dezembro 1989 Vol 28 N° 6 pag 33 a 48
- (37) **Ohara S., Maidla E.E.**, '*Otimização de seleção de brocas e parâmetros mecânicos na perfuração de um poço de petróleo*', X Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, dezembro 1989
- (38) **Ohara S., Maidla E.E.**, '*Método de escolha do tipo da broca e seleção de peso sobre a broca e velocidade de rotação na perfuração com mínimo custo*', Tese de mestrado Unicamp março 1989
- (39) **Vargo L.G.**, '*On the optimal time to pull a bit under conditions of uncertainty*', Journal of Petroleum Technology, dezembro 1982, pag 2903 e 2904
- (40) **Black E.F., Chukwu G.A.**, '*How to predict when to pull the bit*', Petroleum Engineer International, janeiro 1990, pag 39 a 41
- (41) **Falconer I.G., Burgess T.M., Wolfenberger E.**, '*MDW interpretation tracks bit wear*', Oil & Gas Journal, 10 fevereiro 1986

- (42) **Burgess T.M., Lesso W.G.**, *'Measuring the wear of milled tooth bits using MWD torque and weight on bit'*, Society of Petroleum Engineers /IADC N° 13475 pag 453 a 462
- (43) **Falconer I.G., Burgess T.M., Sheppard M.C.**, *'Separating bit and lithology effects from drilling mechanics data'*, IADC/ Society of Petroleum Engineers N° 17191 pag 123 a 136
- (44) **Jardiine S.I., Lesage M.L., McCann D.P.**, *'Estimating tooth wear from roller cone bit vibration'*, IADC/ Society of Petroleum Engineers N° 19961, pag 459 a 466
- (45) **Peltier B.P., Cooper G.A., Curry D.A.**, *'Use of torque analysis to determine tricone bit bearing failure'*, Society of Petroleum Engineers N° 16698, pag 439 a 446
- (46) **Doiron H.H., Tompkins L.B., Watts T.**, *'Optimizing journal bearing insert bit runs using a bearing life model'*, Society of Petroleum Engineers N° 16697, pag 433 a 438
- (47) **Fear M.J., Thorogood J.L., Whelehan O.P., Williamson H.S.**, *'Optimization of rock bit life based on bearing failure criteria'*, Society of Petroleum Engineers /IADC N° 21929 pag 283 a 290
- (48) **Dumans C.F.F., Maidla E.E.**, *Método associativo para escolha de brocas tricônicas e brocas de diamantes policristalinos*, Tese de mestrado, Unicamp, fevereiro 1990
- (49) **Press W.H., Vetterling W.T., Flannery B.P., Teukolsky S.A.**, *'Numerical recipes in pascal'*, Cambridge, 759 páginas
- (50) **Myers R.H.**, *'Classical and modern regression with applications'*, Duxbury, 358 páginas
- (51) **Rawlings J.O.**, *'Applied regression analysis: a research tool'*, Wadsworth & Brooks, 552 páginas
- (52) **Draper N.R., Smith H.**, *'Applied regression analysis'*, John Wiley & Sons, 709 páginas
- (53) **Hareland G., Hoberock L.L.**, *'Use of drilling parameters to predict in-situ stress bounds'*, Society of Petroleum Engineers /IADC N° 25727, pag 457 a 471
- (54) **Bunday B.D., Garside G.R.**, *'Optimisation methods in pascal'*. Edward Arnold, 158 páginas

Apêndice 1

Regressões Multilineares

As regressões multilineares podem ser colocadas na forma

$$Y = Xb + e$$

Onde: **Y** Vetor das Observações (n X 1)
X Matriz dos Dados (n X p)
b Vetor dos parâmetros (p X 1)
e Vetor dos erros (n X 1)

n é o número de dados e p o número de variáveis

Onde: $E(e) = 0$ Média dos erros é zero
 $(e) = I\sigma^2$ Erros são incorrelatos

Logo: $E(Y) = Xb$

A soma dos quadrados dos erros é: $ee' = (Y - Xb)'(Y - Xb)$
 $ee' = Y'Y - 2b'X'Y + b'XX'b$

Para minimizar o erro a derivada deve se anular, logo

$$(X'X)b = X'Y$$

ou: $b = (X'X)^{-1}X'Y$

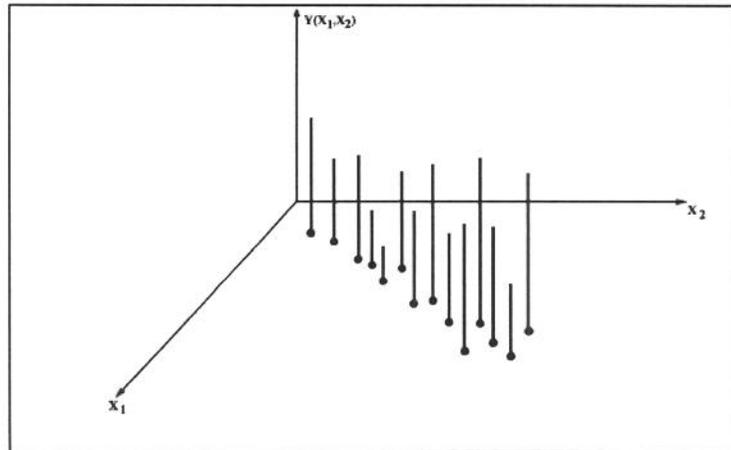
A aderência do modelo com os dados pode ser medida pelo coeficiente de correlação R^2 dado por:

$$R^2 = \frac{\mathbf{b}'\mathbf{X}'\mathbf{Y} - \frac{\left(\sum_{i=1}^n Y_i\right)^2}{n}}{\mathbf{Y}'\mathbf{Y} - n\bar{Y}^2}$$

O problema da multicolinearidade ocorre quando há uma quase dependência linear nas colunas de \mathbf{X} isto é; existem um conjunto de constante \mathbf{c}_i não todas nulas tais que:

$$\sum_{i=1}^p \mathbf{c}_i \mathbf{x}_i \cong \mathbf{0}$$

O efeito da multicolinearidade é a instabilidade no cálculo dos parâmetros, isto é o valor dos coeficientes ficam dependendo dos dados utilizados, e ao se acrescentar um novo dado os coeficientes podem mudar muito, podendo inclusive mudar de sinal. Esta instabilidade pode ser melhor vista na figura abaixo onde as variáveis X_1 e X_2 estão altamente correlacionadas. Pode-se notar que ao se traçar um plano por entre os pontos este plano será instável.



As medidas mais comuns de multicolinearidade são: VIF, K, mci

a) VIF (Variance Inflation Factors)

VIF mede a correlação de cada regressor com todos os outros e é definido por:

$$\text{VIF} = \frac{1}{1 - R_i^2}$$

Onde R_i^2 é o coeficiente de correlação obtida da regressão da variável i contra todas as outras.

Um valor de VIF acima de 10 indica que a variável i é altamente correlacionada com as outras sendo por isso pobremente estimada.

b) K (Condition number)

mede a multicolinearidade dos dados

$$K = \frac{\lambda_{max}}{\lambda_{min}}$$

Onde λ_{max} e λ_{min} são respectivamente o maior e o menor valor singular de \mathbf{X}^* que é a matriz dos dados padronizada (Dados transformados para ter média zero e desvio padrão um).

Valores de K perto de 10 indicam fraca multicolinearidade, já valores entre 30 a 100 indicam de moderada a forte multicolinearidade, acima de 100 há um grave problema de multicolinearidade.

c) mci (multicollinearity index)

também mede a multicolinearidade sendo definida por:

$$mci = \sum_{i=1}^p \left(\frac{\lambda_i^4}{\lambda_p^4} \right)$$
 onde λ_i e λ_p são os autovalores e o menor autovalor respectivamente da matriz $\mathbf{X}'\mathbf{X}$.

Valores de mci perto de 1 indicam alta colinearidade e valores maiores que 2 indicam pouca ou nenhuma colinearidade.

Os métodos mais comuns de regressão na presença da multicolinearidade são:

1) Regressão para frente que consiste em se iniciar a regressão com a variável independente de maior correlação com a variável dependente, e em cada passo adicionar, dentre as que sobraram, a variável independente de maior correlação com o resíduo do modelo anterior. Geralmente o modelo aumenta até que todas as variáveis restantes tenham valor de F (razão entre a soma dos quadrados da variável e o quadrado da média dos resíduos do modelo incluído a variável) abaixo de um especificado.

2) Regressão para trás que consiste em se iniciar o modelo com todas as variáveis independentes e em cada passo retirar a variável que causar menor incremento na soma dos quadrados dos resíduos. Geralmente o modelo diminui até que todas as variáveis tenham valor de F superior a um valor especificado.

3) Ridge Regression que consiste em se tentar corrigir a quase singularidade da matriz $X'X$ pela inclusão de valores na diagonal principal, isto é $X'X \rightarrow X'X + kI$ onde k é um valor próximo de zero, normalmente não se faz a ridge regression na própria matriz X mas sim na matriz X^* .

4) Regressão sobre os principais componentes neste método se calculam os principais componentes, desprezam-se os componentes de baixo autovalores, e se faz a regressão sobre os componentes restantes.

Referências

Applied Regression Analysis: A Research Tool - John O. Rawlings - 1988 - Wadsworth & Brooks / Cole Advanced Books & Software

Classical and Modern Regression with Applications - 1986 - Raymond H. Myers - Duxbury Press

Applied Regression Analysis - 1980 - N.R. Draper e H. Smith - John Wiley & Sons

Apêndice 2

Dados Utilizados

Formação Homogêna

Profund. Inicial (m)	Profund. Final (m)	Dureza	Argilos.	Pressão Poro (lbf/gal)	Abras. Dente (h)	Abras. Rolam. (h)
1000.0	33000.0	1.0	0.20	9.00	120.0	80.0

Várias Formações

Profund. Inicial (m)	Profund. Final (m)	Dureza	Argilos.	Pressão Poro (lbf/gal)	Abras. Dente (h)	Abras. Rolam. (h)
1000.0	1010.0	1.0	0.20	9.0	120.0	80.0
1010.0	1050.0	0.5	0.20	9.0	150.0	180.0
1050.0	1150.0	0.9	0.20	9.0	50.0	80.0
1150.0	2200.0	1.2	0.20	9.0	220.0	180.0
2200.0	2250.0	1.0	0.20	9.0	120.0	180.0
2250.0	22000.0	1.0	0.20	9.0	150.0	80.0
22000.0	33000.0	1.2	0.30	8.5	80.0	120.0

Constantes do Modelo de Bourgoyne e Young

J1	Constante Global10.0
ep	Expoente do Peso1.0
C	Constante do Peso0.0
er	Expoente da Rotação1.0
eh	Expoente da Força Hidráulica0.0
eo	Expoente do Diferencial de Pressão0.0
ed	Expoente do Desgaste da Broca0.05

Constantes do Modelo de Warren

a	Constante da Taxa em Limpeza Perfeita2.5
b	Expoente da Rotação0.5
c	Constante da Taxa Máxima25.0

Constantes da Sonda

Profundidade Máxima10000 metros
Vazão Máxima 300 gpm
Pressão Máxima5000 psi
Tempo de Manobra 0.003 * <i>prof</i> + 1 horas
Tempo de Conexão	... 0.006 * (<i>prof_{final}</i> - <i>prof_{inicial}</i>) horas
Custo Horário da Sonda US\$ 500,00

Constantes da Broca

Tipo 111
Diâmetro 8.5”
Jatos 10/10/10
Custo US\$ 1000,00

Constantes do Fluido

Modelo Bingham
Tipo Leve
Densidade 9.0 lb/gal