



JUAREZ GUARACÍ FILARDO

METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE RECURSOS DE POÇOS DE PETRÓLEO

CAMPINAS

2012

i



UNICAMP

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

JUAREZ GUARACÍ FILARDO

METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DE RECURSOS DE POÇOS DE PETRÓLEO

Orientador: Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Exploração.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Juarez Guarací Filardo e orientada pelo Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka

Orientador

CAMPINAS
2012

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

F472m Filardo, Juarez Guarací
Metodologia para dimensionamento de recursos de
poços de petróleo / Juarez Guarací Filardo. --Campinas,
SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Celso Kazuyuki Morooka.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Engenharia de Petróleo. 2. Poços de petróleo -
Perfuração. 3. Cópulas. 4. Algoritmos genéticos. 5.
Riscos. I. Morooka, Celso Kazuyuki, 1958-. II.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III.
Título.

Título em Inglês: Methodology for sizing of resources of petroleum-wells

Palavras-chave em Inglês: Petroleum Engineering, Oil wells - Drilling, Copulas,
Genetic algorithms, Risks

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Paulo Roberto Ribeiro, Ricardo de Melo e Silva Accioly

Data da defesa: 23-08-2012


Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Metodologia para Dimensionamento de Recursos de Poços de Petróleo

Autor: Juarez Guaraci Filardo
Orientador: Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro
DEP/FEM/UNICAMP



Eng. Dr. Ricardo de Melo e Silva Accioly
PETROBRAS

Campinas, 23 de Agosto de 2012

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família que muito me enobrece, por ter me apoiado e tolerado minha ausência, por ter compreendido que o esforço depreendido possibilitará além do meu engrandecimento profissional a maturidade de seus membros.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho não poderia ter sido concluído sem o expressivo apoio das seguintes pessoas aos quais presto minhas sinceras homenagens:

Aos meus pais que sempre lutaram em ter seus filhos pessoas humildes de grande honradez e máxima educação.

Ao meu orientador por ter contribuído decisivamente na qualidade da pesquisa e no encaminhamento às soluções factíveis.

Aos professores e funcionários da Unicamp que me proporcionaram aumento expressivo do conhecimento, bem como a acolhida recebida com a mesma intensidade de um filho que a casa retorna.

Aos colegas de trabalho por terem sustentado o negócio na minha ausência e por acreditarem que eu traria soluções inovadoras para o processo.

A Petrobras pelo apoio econômico, pelas informações e pelo desafio imposto a mim em solucionar problema de significativa relevância para a indústria.

Quem fica na memória de alguém não morre

-Betinho-

RESUMO

FILARDO, Juarez Guarací, Metodologia para Dimensionamento de Recursos de Poços de Petróleo, Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 248 p. Relatório.

Este trabalho apresenta a solução para o problema das empresas de petróleo em determinar os quantitativos ótimos de recursos materiais a serem adquiridos para a construção dos poços de petróleo num ambiente de risco, assegurando o cumprimento das metas plurianuais da empresa. Para isto foi necessário gerar vários cenários de demanda pelos materiais através da simulação estocástica do portfólio, pesquisar os mais variados modelos de inventário para entender o dinamismo existente no processo de levantamento de demanda dos materiais até o seu emprego nos poços, possibilitar representar estes fluxos matematicamente por uma função objetivo com termos de receita e de custos destoando dos processos usuais de tomada de decisão que consideram apenas os custos de aquisição; otimizar a função objetivo característica de cada cenário através do método dos algoritmos genéticos para permitir uma flexibilização no uso de modelos mais complexos de representação da demanda, e no final obter uma função multivariada conjunta construída com o auxílio do método das cópulas a qual o tomador de decisão fará o seu julgamento.

O processo acima permitiu construir uma metodologia cuja robustez foi testada para um caso prático de definição do quantitativo ótimo de revestimentos de perfuração a ser adquirido para um portfólio de poços constituído por 596 poços marítimos brasileiros em atividades de perfuração, completação, e restauração, e 60 sondas de perfuração com trabalhos simultâneos, intervalo de planejamento de um ano e poços possuindo as mesmas características de projeto do pré-sal. A decisão sobre o quantitativo ideal conforme o risco da empresa foi conseguido facilmente analisando-se as curvas de nível da função multivariada conjunta, que para o caso prático do pré-sal e considerando confiança nos dados de 73%, o quantitativo de revestimento

ótimo foi de 140.000 m, caso fosse analisado sem considerar os riscos o quantitativo seria de 145.000 m, indicando que o tomador de decisão tradicional foi conservador e tenderia encarecer o processo. Outra conclusão importante foi que os pontos ótimos situaram-se num intervalo de tempo anterior ao do final do planejamento indicando ter sido vantajoso admitir a falta do revestimento e não construir o poço a partir deste ponto, o que possibilitou também verificar o quão consistente foi o sequenciamento dos poços do portfólio.

Palavras Chave

Petróleo, Perfuração, Inventário, Cópulas, Dimensionamento de recursos, Algoritmos Genéticos, Pré-sal .

ABSTRACT

FILARDO, Juarez Guarací, Methodology for Sizing of Resources of Petroleum Wells, Campinas: Petroleum Engineering Department, Mechanic Engineering Faculty, Campinas State University, 2012. 248 p. Report.

This thesis presents a solution for the problem of oil companies to determine the optimal quantity of material resources to be acquired for the construction of oil wells in a risky environment and assuring the company multiannual goals. In order to achieve that it was necessary to generate various scenarios of materials demand by stochastic simulation of the portfolio, researching the most varied inventory models to understand the existing dynamics in the process of raising materials demand up to their use in the wells, and make possible the representation of these flows mathematically by an objective function in terms of revenue and costs, diverging from the usual decision making processes that consider only the acquisition costs. The characteristic objective function of each scene was optimized by the genetic algorithms method to allow greater flexibility in the use of more complex models to represent the demand by the end of the process is obtained a joint multivariate function built with the aid of the method of copulas and whose decision maker will make their judgment.

The above process allowed us to provide a methodology whose robustness has been tested for a practical case of defining the optimum quantity of drilling casings to be acquired for a wells portfolio, consisting of 596 wells in Brazilian offshore drilling, completion, and restore and 60 drilling rigs with simultaneous work, one year for range of planning and wells having the same design features of the sub-salt environment. The decision about the ideal amount considering the company's risk was easily accomplished by analyzing the joint multivariate function contour, to the studied practical case and considering 73% of confidence in the data, the optimum quantity was 140,000 m, if analyzed without considering the risks the quantity would be 145,000 m, indicating that the decision maker was traditionally conservative and would tend to become the

process more expensive. Another important conclusion was that the optimal points were located in a time prior to the end of the plan, indicating it was advantageous to allow the lack of the casing and not to build the well from that point, it also allowed to check how consistent the wells portfolio scheduling was.

Key Words

Petroleum, Drilling, Inventory, Copulas, Resources Sizing, Genetic algorithms, Sub-salt.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	xxi
LISTA DE TABELAS	xxv
NOMENCLATURAS	xxvii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação.....	3
1.2. Objetivos do trabalho	4
1.3. Aspectos práticos	4
1.4. Estruturação da dissertação	5
2. REVISÃO DA LITERATURA	6
3. FUNDAMENTOS	9
3.1. <i>Supply chain</i>	9
3.2. Inventário	12
3.3. Poços de petróleo	18
3.4. Curvas de declínio da produção	22
3.5. Conceitos de estatística	23
3.6. Modelo de previsão de demanda.....	31
3.7. Simulação e modelagem	34
3.8. Probabilidades de ocorrência dos eventos	37
3.9. Integração numérica.....	38
3.10. Pesquisa operacional e métodos de otimização	40

3.11. Algoritmo genéticos.....	45
3.12. Valor presente líquido.....	50
3.13. Cópulas.....	52
4. MODELAGEM TEÓRICA.....	60
4.1. Macro fluxos do processo.....	60
4.2. Equacionamento para o modelo determinístico de inventário.....	69
4.3. Equacionamento para os poços exploratórios.....	71
4.4. Equacionamento para os poços do desenvolvimento da produção.....	75
4.5. Otimização da função objetivo.....	76
4.6. Tomada de decisão utilizando-se de cópulas.....	76
4.7. Equacionamento para o modelo estocástico de inventário.....	77
5. CASO PRÁTICO.....	78
5.1. Principais variáveis.....	78
5.2. Validação da função objetivo.....	96
5.3. Validação do algoritmo genético.....	97
5.4. Aplicação.....	99
5.5. Resultado da otimização.....	106
5.6. Análise de sensibilidade.....	113
5.7. Tomada de decisão.....	115
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	129
6.1. Recomendações para futuros trabalhos.....	133
Referências Bibliográficas.....	135
APÊNDICE A- Árvore de decisão das atividades de poço.....	155
APÊNDICE B- Função de distribuição acumulada triangular.....	i

APÊNDICE C- Taxa de declínio dos campos de petróleo-modelo exponencial.	159
APÊNDICE D- Contratos de concessão.....	163
APÊNDICE E- Estatística das taxas diárias das sondas de perfuração.....	164
APÊNDICE F- Relação de poços realizados.....	166
APÊNDICE G- Estatística do desvio de planejamento.....	169
APÊNDICE H- Relação dos poços utilizados na simulação.....	171
APÊNDICE I-Variáveis de saída do algoritmo.....	194
APÊNDICE J- Relatórios do aplicativo <i>primavera risk analysis</i>	195
APÊNDICE K- Variáveis de entrada para o caso prático.....	196
APÊNDICE L- Estatística da demanda de recursos do caso base.....	197
APÊNDICE M- Função de probabilidade para o quantitativo de recursos.....	198
APÊNDICE N- Função de probabilidade para a função objetivo.....	199
APÊNDICE O- Equacionamento do modelo estocástico de inventário.....	200
APÊNDICE P- Função de probabilidade para os volumes de petróleo descoberto.....	209
APÊNDICE Q- Exemplos de cópulas Arquimedianas.....	210
APÊNDICE R- Teste estatístico de <i>Hotelling</i>	212
APÊNDICE S- Teste estatístico para a média e variância.....	213
ANEXO A- Histórico do indicador do preço do aço.....	214
ANEXO B- Mapas das bacias de campos e santos.....	215
ANEXO C- Modelos de inventário.....	217
ANEXO D-Arrecadações com retenção de área pela ANP.....	219
ANEXO E- Gráficos do <i>Brent</i> e histórico de produção.....	220

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 : Fluxo para materiais de poços de petróleo.....	11
Figura 3.2: Fluxo para equipamentos dos poços de petróleo	12
Figura 3.3: Perfil esquemático da perfuração de um poço de petróleo	19
Figura 3.4: Perfil esquemático da completção de um poço submarino de petróleo	20
Figura 3.5: Árvore de eventos para a perfuração exploratória	38
Figura 3.6: Representação gráfica da regra do trapézio	40
Figura 3.7: Exemplo de operação de cruzamento entre pares de cromossomos	47
Figura 3.8: Exemplo de operação de mutação na população de cromossomos.....	47
Figura 3.9: Macro fluxo de funcionamento do algoritmo genético.....	49
Figura 4.1: Macro fluxo da metodologia.....	61
Figura 4.2: Macro fluxo para obtenção dos desvios de planejamento dos poços.....	63
Figura 4.3: Macro fluxo dos cenários.....	65
Figura 4.4: Macro fluxo do modelo de inventário.....	66
Figura 4.5:Macro fluxo da tomada de decisão com uso de cópulas	68
Figura 4.6: Representação da curva da demanda e do inventário	70
Figura 5.1: Mapa de localização da província do pré-sal	79
Figura 5.2: Seção geológica da Bacia de Santos	79
Figura 5.3: Projeto do poço 628A	80
Figura 5.4: Foto ilustrativa dos tubos de revestimento da perfuração.....	81
Figura 5.5: Reta ajustada para os pontos do indicador PPI	82

Figura 5.6: Curva da função de distribuição de probabilidade acumulada do acréscimo das reservas por poço descobridor.....	84
Figura 5.7: Tarifa média diária das embarcações de apoio as atividades offshore.	85
Figura 5.8: Função de distribuição de probabilidade ajustada aos custos licitados para os blocos da bacia de Santos.....	86
Figura 5.9: Arrecadações com retenção de área.....	87
Figura 5.10: Função de distribuição normal acumulada ajustada para as taxas diárias das sondas de perfuração	89
Figura 5.11: Função densidade de probabilidade das durações contratuais.....	91
Figura 5.12: gráfico da curva de produção acumulada.....	92
Figura 5.13: Função densidade de probabilidade triangular ajustada para os desvios relativos das durações da perfuração.	94
Figura 5.14: Função densidade de probabilidade triangular ajustada para os desvios relativos das durações de completação.....	95
Figura 5.15: Histograma e função densidade de probabilidade triangular ajustada para os desvios relativos das durações da restauração.....	95
Figura 5.16: Curvas da função objetivo acumulada, receita acumulada, gastos acumulados e inventário conforme o mês.....	96
Figura 5.17: Gráfico da função trigonométrica seno-cosseno.....	98
Figura 5.18: Gráfico da população após 118 gerações do algoritmo genético.....	98
Figura 5.19: Gráfico das gerações e aproximações do algoritmo genético.....	99
Figura 5.20: Frequência relativa acumulada dos pontos ótimos para diferentes cenários	100
Figura 5.21: Cenários da demanda.....	103
Figura 5.22: Cenários da demanda acumulada mensal.....	104
Figura 5.23: Função densidade de probabilidade da demanda.....	105

Figura 5.24: Cenários dos custos acumulados.....	105
Figura 5.25: Função densidade de probabilidade para os custos acumulados.....	106
Figura 5.26: Regressão linear da demanda mensal do revestimento.....	107
Figura 5.27: Gráfico dos quantitativos de recursos ótimos para 100 cenários.....	108
Figura 5.28: Função densidade de probabilidade ajustada para o quantitativo de recursos ótimos.	109
Figura 5.29: Função densidade de probabilidade ajustada para a função objetivo dos pontos ótimos.	109
Figura 5.30: Receita acumulada, custos totais acumulados e função objetivo acumulados ao final do planejamento.....	111
Figura 5.31: Gráfico detalhes da função objetivo e pontos ótimos	112
Figura 5.32: Custos acumulados de aquisição e de estocagem, e da falta de recurso	112
Figura 5.33: Gráfico spider considerando todos os recursos adquiridos.....	114
Figura 5.34: Gráfico spider considerando não tendo adquirido os recursos no início do planejamento.....	115
Figura 5.35: Gráfico “QQ plot” entre a cópula empírica e cópula de <i>Clayton</i>	118
Figura 5.36: Gráfico “QQ plot” entre a cópula empírica e a cópula de <i>Gumble-Hougaard</i>	118
Figura 5.37: Gráfico “QQ plot” entre a cópula empírica e a cópula de <i>Frank</i>	119
Figura 5.38: Gráfico do critério de <i>Cramér-Von-Misses</i>	119
Figura 5.39: Dados simulados utilizando a cópula de <i>Frank</i> e os dados originais	120
Figura 5.40: Gráfico da função densidade de probabilidade conjunta e suas funções marginais.	122
Figura 5.41: Gráfico das curvas de níveis da função densidade de probabilidade conjunta em frequência relativa (10^{-12}) e suas funções marginais	122
Figura 5.42: Gráfico da função densidade de probabilidade e suas funções marginais inversas.	123

Figura 5.43: Gráfico das curva de níveis da função densidade de probabilidade conjunta em frequência relativa (10^{-15}) e suas funções marginais inversa.....	123
Figura 5.44: Gráfico da cópula e das funções marginais.....	124
Figura 5.45: Gráfico das curvas de níveis da cópula e das funções marginais.....	124
Figura 5.46: Gráfico da cópula em função de suas marginais inversa	125
Figura 5.47: Gráfico das curvas de nível da cópula em função de suas marginais inversa.....	126
Figura 5.48: Gráfico densidade da cópula em função de suas marginais inversa	126
Figura 5.49: Gráfico das curvas de nível da densidade da cópula em função de suas marginais inversa.....	127
Figura 5.50: Gráfico da densidade da cópula em função de suas marginais	127
Figura 5.51: Gráfico das curvas de nível da densidade da cópula em função das marginais.....	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1: Custo do revestimento da perfuração	81
Tabela 5.2: Estatística do acréscimo de reservas e probabilidade de encontrar petróleo.	83
Tabela 5.3: Percentual de participação dos custos nos projetos do E&P	87
Tabela 5.4: Resumo do banco de dados 2009-2010	102

NOMENCLATURAS

Letras Latinas

a	Multiplicador do algoritmo GNA. Raiz primitiva de m .	
b	Taxa de declínio de um campo ou poço.	[dia ⁻¹]
B_0	Coefficiente linear da reta de regressão do custo unitário.	
c	Coefficiente de dispersão	
$c(u,v)$	Função de densidade da cópula cujos parâmetros são as funções de distribuição de probabilidade marginais inversas das variáveis.	
$C(t)$	Função custo unitário de aquisição.	[US\$]
$\hat{C}(T)$	Cópula empírica de <i>Deheuvel</i>	
$C(u,v)$	Função cópula cujos parâmetros são as funções de distribuição de probabilidade marginais inversas das variáveis.	
$CEXP$	Gastos exploratórios realizados.	[US\$]
$D(t)$	Demanda do recurso no tempo de planejamento.	[m]
D_k	Função de <i>Debye</i> .	
$E(X)$	Esperança da variável X	
$F(X)$	Função de distribuição acumulada marginal da variável X.	
$F^{-1}(X)$	Função inversa da distribuição acumulada marginal da variável X.	
$f(X)$	Função densidade marginal da variável X.	
f_o	Frequência observada.	
f_e	Frequência teórica.	
$G(Y)$	Função de distribuição acumulada marginal da variável Y.	
$G^{-1}(Y)$	Função inversa da distribuição acumulada marginal da variável Y.	
$g(Y)$	Função densidade marginal da variável Y.	
H	Altura do triângulo formado pela função de densidade de	

	probabilidade triangular .	
$H(x,y)$	Função de distribuição de probabilidade conjunta das variáveis x e y	
$h(x,y)$	Função densidade de probabilidade conjunta das variáveis x e y	
I	Taxa mínima de atratividade de um empreendimento.	
$K_n; K_{n-1}$	Variável n e $n-1$ do algoritmo GNA	
$K(t)$	Cópula Arquimediana, função de sua geradora	
$K_\varphi(t)$	Cópula Arquimediana, função da sua geradora, termo da fórmula de <i>Cramér-Von-Misses</i>	
$K_\eta(t)$	Cópula empírica de <i>Deheuvel</i> , termo da fórmula de <i>Cramér-Von-Misses</i>	
k	Número de classes.	
k	Coefficiente da função de <i>Debye</i> .	
\square	Função de verossimilhança.	
L	Parâmetro de deslocamento da função lognormal.	
m	Módulo do algoritmo GNA	
Max	Valor máximo da função de densidade de probabilidade triangular.	
Min	Valor mínimo da função de densidade de probabilidade triangular.	
Mp	Valor mais provável da função de densidade de probabilidade triangular.	
n	Número de termos da amostra.	
n	Número total de termos de uma soma ou produto.	
n	Constante empírica da equação da curva de produção	
N_p	Volume de produção diário	[bbl]
P	Fluxo de caixa no tempo presente .	[US\$]
Q_o	Quantitativo de recursos a adquirir no estágio inicial de planejamento.	[m]
q, q_0	Vazão, e vazão inicial de um campo ou poço de petróleo.	[bbl/dia]

r	Taxa mínima de atratividade para o segmento petróleo (para o modelo determinístico de inventário)	
R	Coefficiente de correlação entre duas variáveis. Coeficiente de Poisson.	
R_i	Número aleatório gerado pelo algoritmo GNA.	
S	Desvio padrão amostral.	
S^2	Variância amostral.	
T_i	Tempos estimados em cada fase do poço.	[dia]
TT	Tempo total do poço.	[dia]
$t; t_0; t_1; t_2$	Tempo (0- ponto de início do estudo; considerado zero; 1- tempo no qual o inventário é nulo; 2- tempo relativo ao final do intervalo de planejamento).	[dia]
y	Transformação logarítmica da variável x .	
X, Y	Variáveis X e Y	
$\bar{X}; \bar{Y}$	Médias amostrais.	
$x_i; y_i$	Valores x e y das variáveis X e Y no ponto i .	

Letras Gregas

β	Percentual relativo ao custo de estocagem em função do custo de aquisição.
λ	Parâmetro da distribuição exponencial.
λ	Multiplicador de <i>Lagrange</i> .
σ	Desvio padrão populacional.
σ_L	Desvio padrão da curva lognormal .
α_i	Parâmetro da curva de probabilidade ajustada para os dados disponíveis.
ψ	Média da curva lognormal.
μ	Média populacional.
Σ	Somatória.
Φ	Taxa de inflação.
Φ	Percentual relativo à probabilidade de perda de um bloco

exploratório (no caso do modelo determinístico de inventário).

φ	Probabilidade de ocorrência de um determinado volume de reserva dado que houve uma descoberta a priori.	
$\varphi(t)$	Função geradora para as cópulas Arquimedianas.	
$\varphi^{-1}(t)$	Função pseudo inversa da geradora para as cópulas Arquimedianas.	
θ	Parâmetro da função geradora para as cópulas Arquimedianas.	
χ^2	Função chi quadrado.	
κ	Espaço de tempo regresso a partir de t_0 .	[dia]
Δt	Incremento no tempo.	[dia]
δ	Majoração do custo normal de compra devido à emergência.	
η	Probabilidade da ocorrência de petróleo em determinado bloco exploratório.	
η	Número de amostras representativas de uma população.	
τ	Coefficiente de correlação de <i>Kendall</i> .	
τ_c	Estimador do coeficiente de correlação de <i>Kendall</i> para o caso de cópula Arquimediana.	
∂	Operador diferencial parcial.	
∇	Operador gradiente.	
Superescritos		
i	Índice dos somatórios.	
Subscritos		
j	Índice dos somatórios.	
Abreviações		
AG	Algoritmo genético.	
AED	Análise exploratória dos dados.	
ANM	Árvore de natal molhada.	
BPD	Barris por dia.	[bbl/dia]
BBL	Barris.	[bbl]

BOP	<i>Blowout preventer.</i>	
CDP	<i>Cumulative distribution probability function.</i> O mesmo que FDA.	
COP	Coluna de produção.	
CVAR	<i>Conditional value at risk</i>	
EBITDA	<i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization.</i>	[US\$]
EOQ	<i>Economic order quantity.</i>	[m]
EVTE	Estudo de viabilidade técnica e econômica.	[US\$]
FC	Fluxo de caixa.	[US\$]
FDA	Função de distribuição acumulada.	
FDP	Função de distribuição de probabilidade.	
FPSO	<i>Float. Production. Storage and offloading.</i>	
FO	Função objetivo.	[US\$]
GNA	Gerador de números aleatórios.	
MRP	Material requirements planning.	
OHGP	<i>Open hole gravel packing.</i>	
PDF	<i>Probability density function.</i> O mesmo que fdp.	
PL	Programação linear.	
PNL	Programação não linear.	
PSI	<i>Pounds square inches</i>	[libras/pol ²]
PSV	<i>Plataform supply vessel .</i>	
RMSE	<i>Root mean square error.</i>	
UTM	<i>Universal transverse mercator.</i>	
VAR	<i>Value at risk.</i>	
VPL	Valor presente líquido.	[US\$]
Siglas		
API	<i>American petroleum institute.</i>	
ANP	Agência nacional de petróleo, gás natural e bicomustíveis .	
MME	Ministério das minas e energia.	

PETROBRAS Petróleo brasileiro SA.

PROMINP Programa de mobilização da indústria nacional de petróleo e gás.

Glossário

A PRIORI, latim, a partir do que vem antes.

ABANDONO, do poço de petróleo, é uma série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis (intervalo de rocha porosa capaz de armazenar e produzir fluido), podendo ser: a) permanente, quando não houver interesse de retorno ao poço; ou b) temporário, quando por qualquer razão houver interesse de retorno ao poço.(ANP, 2002).

ANÁLISE DE REGRESSÃO, método de ajustar um modelo matemático aos dados através da minimização da média dos erros quadrático entre os pontos reais e a curva teórica.

BLOWOUT, um fluxo incontrolável de fluidos do poço e ou da formação provenientes do poço ou de formações de sub superfície de baixa pressão de poros (*under ground blowout*). (API, 1997, p. 2).

BLOWOUT PREVENTER, equipamento assentado na cabeça do poço que permite que o poço seja fechado para confinar os fluidos do poço no próprio poço. (API, 1997, p. 2).

BRENT, é uma classificação de petróleo cru que se subdivide em *Brent Crude*, *Brent* doce leve, *Oseberg e Forties*. O *Brent Crude* é originário do Mar do Norte. O nome '*Brent*' foi criado por uma política interna da *Shell*, que originalmente denominava seus campos de produção com nomes de aves (neste caso, o ganso de *Brent*).

CAMADA DE PRÉ-SAL, refere-se a uma camada de reservatório mais antiga que a cama de sal. Esses reservatórios podem ser encontrados na costa marítima brasileira de norte a sul, no golfo do México e na costa marítima do oeste da África.

CVAR, *conditional value at risk*, representa a medida de risco ou confiabilidade de um sistema de portfólio. Por definição é a média condicional das piores perdas possíveis.

DOWNSTREAM, é uma expressão utilizada na indústria do petróleo que significa a parte da cadeia produtiva relativa à logística. Transporte dos produtos da refinaria até os locais de consumo. Compreendendo o transporte, distribuição e comercialização.

HEURÍSTICA, palavra de origem grega (*heurisken*) que significa a arte de descobrir novas estratégias ou regras para solucionar problemas. São os conhecimentos utilizados para fazer um julgamento, ou definir estratégias, e regras de negócio que simplificam a solução de um problema, elas incluem tentativas e erros com base no conhecimento e procedimentos inteligentes para a solução de problemas específicos, são particularmente apropriados em problemas mal definidos ou pobres (falta de dados), eles ajudam na redução do número de alternativas de exponencial para polinomial, conseqüentemente reduzindo o tempo computacional na busca de uma solução tolerável. (IBIDAPO-OBE, ASAOLU, 2006).

HOOK LOAD, carga no gancho, corresponde à carga a qual estão submetidos os equipamentos de elevação da coluna de perfuração.

INVENTÁRIO, são todas as mercadorias e materiais que são utilizados nos processos de produção e distribuição. São as matérias primas, componentes, subconjuntos e produtos acabados. (FOGARTY, BLACKSTONE, HOFFMANN, 1991).

LATTICE, conjunto de dados ordenados que possuem valor superior e inferior únicos.

LEAD TIME, espaço de tempo entre o levantamento da necessidade e o recebimento do material comprado ou equipamento contratado.

MERCADO SPOT, também *spot market* ou *cash market*, é um mercado no qual se compra e vendem-se ativos o qual é entregue imediatamente, (FARLEX,2010).

METAHEURÍSTICA, o sufixo *meta*, do grego, significa metodologia de nível superior, e o termo metaheurística pode ser entendido como uma metodologia geral de nível superior que pode ser utilizada como estratégia guia para definir heurísticas para solucionar determinados problemas de otimização.

MIDSTREAM, é uma expressão utilizada na indústria do petróleo que significa a parte da cadeia produtiva em que as matérias-primas são transformadas em produtos prontos para uso específico (gasolina, diesel querosene, GLP, ...). São as atividades de refinamento.

NAVIO ALIVIADOR, navio que coleta a produção de um FPSO ou de um navio cisterna, e a transporta para um terminal terrestre.

OUTLIER, são observações atípicas, infrequentes, pontos de dados que parecem não seguir as características de distribuição dos demais dados, (STATSOFT).

PSV, embarcação que presta apoio às atividades offshore no transporte de víveres, suprimentos e equipamentos dos poços (cito: água, sacaria, tubulações, equipamentos em geral), possui sistema

de posicionamento dinâmico para compensar a ação ambiental quando está junto à sonda de perfuração.

SUB SAL ou PRÉ-SAL, refere-se às rochas reservatórios abaixo do sal, não necessariamente são mais antigas.

SUPPLY CHAIN, engloba todos os estágios envolvidos direta ou indiretamente no atendimento de um pedido do cliente, inclui os fabricantes, os fornecedores, os transportadores, os depósitos, os varejistas e os cliente. (CHOPRA, MEINDL, 2003)

TRADE OFF, técnica de reduzir ou abrir mão de um ou mais resultados em troca do aumento ou obtenção de outro resultado desejado que maximize o retorno total ou efetividade (por exemplo: custo versus eficiência), dadas determinadas circunstâncias.(BUSINESSDICTIONARY.COM, 2010).

TUBING, é o tubo condutor para o petróleo proveniente da zona produtora até o processamento nos equipamentos de superfície.

UPSTREAM, é uma expressão utilizada na indústria do petróleo que significa a parte da cadeia produtiva que antecede o refino, abrangendo desta forma às atividades de exploração, desenvolvimento, produção e transporte para beneficiamento.

VAR, *value at risk*, método que mede os riscos extremos associados a um portfólio, mede a perda esperada considerando a pior hipótese dado um determinado intervalo de tempo e nível de significância.

WELL HEAD, “cabeça do poço”, alojador posicionado no revestimento de superfície, o qual permite a ancoragem das colunas de revestimentos descidas no poço e assentamento do BOP.

WORKOVER, o mesmo que restauração, são operações em um poço produtor para restaurar ou melhorar sua produção, podem ser trabalhos de lavagem de areia acidificação, fraturamento hidráulico, reparo mecânico ou qualquer outra razão. (API, 1996).

1. INTRODUÇÃO

As empresas de petróleo anualmente reveem seus planejamentos estratégicos e táticos com a finalidade de se adequar aos cenários futuros e alavancar sua consolidação no mercado, estes planejamentos são embasados nos históricos realizados pela empresa e pelos seus concorrentes, os quais são acrescidos das necessidades do cliente, das limitações do mercado supridor, e dos riscos envolvidos neste segmento de negócio. Um dos itens de significativo valor e causador de grande impacto monetário é a política adequada de *supply chain*, ou cadeia de suprimento da empresa, no estágio referente aos estoques dos materiais. Imaginando que para o desenvolvimento de um campo de petróleo são necessários plêiades de recursos materiais, muitos dos quais se inadequados ou em número insuficiente frente à demanda de construção dos poços petrolíferos, acarretam a paralisação das atividades de poços e as tarefas posteriores devido à dependência e ao sequenciamento existente entre atividades, não é possível produzir petróleo através de um poço sem antes ter sido perfurado, completado e interligado a plataforma de produção.

A obtenção dos quantitativos dos recursos materiais a contratar de sorte a atender o portfólio de construção de poços de petróleo ao longo de uma escala temporal futura, não constitui tarefa de fácil determinação devido a peculiaridades inerentes ao negócio petróleo que influenciam o comportamento aleatório das variáveis. As principais variáveis dizem respeito à demanda de poços, ao mercado consumidor, aos fornecedores, e aos recursos físicos.

A demanda de poços, cujo quantitativo, localização, início da produção e características básicas dos poços são definidas após exaustivo estudo geofísico-geológico e de reservatório sobre a possibilidade de ocorrência de petróleo num bloco exploratório, pelo potencial petrolífero que pode ser produzido num determinado campo e as características do petróleo presente na rocha reservatório, o resultado final deste estudo é representado por inúmeros cenários de curvas de produção, o tomador de decisão baseada nos indicadores técnicos, econômicos e políticos, escolhe uma determinada curva para o seu planejamento plurianual.

Não será discutida neste trabalho a obtenção destas curvas e nem o comportamento dinâmico do portfólio que alteram o sequenciamento dos poços, ela é dinâmica principalmente na exploração a cada resultado de sucesso ou insucesso e no desenvolvimento da produção pelo volume de óleo in-place e pela variação do preço do barril de petróleo afetando a viabilidade econômica do empreendimento. Porém, este trabalho procurará se aproximar do comportamento dinâmico do portfólio através da consideração dos desvios nas durações de planejamento dos poços fornecendo após trabalho de simulação estocástica os cenários de demanda para cada recurso em estudo.

O mercado fornecedor dos materiais é influenciado pelas requisições da indústria petrolífera, pelos fornecedores de matéria prima e pelo industriário que tenta aumentar o percentual de participação do seu negócio no mercado. O mercado não será objeto deste trabalho.

O mercado consumidor do petróleo que tem influência direta no comportamento estocástico da variável que define a receita bruta do empreendimento, ou seja, na variação temporal do preço do barril de petróleo (*Brent*), por ser o valor futuro do barril de petróleo negociado em bolsa de valores ele estará atrelado à procura dos investidores por esta commodity, aumentando ou diminuindo o valor do *Brent*. O mercado consumidor não será objeto de estudo deste trabalho.

Os recursos físicos de poço, subdivididos em materiais e equipamentos. Os materiais referem-se à parcela de recursos consumíveis no poço, são os casos dos revestimentos de perfuração, fluidos de completação, cabeça de poço, coluna de produção, brocas de perfuração, só para citar alguns, podem ter vida útil econômica ou depreciação definidas em lei e serão os objetos de estudo deste trabalho. Os equipamentos por sua vez são aqueles recursos sujeitos a degradações físico-químicas presentes no ambiente de trabalho, tais variáveis provocam desgastes quando o equipamento está sendo utilizado resultando em diminuição da vida útil, mas podem ser reutilizados após trabalho de manutenção.

Os modelos que relacionam as variáveis mencionadas acima são oriundos das teorias de *supply chain*, mais especificamente relativos aos estudos de inventários, cuja otimização dos quantitativos ótimos é tema de discussão da pesquisa operacional, são modelos matemáticos constituídos por funções objetivos limitados por restrições próprias do negócio, normalmente são classes de problemas que não podem ser resolvidas através de polinômios, são de grande

complexidade e exigem um elevado esforço computacional. Conforme será visto, há vários modelos, podendo ser: estático ou dinâmico, determinístico ou estocástico, um recurso ou multi recursos, uma unidade de armazenamento ou várias (*multi-echelon*), com vida útil, com obsolescência, um período ou multi-períodos, etc.

Após a modelagem é realizada a otimização das equações, a fim de identificar os pontos de máximos e mínimos que atendam aos objetivos propostos no início do problema, as técnicas possíveis dependem da complexidade das equações, podendo ser programação linear, programação não linear, programação dinâmica, e métodos heurísticos tal como algoritmos genéticos. Neste trabalho foi utilizado o método dos algoritmos genéticos para poder abranger os casos menos comportados.

Após a otimização de cada cenário é obtida uma amostra de pontos ótimos, restando definir dentre os pontos ótimos qual o ideal para a empresa, neste estágio é utilizado métodos que auxiliam o tomador de decisão em situação de ter multivariáveis e ambiente de risco e incerteza, o método utilizado foi o das cópulas por permitir tratar funções de probabilidade não normais que são frequentemente encontradas nos estudos dos poços de petróleo. Os métodos que definem o risco para o tomador de decisão não serão abordados, porém recomenda-se a teoria da utilidade e o CVAR (*conditional value at risk*) como métodos complementares a este trabalho.

O modelo é testado utilizando dados provenientes da indústria petrolífera para os poços marítimos realizados na costa brasileira, onde são obtidas as variáveis relacionadas a custos dos recursos, custos de estoques, potencial de produção, curvas de distribuição de probabilidade dos tempos, probabilidade de descobertas de hidrocarboneto, perfil de necessidade do recurso (demanda), além de outras. O resultado foi uma superfície de risco para que o tomador de decisão verifique quais são os pontos ótimos para o seu negócio conforme o risco escolhido.

1.1. Motivação

Há muitos anos se pratica a tomada de decisão sobre os quantitativos de recursos materiais utilizados nas construções dos poços sem uma base científica consistente, valendo-se apenas de julgamentos puramente subjetivos e que muito das vezes ocasionam a falta ou o excesso do recurso em estoque, encarecendo o processo inteiramente, a busca por um método que possibilite

o tomador de decisão julgar conscientemente os quantitativos a adquirir certamente trarão benefícios diretos e indiretos para o seu negócio.

Por ser um trabalho pioneiro na área de petróleo ao construir uma solução integrada com a utilização de métodos robustos não usuais ou que estejam nas fases iniciais das pesquisas, a exemplo da teoria sobre inventário na área de poços, otimização com uso do método dos algoritmos genéticos, e mais recentemente o método de tomada de decisão com uso de cópulas.

E finalmente contribuir com o esforço da indústria em ultrapassar os desafios técnico-econômicos encontrados na perfuração dos poços do pré-sal.

1.2. Objetivos do trabalho

Desenvolver solução para a determinação do quantitativo de recursos materiais considerados ótimos, segundo o risco do negócio e que serão adquiridos para a construção dos poços.

Criar metodologia que seja flexível em admitir modelos determinísticos e estocásticos para a demanda e que seja de fácil entendimento pelo tomador de decisão.

Entender o fluxo dos recursos materiais tendo sua origem no levantamento de necessidades até o seu uso efetivo e quais métodos serão mais adequados para o seu equacionamento.

Testar a solução para um caso prático de portfólio de poços que tenha como premissa a configuração de revestimento dos poços do pré-sal.

Criar solução que permita receber os dados de entrada das variáveis, faça o processamento interno com base nas equações desenvolvidas e tenha como saída uma função de probabilidade multivariada conjunta para a tomada de decisão.

1.3. Aspectos práticos

Os resultados obtidos com o estudo dos desvios de planejamento dos poços, não havendo trabalho mais específico para o caso, podem ser utilizados no planejamento plurianual das atividades de poço tomando-se o cuidado em enquadrar adequadamente o cenário em análise .

O modelo de inventário proposto somente será efetivo caso seja constituído banco de dados com todas as informações necessárias para alimentar as variáveis, em último caso, é possível admitir dados provenientes da opinião de especialistas e representados pelas distribuições de probabilidade triangulares.

A complexidade computacional definida pelo tempo de processamento do algoritmo será mais pronunciada quanto maior o horizonte de análise, especificidade, número de recursos tratados e método de otimização utilizado.

1.4. Estruturação da dissertação

A organização do trabalho para atingir os objetivos acima foi estruturada em cinco capítulos: 1- introdução, que explica a problemática de inventário na indústria petrolífera e descreve as variáveis macros do processo; 2- revisão bibliográfica dos trabalhos publicados sobre dimensionamento do quantitativo de recursos materiais ou equipamentos; 3- fundamentos, onde se procura dar o conhecimento básico referente à *supply chain*, inventário, técnicas de previsão de demanda, técnicas estatísticas e de simulação, definições básicas da engenharia de poços, definições sobre algoritmo genético e a teoria das cópulas; 4- modelagem teórica, onde se aplica os fundamentos do capítulo 3 na construção da solução; 5- caso prático, onde através de dados de poços marítimos brasileiros com características aos projetos do pré-sal procura-se validar e testar os modelos teóricos obtendo com os resultados e discussões decorrente da aplicação prática e; 6- conclusões e recomendações para os próximos trabalhos.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Os trabalhos publicados referentes aos problemas de obtenção do quantitativo ótimo de recursos materiais para o segmento *upstream* da indústria de petróleo são inexistentes, o que faz desta dissertação o primeiro documento escrito em que se apresenta uma metodologia científica comprovada com dados reais.

Os trabalhos com alguma afinidade ao tema são em sua maioria relativos ao dimensionamento do quantitativo do recurso sonda de perfuração para atender um portfólio de poços ou são problemas de obtenção do sequenciamento ótimo de poços com restrição do recurso sonda. A relação abaixo refere-se a estes trabalhos em ordem cronológica.

EAGLE (1996) utilizou a técnica de têmpera simulada para obter o sequenciamento de sondas de perfuração em um campo de petróleo, fez analogia com o problema de roteamento de veículos.

PAIVA (1997), abordou o problema de roteamento de sondas de intervenção de poços terrestres utilizando o algoritmo de têmpera simulada determinando o sequenciamento de poços que otimiza a curva de produção e de gastos.

JACINTO (2001) apresentou técnica de simulação discreta para o desenvolvimento do campo de Albacora Leste, no Brasil, otimizando os recursos físicos e gerenciando os riscos.

NASCIMENTO (2002) abordou o problema de escalonamento das atividades de produção, utilizou a integração das técnicas de programação por restrições com a metaheurística de busca tabu, constituindo uma técnica híbrida de resolução de um problema NP-hard.

ARAÚJO (2002) apresentou modelo para avaliação do fluxo de transporte de sondas de perfuração terrestre de poços de petróleo, utilizou a teoria das filas e simulação que permite identificar os desperdícios e os níveis de serviço dado os recursos e as restrições.

VIANA (2003) apresentou modelo matemático para determinar a quantidade ideal de sondas de produção terrestre em um campo de petróleo baseado na técnica de simulação e teoria das filas.

PEREIRA (2005) apresentou solução para o problema de escalonamento das atividades de desenvolvimento de poços de petróleo marítimos, considerou o problema como sendo NP-hard, utilizou a estratégia “GRASP: greed randomized adaptative search procedure” para encontrar a solução ótima que otimizasse a produção dos poços.

BATISTA (2005) concebeu um modelo de simulação para as operações de movimentação das embarcações de apoio marítimo da Bacia de Campos.

ALOISE (2005) apresentou trabalho referente ao problema de sequenciamento de sondas de produção para trabalhos de workover em terra, utilizou algoritmo “VNS: variable neighborhood search” para a busca da solução que otimizasse a perda mínima de produção.

VEIGA (2006) estudou o problema de scheduling para suprimento de petróleo em refinarias utilizando a técnica de programação linear inteira mista, otimizou a máxima lucratividade operacional do sistema.

DUARTE (2006) apresentou solução para o sequenciamento ótimo de poços terrestres de petróleo a serem pistoneados através de unidades móveis de pistoneio, utilizou algoritmos transgênicos para encontrar as soluções que otimizam o volume máximo de óleo produzido, este problema é conhecido como de roteamento de veículos seletivos.

WESTPHAL (2006) apresentou modelo baseado em algoritmos genéticos com eletismo para solucionar problema multiobjectivos de distribuição de derivados de petróleo através de uma rede de dutos.

MACHADO (2006) apresentou solução para o problema da otimização da operação de rede de escoamento de petróleo utilizando técnica de otimização multiobjectivos “strength pareto evolutionary algorithm 2”.

NETTO (2007) publicou estudo de inventário consolidado para a Petrobras, procurou otimizar a melhor alocação ou realocação de plantas regionais e centros de distribuição de

suprimento e de serviços para a produção dos poços utilizando a teoria de “*portfolio effect*” com base na minimização do custo de logística.

IRGENS (2007) apresentou solução para o problema de sequenciamento de sondas de perfuração maximizando a produção e minimizando os custos de transportes, utilizou a técnica “SLS: stochastic local search” para procurar as soluções ótimas.

ONO (2007) desenvolveu modelo de simulação para o fluxo de petróleo, desde o armazenamento na plataforma de produção até a entrega na refinaria.

3. FUNDAMENTOS

Neste capítulo serão abordados os conceitos e fundamentações teóricas necessárias para o entendimento e o desenvolvimento da metodologia para o dimensionamento dos recursos materiais, ele inicia pela conceituação sobre *supply chain* e a teoria de inventário por constituir um dos pilares mestres da metodologia, elas definem a dinâmica envolvida nos fluxos de materiais e dão subsídios ao equacionamento da função objetivo; o segundo pilar são os conceitos sobre poços de petróleo, estatística, simulação e engenharia econômica, por propiciar a adequação da metodologia de inventário aos casos de uso de materiais na engenharia de poço e dar sustentação matemática, o terceiro pilar é constituído pelos conceitos de otimização com o emprego de algoritmos genéticos, possibilitam ultrapassar a barreira da complexidade existente nos problemas que envolvem otimização de portfólios; e o quarto pilar se refere aos conceitos de tomada de decisão com uso de cópulas, este método introduzido recentemente na indústria do petróleo proporciona ao tomador de decisão precisão sobre o quantitativo ideal de recursos a adquirir conforme o risco do negócio.

3.1. Supply chain

A definição de *supply chain* conforme CHOPRA, MEINDL (2003) engloba todos os estágios envolvidos, direta ou indiretamente no atendimento de um pedido de um cliente, ela é dinâmica e envolve fluxo constante de informações, produtos e dinheiro entre os diferentes estágios, cada estágio executa diferentes processos e interage com outros estágios. O objetivo da *supply chain* é maximizar o valor global gerado, que está intimamente ligado à lucratividade da *supply chain*, lucratividade significa a diferença entre a receita gerada e o custo da *supply chain*. Ela pode ser visualizada por uma visão cíclica, ou seja, os processos são divididos em uma série de ciclos, e a visão *push/pull*, se *push*, a *supply chain* antecipa aos pedidos dos clientes, enquanto a visão *pull* a *supply chain* reage em resposta a uma solicitação do cliente.

O desempenho da *supply chain* é fortemente influenciado pelo alinhamento estratégico, caso mal executada pelos seus segmentos poderá inviabilizar o planejamento corporativo, para

isso será necessário que a empresa compreenda as necessidades dos clientes e identificar as incertezas implícitas da demanda, compreender as habilidades da *supply chain* em termos de eficiência (significa menor custo) e responsividade (significa responder a amplos escopos de quantidades, atender *lead times* curtos, manejar grandes variedades de produtos, produzir produtos inovadores, atender a níveis de serviço altos). Os fatores chaves do desempenho da *supply chain*, são: estoques, transporte, instalações e informação, sendo o estoque existente, devido uma inadequação entre suprimento e demanda intencional ou não, tem o papel de aumentar a quantidade de demanda atendida, possibilita que o produto esteja disponível ao cliente a qualquer tempo, possibilita também economia de escala, reduzindo custos de aquisição. Os estoques podem ser cíclicos, significa o estoque médio que satisfaz a demanda; de segurança, é o estoque que supre as incertezas, e sazonal, o estoque que supre as variabilidades previsíveis. A decisão referente a estoques pelos gerentes é a escolha do *trade off* responsividade e eficiência, pois estoques maiores significam suprimentos mais responsivos aos clientes porém também significam maiores custos.

A indústria petrolífera é subdividida em 02 segmentos: *upstream* cujas atividades são desenvolvidas para a pesquisa na descoberta de campos de petróleo, na produção dos campos descobertos e no transporte até o terminal de recebimento do petróleo em terra, e o *downstream* com as atividades de refino, distribuição e venda do petróleo. Em cada segmento há intenso fluxo: de informação, de produção, de armazenamento de materiais e equipamentos, além dos fornecedores diretos e indiretos de recursos.

O fluxo das atividades inicia com a aquisição dos blocos exploratórios em leilão da agência reguladora local, segue após extenso trabalho de sísmica de superfície, processamento e interpretação dos dados a fim de identificar potenciais formações geradoras de hidrocarbonetos, reservatórios e trapas, em seguida há a campanha de perfuração e avaliação de poços exploratórios para confirmar a ocorrência do petróleo na rocha reservatório, constatando a presença do petróleo e havendo viabilidade técnico-econômica procede-se ao desenvolvimento do campo de petróleo através da perfuração e completação dos poços de petróleo, estes poços são interligados através de linhas submarinas as plataformas de produção, estas plataformas de produção são dimensionadas para receber o petróleo bruto, separar a água, o óleo e o gás, armazenar e exportar através de dutos submarinos ou navios aliviadores para os terminais de

recebimento de petróleo em terra, estes terminais promovem o bombeamento do óleo e o gás através de oleodutos e gasodutos até as refinarias onde é realizado o processo físico de desdobramento do petróleo em suas frações e processamento químico de conversão onde há a transformação de uma fração em outra, o processo químico mais antigo e conhecido é o de craqueamento que transforma o petróleo em suas formas comerciais: gás combustível, gás liquefeito, nafta, gasóleo leve (diesel de craqueamento) e gasóleo pesado de craqueamento (óleo combustível) e o subproduto coque, estes produtos gerados são enviados para centros de armazenamento e distribuição e em seguida para os postos de combustíveis onde são vendidos para o consumidor final. Todo o processo descrito acima constitui o macro fluxo do *supply chain* da indústria petrolífera.

Para os principais fluxos de materiais e equipamentos relacionados à perfuração e completação dos poços de petróleo são descritos da seguinte maneira: entrega do fornecedor a empresa, estocagem, envio a um centro de distribuição, embarque na plataforma de perfuração, utilização, retorno do material excedente ou equipamento usado para o centro de distribuição, envio para estoque ou envio para manutenção, sendo este último após reparo envio para estoque, conforme desenhos esquemáticos da figura 3.1 para materiais e figura 3.2 para equipamentos respectivamente:

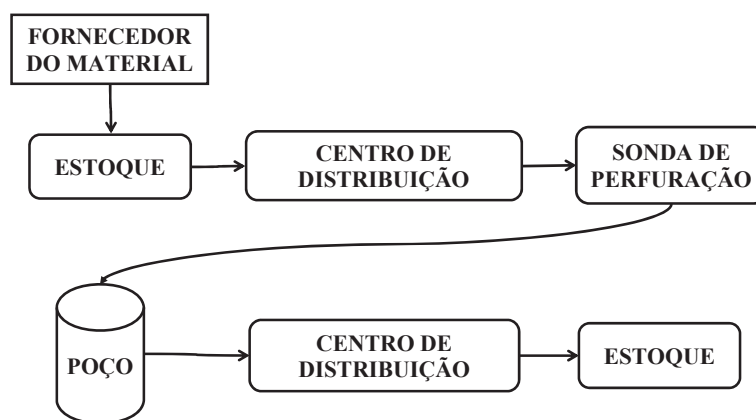


Figura 3.1 : Fluxo para materiais de poços de petróleo

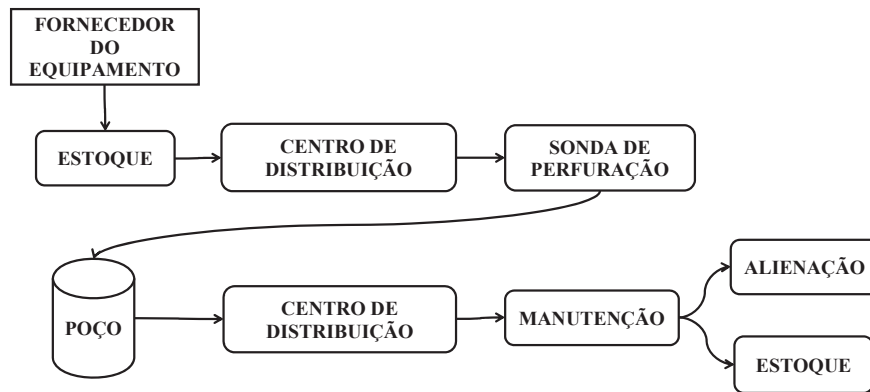


Figura 3.2: Fluxo para equipamentos dos poços de petróleo

3.2. Inventário

Para o entendimento sobre inventário é necessário o conhecimento de sua taxonomia.

Backorder ou *backlog*, quantitativo do pedido do cliente que não pode ser atendido naquele momento e o cliente aceita aguardar por algum tempo pelo pedido.

Lost sale, quantitativo do pedido do cliente que não pode ser atendido naquele momento e o cliente não aceita aguardar o pedido.

Inventário, quantitativo de bens (*comodities*, suprimentos, mercadorias, materiais), mantidos pela empresa para: suportar a produção (matéria prima), suportar a atividade (reparo, manutenção, consumíveis), ou para a venda ou serviços ao cliente (mercadorias, bens acabados, sobressalentes). É com frequência o mais volumoso item do ativo (patrimônio), e deve ser cuidadosamente contado e avaliado no fim de cada período contábil para determinar a lucratividade ou a perda da empresa.

Estoque (storage), produtos ou materiais não transitórios, semipermanentes ou de longa duração, protegidos, mantidos, deixados ou colocados geralmente com a intenção de recuperá-los posteriormente.

Demanda, quantidade necessária de um produto ou serviço que pode ser adquirida.

Excesso de demanda corresponde a como o sistema reage quando não é possível suprir a demanda, pode assumir uma demanda reprimida acumulada (*backorder*) ou demanda perdida (*lost sale*), no caso de ocorrer este último a demanda foi atendida por fontes externas, podendo em ambos os casos serem atendimentos parciais ou totais.

Lead Time, ou prazo de aquisição, é definido como a quantidade de tempo a partir do pedido de compra até a chegada, ou caso seja um item em produção interna de uma indústria, corresponde à quantidade de tempo para a fabricação da batelada.

Mudança no inventário, decorrente de itens que possuem vida útil, deterioram-se ou que são ultrapassados tecnicamente, são obsoletos.

Review time, ou tempo para revisão dos inventários, pode ser contínuo, correspondente a conhecer a quantidade em estoque a qualquer tempo, e periódico, se é conhecido apenas em determinadas épocas.

Conforme PRASAD (1993), em qualquer organização o gerenciamento adequado do inventário é crítico, métodos apropriados de inventário podem não somente reduzir os custos, mas também reduzir a falta de estoques e melhorar a satisfação dos clientes, portanto estes métodos podem aumentar a lucratividade e ajudar a própria sobrevivência da organização, enquanto que para PORTEUS (1990), a teoria sobre inventário trata do gerenciamento do nível de estoques dos recursos físicos (materiais, equipamentos e pessoal) com a finalidade de atender efetivamente a demanda por estes recursos.

A curva de demanda é gerada em decorrência da necessidade do recurso pelo comprador ou empreendedor e é atendida pelo vendedor ou possuidor do recurso. Demanda por certa quantidade de recurso é considerada atendida quando aquela quantidade é fisicamente transferida para o comprador. Escassez ou déficit são demandas que não são atendidas imediatamente, sendo considerados pedidos acumulados (*backlogging*) se o comprador está propenso a esperar, e pedidos perdidos se não estão propensos (*lost sale*), conforme definido anteriormente. Rotineiramente o gerente de inventário pode escolher em ter que colocar um pedido de compra por quantidades adicionais do recurso a fim de haver o replanejamento dos estoques em mãos. Um pedido de compra com a quantidade especificada pode ser colocada em um fornecedor

externo ou da própria cadeia produtiva interna. O tempo da compra é o tempo a partir do momento em que um pedido é colocado até o momento em que a quantidade total é recebida, acrescentado o quantitativo ao do estoque em mãos, é possível que os recebimentos sejam feitos de forma parcelada, por pedidos. O sistema de estoques ou posição do inventário é a soma do estoque em mãos acrescido dos pedidos menos os estoques não atendidos acumulados, representa a quantidade de estoque disponível para atender futuras demandas sem a colocação de novos pedidos.

PORTEU (1990) classifica as principais razões que levam a uma política de inventário, que são: economia de escala, variabilidade previsível e imprevisível, e conflito de interesses.

A economia de escala ocorre quando há um custo fixo por cada pedido que não dependa do tamanho do lote, certamente o custo será menor ao realizar num único pedido o equivalente a uma série de pedidos, inversamente quanto maior o pedido maior o custo de estocagem. Consegue-se economia de escala quando se tem desconto no quantitativo das compras, e em decorrência de mudanças tecnológicas onde a procura pelo recurso tende a diminuir.

A variabilidade imprevisível significa a variabilidade que é antieconômica ou sem tecnologia disponível para a sua previsão. Produzir estoques aumenta os custos de estocagem, mas reduz os custos devido à falta do recurso ou os custos devido a um novo pedido, usando métodos que prevejam picos de demanda é possível constituir um estoque conhecido como estoque sazonal em resposta a esta variabilidade previsível.

Conflito de interesses ocorre quando há dois ou mais tomadores de decisão com objetivos diferentes, por exemplo, vendedores competindo por preço, prazos de entrega, qualidade dos recursos (percentagem com defeitos), etc. um vendedor poderá formar um estoque de segurança como uma barreira a outros competidores que queiram entrar no mercado, visto que é possível que o vendedor corrente devido ao estoque feito possa abaixar o preço rapidamente prejudicando o novo competidor.

HAX (1984) classifica os estoques em cinco categorias: de processo, cíclicos, sazonais, de segurança, e para outras razões.

Estoques de processo *process stock*, ou *pipeline sock*, o inventário desta categoria consiste nos recursos que estão sendo trabalhados ou movimentados entre centros de trabalhos, ou estando em trânsito para centros de distribuição ou para o cliente.

Estoques cíclicos, eles ocorrem devido à economia de escala, se o custo de produção, negociação ou de movimentação do estoque decrescem com o aumento do tamanho do estoque, tem como desvantagem a operação com grandes quantidades de uma vez.

Estoques sazonais, quando a necessidade pelo recurso varia com o tempo. Pode ser econômico ter estoques durante períodos de baixa demanda para facilitar a drenagem dos períodos onde há pico de demanda.

Estoques de segurança, inventários podem ser empreendidos devido às incertezas futuras. Previsões futuras são estimadas, mas são sempre acompanhadas por erros. Para prevenir perdas normalmente associadas à falta de recursos, estoques de segurança tem que ser mantidos na forma de inventários extras, com quantitativos acima do nível que resultou do planejamento com base na previsão de demanda unicamente.

Estoques mantidos por outras razões, os inventários podem desempenhar importantes funções no desacoplamento dos vários estágios em uma linha de produção, criar um estoque entre estágios possibilita aumento do grau de independência operacional do estágio, sem o qual qualquer perturbação no estágio poderia afetar o sistema todo.

Uma política de ressurgimento *review time* adequada é primordial para definir o momento adequado para realizar um processo de compra e especificar a quantidade adequada que atenda a demanda, ela define o nível dos estoques cíclicos e de segurança mais apropriados. Basicamente há duas classificações: a de revisão contínua, onde o estoque é verificado continuamente e um pedido é efetuado se observado que o estoque está abaixo do ponto de ressurgimento; e de revisão periódica, onde o estoque é verificado em intervalos regulares e um processo de compra restabelece níveis pré-definidos de estoques. Na área de engenharia de poços o padrão é similar ao de revisão periódica, comumente anual onde as empresas de petróleo reveem seus portfólios de poços e conseqüentemente seus estoques.

O objetivo de um sistema de inventário é minimizar os custos envolvidos nas operações, estes custos podem ser agrupados em custos: de contratação, associados ao inventário e devido à falta de recursos.

Os custos de contratação, subdivididos em custos que são pagos ao realizar a contratação ao fornecedor do recurso e os custos associados ao processo de compra, eles podem ser classificados em fixos, independente do tamanho da contratação e variáveis dependente da quantidade pedida.

Os custos associados ao inventário são os custos de estocagem, de manuseio e logística, taxas, seguros, obsolescência, dano, aluguel, custo de capital. O custo de capital pode ser interpretado como a taxa de retorno que poderia ser obtida caso se investisse o capital do inventário em outro investimento.

Os custos associados à falta de estoque ocorrem quando a demanda é superior à quantidade estocada numa determina época, isto ocasiona três consequências:

Primeiro, para suprir a demanda um pedido de compra em emergência é colocado no mercado, o custo neste caso é representado por um custo adicional em comparação com um processo normal.

Segundo, a demanda não atendida é acumulada até o ponto onde é suprida quando na chegada de novos recursos decorrente da política de replanejamento, os custos associados são intangíveis e decorre da insatisfação do consumidor pelo não atendimento naquela época.

E terceiro, a demanda que não pode ser suprida é perdida, os custos de estoques além da perda de satisfação do consumidor, o lucro perdido pelas quantidades pedidas e não atendidas. Outros custos podem ser decorrentes de multas por não atendimento no prazo, conforme contrato firmado entre as partes.

Após a definição acima é possível delinear os custos para os materiais na área de poços de petróleo como aqueles decorrentes do processo de compra de materiais, são os custos fixos e variáveis, custos decorrentes da manutenção do estoque, como por exemplo: investimento na construção ou aluguel de galpões para armazenamento; custo de transportes aéreo, marítimo e terrestre, os custos das perdas, depreciação ou obsolescência dos materiais, impostos, seguro,

mão de obra e *over head*; os custos devido à falta de estoques na atividade de exploração são relativos à perda de produção de um campo, resultando em atraso da receita, e no caso da exploração o custo da devolução do bloco a agência reguladora, representando a perda do desembolso realizado, ambos acrescidos de custos extras pela tentativa de contratação em emergência.

Modelos de inventário

O modelo mais simples de inventário determinístico é o EOQ (*economic order quantity*), ele descreve o *trade off* entre os custos fixos da compra e os custos de estocagem. O modelo estabelece a quantidade ótima de itens que minimiza os custos e constitui base para outros modelos mais complexos.

Os modelos que levam em consideração a aleatoriedade da demanda constituem a segunda classe mais geral, mediante a observação da variável de demanda, constatando que não é possível estabelecer um comportamento histórico, procede-se na determinação de distribuição de probabilidade para descrever o fenômeno, estes modelos procuram minimizar as expectativa de custos ou maximizar as expectativas de lucros. Um modelo estocástico cujo item em inventário tem vida útil é o modelo conhecido como *Newsboy Model*, ou do jornaleiro, caso ele não venda seu produto em um dia, este perderá valor.

PRASAD (1993) desenvolveu modelo de classificação de inventários que facilita a seleção mais adequada de modelo para o caso em estudo. Dezoito categorias são usadas para classificar os modelos de inventário, conforme: o ambiente de planejamento e de produção, característica do recurso, planejamento dos fornecedores, característica dos modelos de inventários. A tabela completa encontra-se no ANEXO C.

Os modelos estocásticos podem ser encontrados em PORTEUS (1990), que classifica em:

Modelos determinísticos EOQ, nestes modelos há apenas um recurso que é replanejado continuamente e é consumível, não é deteriorável e tem vida útil infinita, o tempo é contínuo com horizonte de planejamento infinito, nível de estoque é nulo no tempo inicial, todos os custos são

conhecidos antecipadamente, a demanda é determinística com taxa de necessidade pelo recurso estacionária no tempo.

Modelos com período único de planejamento, ou modelo *newsvendor*, há apenas um período discreto no qual a demanda ocorre, é admitido a ocorrência de recursos não utilizados e a falta de recursos, as consequências são os custos de penalidade devido à falta ou excesso.

Modelos dinâmicos lineares, que são modelos que formulam multi-períodos equivalentes a uma sequência de períodos simples através da teoria Markoviana. A resolução de um problema dinâmico no qual as decisões devem ser feitas em muitos pontos no tempo, com diferentes quantidades de informações em cada intervalo de tempo.

As variações para este modelo são: não estacionaridade, horizonte de tempo infinito para o planejamento, mínimo nível de demanda, distribuição de demanda desconhecida, demanda dependente, demanda influenciada pela escassez do recurso, maximização do lucro sobre demanda acumulada parcialmente não atendida, preço do recurso como variável de decisão, deterioração e obsolescência, função genérica para o custo de estocagem e da falta do produto, perdas, variações do tempo de entrega do pedido (*lead time*), consideração do *lead time* estocástico, pedidos de emergência, pedidos em batelada, muitos produtos e classes de demanda, muitos produtos com restrição e estoque inicial, produtos reparáveis, muitos centros de armazenamento, estrutura de armazenamentos em série (*echelon stock*), arborescência, *assembly* e competição. Além destes anteriores ainda há os modelos dinâmicos côncavos e convexos.

Os materiais dos poços de petróleo são classificados como tendo demanda seguindo o modelo quantitativo ou qualitativo, probabilísticos; *lead time* determinístico, *review time* periódica, sem mudança no inventário devido à vida útil.

3.3. Poços de petróleo

Poços de petróleo, conforme BOURGOYNE (1991) são classificados em exploratórios (*wildcats*), com o propósito de descobrir novas acumulações de petróleo, e definir a natureza dos fluidos presentes na rocha e explotatórios (*development wells*) com a finalidade de desenvolver os reservatórios conhecidos trazendo os fluidos para a superfície. Para a perfuração destes poços são

utilizadas técnicas de perfuração rotativa que consta basicamente em ao se concluir a perfuração de uma fase com brocas de perfuração de um determinado diâmetro, descer e cimentar uma coluna de revestimento para conter e isolar os fluidos das formações, em seguida parte-se para a perfuração e descida do revestimento da próxima fase com diâmetros menores até a profundidade final da fase, repete-se este ciclo em cada fase até a profundidade final prevista do poço, conforme figura 3.3.

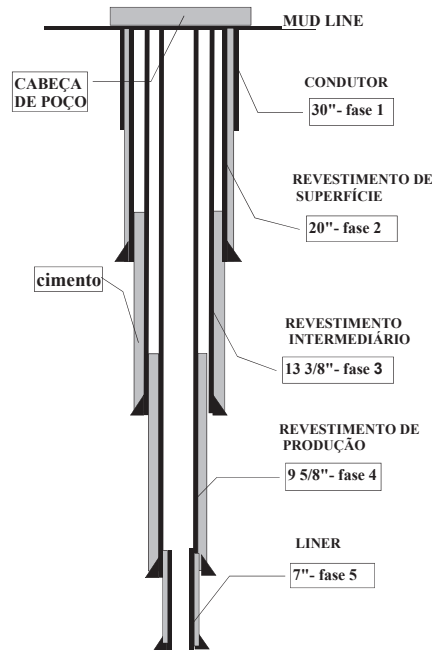


Figura 3.3: Perfil esquemático da perfuração de um poço de petróleo

A completção dos poços refere-se a conclusão do poço recém perfurado, significa o elo entre a perfuração e a produção, e portanto a todas as operações necessárias para deixar o poço em condições de produção ou injeção de fluidos no reservatório, são as operações de limpeza e condicionamento do poço, correção da cimentação primária, canhoneio, avaliação, contenção de areia e tratamento da formação, equipagem com a coluna de produção ou injeção, conforme definido por (PERRIN, 1999, p. 32-35). Para ter noção da completção de um poço poderemos observar a figura 3.4, devido a RODRIGUES (2006), ela representa o desenho esquemático de um poço submarino completado equipado com árvore de natal molhada (ANM), com coluna de produção (COP) e com conjunto de contenção de areia (OHGP- *open hole gravel packing*).

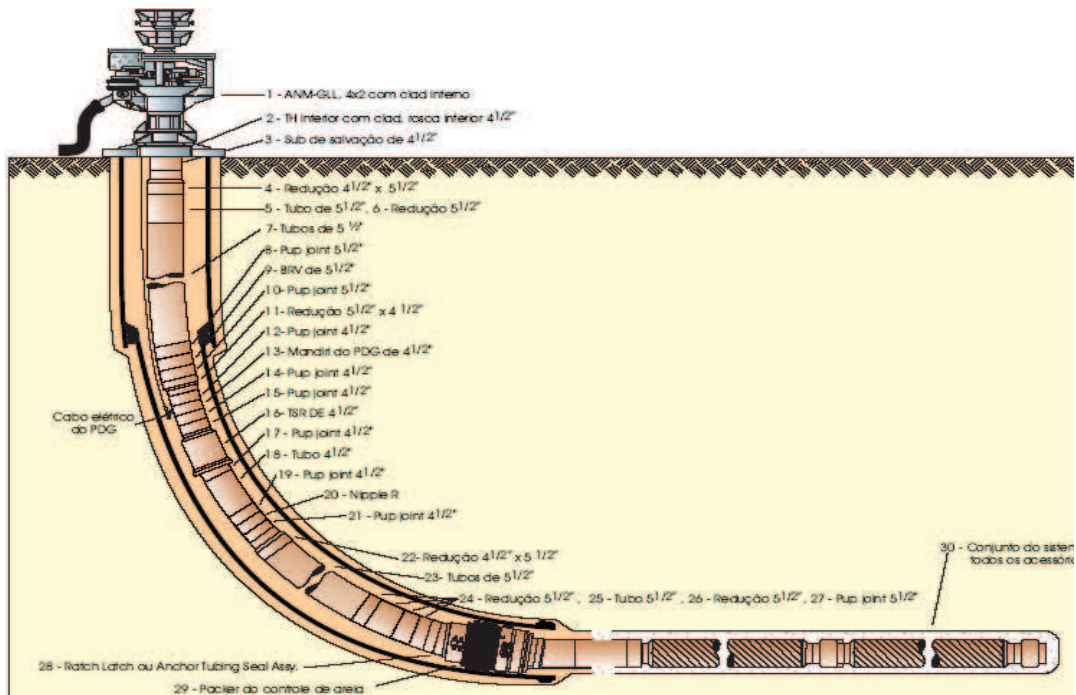


Figura 3.4: Perfil esquemático da completção de um poço submarino de petróleo

Nos projetos da costa brasileira em horizontes pouco profundos (pós-sal) é comum adotar na configuração dos poços de desenvolvimento da produção a perfuração de um poço piloto direcional até o reservatório para determinar topo e base do reservatório, e verificar as variáveis permo-porosas da rocha e do fluido, após é seguido de um tampão de desvio e execução da perfuração de um poço partilhado horizontal.

Conforme foi mencionado acima é usual dividir o poço a ser perfurado em fases de acordo com o diâmetro externo do revestimento a ser descido naquela profundidade ou de acordo com o diâmetro da broca que perfurará a fase, por exemplo, a fase de 9 5/8", se refere aquela onde haverá um revestimento de 9 5/8", portanto as fases comumente adotadas nos poços submarinos da bacia de campos cujas profundidades finais estão no pós-sal são as fases: 30", 20", 13 3/8", 9 5/8", 7", da mesma forma que a perfuração as completções dos poços também são divididas em completção inferior, intermediária e superior, e correspondem respectivamente aos trabalhos de contenção de areia, descida da coluna de produção ou injeção e descida da ANM.

O detalhamento das etapas que compõem cada atividade para a construção e manutenção dos poços de petróleo poderá ser encontrado no trabalho de MIURA (2004).

Revestimentos da perfuração

Os revestimentos dos poços de petróleo serão detalhados neste item por serem objetos de estudo deste trabalho, conforme ECONOMIDES (1998), BOURGOYNE (1991) e AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1996), são definidos como tubos cujos diâmetros externos variam de 4,5” a 20”, desempenham importantes funções na perfuração e na completação dos poços, eles previnem o colapso dos poços durante a perfuração isolando hidráulicamente os fluidos presentes na rocha, evitando a contaminação de lençóis freáticos superficiais, perdas de circulação, e danos em formações frágeis devido às condições agressivas de sub-superfície, possibilitam um meio de condução do fluido de perfuração para a superfície, e juntamente com o BOP (*blow out preventer*) permite o controle seguro das pressões das formações.

LAKE E MITCHELL (2006) classificam os revestimentos em seis tipos para as configurações dos poços marítimos:

O revestimento condutor, geralmente de 20” de diâmetro externo, sua sapata é assentada abaixo do tubo de condução marinho cujo diâmetro externo é geralmente de 30” e jateado, serve para isolar formações inconsolidadas e proteger contra gases superficiais, em seu topo é colocada a cabeça do poço e acoplado o BOP e é cimentado até seu topo;

“O revestimento de superfície, com diâmetro externo, geralmente de 13 3/8”, é assentado para propiciar proteção a blowouts, prevenir perdas de circulação e permitir a perfuração adiante devido maior resistência à fratura da formação junto à sapata;

O revestimento intermediário, com diâmetro externo geralmente de 9 5/8”, tem por finalidade isolar formações instáveis, zonas de perda de circulação, zonas produtoras e zonas de pressão anormal;

O revestimento de produção, geralmente de 7” de diâmetro externo, é utilizado para isolar zonas produtoras e conter a pressão no caso de vazamento do tubing, também pode conter

pressões oriundas da injeção de água ou gás e do gás lift, e pressões dos trabalhos de fraturamento.

O liner, é um revestimento que não se estende até a cabeça do poço, fica assentado na último revestimento descido no poço, tem por finalidade economia devido redução das juntas de revestimento, possibilita descida de equipamentos de maiores diâmetros, principalmente a coluna de tubing, e reduz a necessidade de sondas de maiores capacidade de hook load.

BOURGOYNE (1986) menciona três processos utilizados na manufatura dos revestimentos: o processo sem costura (*seamless process*), a soldagem por resistência elétrica (*electric-resistance welding*) e a soldagem por *flash* elétrico (*electric-flash welding*).

A AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1996) desenvolveu padrões para os revestimentos utilizados na indústria de petróleo, adotou uma codificação por letras que identifica o grau do aço, ou sua resistência mecânica a tração, por exemplo, o P-110, representa resistência a tração mínima de 110.000 psi, a letra é arbitrária. Especifica também três comprimentos ou *ranges*, o R-1 que varia de 16' a 25', o R-2 de 25' a 34' e o R-3 que possui comprimento acima de 34'.

3.4. Curvas de declínio da produção

A análise da curva de declínio é um método simplificado para a realização de ajuste de histórico e ou previsão de comportamento de poços isolados, de reservatórios e campos de petróleo. Ele é utilizado nas seguintes situações: realização de estudo preliminar de rotina, realização de ajuste de histórico quando não há dados suficientes para a utilização de outro método analítico e estimativa do comportamento quando há pouco ou nenhum histórico de produção. (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006, p. 501).

A taxa de declínio de produção (b) de um poço ou campo, sendo a vazão (q), o tempo (t), e constante empírica (n), e considerando uma única fase (óleo) é dada pela equação 1, conforme ARPS (1945, apud FANCHI, 2001, p.16; apud LI, 2003, p.2).

$$b = -\frac{1}{q^{n+1}} \cdot \frac{dq}{dt} \quad (1)$$

Considerando $n=0$, temos o caso do declínio exponencial para a produção, que conforme LI (2003), esta curva tende a subestimar as reservas e as vazões de produção, considerando o caso de $n=1$, o declínio da curva é o harmônico, que conforme o mesmo autor tende a sobrestimar a produção dos reservatórios. Neste trabalho foi adotada a taxa de declínio exponencial para o volume de produção diária (N_p), conforme equação 2. Para sua dedução vide APÊNDICE C.

$$N_p = \frac{q_0}{-b} \cdot (e^{(-b.t)} - 1) \quad (2)$$

3.5. Conceitos de estatística

Análise exploratória dos dados (AED)

Conforme STATSOFT (2007) a análise exploratória de dados constitui uma filosofia de análise de dados que utiliza técnicas gráficas ou de estatística descritiva. Procura-se nesta fase determinar a relação entre as variáveis, quais as mais significativas, quais são os *outliers* (pontos extremos) e a forma da distribuição evidenciando as suas assimetrias e curtoses.

As técnicas gráficas mais usuais são os *block plots*, gráficos de probabilidade, histogramas e *scatter plots*, dentre outros, enquanto que para a estatística descritiva simplesmente utiliza os conceitos de moda, média, desvio padrão, variância, coeficiente de dispersão, curtose e achatamento. A seguir as equações 3 a 9, sobre estes conceitos estatísticos, conforme HINES e MONTGOMERY (1990), STATSOFT (2007), SOONG (2004):

Valores esperados (E(X))

Se (X) é uma variável estocástica e ($g(X)$) é uma função de (X), ($f(X)$) a função de distribuição de probabilidade de (X), o valor esperado da função $g(X)$ é definida para o caso contínuo como:

$$E(g(X)) = \int_{-\infty}^{+\infty} g(X) \cdot f(X) \cdot dx \quad (3)$$

Média amostral (\bar{X})

Representa o valor médio de uma amostra de tamanho (n) dos (x) elementos

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (4)$$

No caso de variáveis contínuas:

$$E(X) = \bar{X} = \int_{-\infty}^{+\infty} X \cdot f(X) \cdot dx \quad (5)$$

Variância amostral (S^2)

Mede o desvio quadrado médio em relação à média dos elementos da amostra:

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum (x_i - \bar{X})^2 \quad (6)$$

Para o caso de variáveis contínuas:

$$E\left((X - \bar{X})^2\right) = S^2 = \int_{-\infty}^{+\infty} (X - \bar{X})^2 \cdot f(X) \cdot dx \quad (7)$$

Desvio padrão amostral (S)

É a raiz quadrada da variância.

$$S = \sqrt{S^2} \quad (8)$$

Coefficiente de dispersão (c)

É a relação entre desvio padrão e a média amostral.

$$c = \frac{S}{\bar{X}} \quad (9)$$

Em se tratando de população a média é representada pela letra grega (μ), o desvio padrão pelo (σ) e a variância pelo (σ^2).

Coefficiente de correlação de Pearson (R)

Conforme HINES e MONTGOMERY (1990), e VOSE (1996), mede a relação linear entre duas variáveis, se o valor calculado for (1), significa máxima relação positiva entre as variáveis, se (-1), a máxima relação negativa, e se (0), não existe relação entre as variáveis. É influenciado por outliers, não normalidades, não linearidades e variâncias desiguais, portanto não deve ser utilizado para medida de dependência não linear.

$$R = \frac{\frac{\sum(x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y})}{n-1}}{\left[\frac{\sum(x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y})}{n-1} \cdot \frac{\sum(x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y})}{n-1} \right]^{1/2}} \quad (10)$$

Coefficiente de correlação de *Kendall* (τ)

Conforme NELSEN (2006) o coeficiente de *Kendall* mede a associação entre duas variáveis, não requer qualquer suposição sobre a distribuição e que a relação entre as variáveis seja linear. A exemplo do coeficiente de Pearson os valores situam-se entre -1 a +1, sendo respectivamente a dependência entre as variáveis perfeitamente negativa ou positiva. O coeficiente pode ser calculado a partir da seguinte equação 11:

$$\tau = \frac{(\text{número de pares concordantes}) - (\text{número de pares discordantes})}{\binom{n \cdot (n-1)}{2}} \quad (11)$$

Onde (n) é o tamanho de amostra, o número de pares concordantes significa o número de pares que estão movendo-se na mesma direção e pares discordantes aqueles pares que estão movendo-se em direção oposta entre si. Outra interpretação do coeficiente de *Kendall* é que ele é a diferença entre a probabilidade dos pares com concordância e discordantes. Uma importante propriedade do coeficiente é que ele é invariante quando sofre transformação estritamente crescente, por exemplo, uma transformação logarítmica nas variáveis.

Distribuição teórica de probabilidade

A identificação de uma distribuição teórica de probabilidade representa o comportamento estocástico da variável em análise. Começa com a construção de um histograma e verificação dos perfis teóricos que se ajustam ao histograma.

Conforme VOSE (1996), as funções de distribuição de probabilidade recaem em duas categorias: não paramétrica e paramétrica, a paramétrica é baseada em uma função matemática cuja forma e domínios são determinados por um ou mais parâmetros da distribuição, estes parâmetros são poucos intuitivos em relação à forma da distribuição, as principais funções paramétricas teóricas contínuas utilizadas na indústria petrolífera são: gaussiana, lognormal, exponencial, e a weibull, e as funções discretas: de poisson e binomial.

As distribuições não paramétricas têm sua forma e domínio determinados diretamente por seus parâmetros de forma intuitiva, estas funções simplesmente são uma descrição matemática de sua forma, as principais distribuições não paramétricas são: a uniforme, a triangular, e a genérica. A seguir as fórmulas 12 a 16 das principais funções de probabilidade contínuas utilizadas neste trabalho, com base em SOONG (2004), VOSE (1996) e NIST/SEMATECH (2003).

Função densidade de probabilidade normal (Gaussiana)

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left[\frac{(x - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right]} \quad (12)$$

Utilizando a média populacional ($\mu=0$) e o desvio populacional ($\sigma=1$), a função é transformada na sua forma normal padronizada.

$$f(x, 0, 1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left[\frac{(x)^2}{2}\right]} \quad (13)$$

Função densidade de probabilidade exponencial

$$f(x, \lambda) = \begin{cases} \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot x} & \text{se } x \geq 0 \\ 0 & \text{se } x < 0 \end{cases} \quad (14)$$

Sendo: λ , parâmetro da função.

Função densidade de probabilidade lognormal

$$f(x, y, \psi, \sigma L) = \begin{cases} \frac{1}{x \cdot \sigma L \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{[y-\psi]^2}{2 \cdot \sigma L^2}} & , se x > 0 \\ 0 & , se x \leq 0 \end{cases} \quad (15)$$

Sendo:

$$y = \ln(x) \quad \psi = \ln\left(\frac{\mu^2}{\sqrt{\mu^2 + \sigma^2}}\right) \quad \sigma L = \sqrt{\ln\left(1 + \left(\frac{\sigma}{\mu}\right)^2\right)}$$

Caso haja deslocamento (L) da função, considerar o novo (x) como sendo ($x+L$) nas equações acima.

Função densidade de probabilidade uniforme

$$f(x) = \frac{1}{Max - Min} \quad (16)$$

Sendo:

Max: valor máximo da variável (x)

Min: valor mínimo da variável (x)

Função densidade de probabilidade triangular

Conforme MEGILL (1984), a distribuição triangular possibilita o meio mais efetivo e eficiente de extrair dados dos especialistas e segundo VOSE (1996), a distribuição triangular é a distribuição comumente utilizada para modelar a opinião dos especialistas.

É necessário ter conhecimento de três parâmetros: o mínimo, o mais provável e o máximo. O mínimo valor representa o número absoluto abaixo do qual não existem valores, sua frequência é zero. O valor mais provável é aquele que ocorre com maior frequência, representa a moda de uma distribuição, não a média. O máximo valor representa também o valor absoluto máximo, acima do qual não existem valores.

A dedução das equações que determinam os valores da variável independente, dada a probabilidade de ocorrência acumulada, pode ser verificada no APÊNDICE B, em (MEGILL, 1984, p. 254-262), e (VOSE, 1996, p. 88). A função densidade de probabilidade tem equação 17 entre os valores mínimos (Min) e mais provável (Mp) da variável (X) e equação 18 entre os valores mais provável (Mp) e máximo (Max).

$$f(X) = \frac{2}{(Mp - Min)(Max - Min)} \cdot (X - Min), \text{ se } Min \leq X \leq Mp \quad (17)$$

$$f(X) = \frac{2}{(Mp - Max)(Max - Min)} \cdot (X - Max), \text{ se } Mp < X \leq Max \quad (18)$$

Função de distribuição de probabilidade acumulada

Conforme SOONG (2004) é a probabilidade associada a um evento no qual a variável é menor ou igual a um determinado valor (x), isto é ($P(X \leq x)$), ela representa a área acumulada sobre a curva da função densidade de probabilidade, e seu valor varia de 0 a 1. É obtida conforme a equação 19, sendo (θ_i) os parâmetros a serem estimados, e ($i=1, 2, 3, \dots, n$), o número de parâmetros. Se ($x \rightarrow \infty$), a função ($F(\infty, \theta_i) = 1$). Caso a função de distribuição seja a normal padronizada ($\mu=0, \sigma=constante$), costuma ser representada pela letra (Z).

$$F(x, \theta_i) = \int_{-\infty}^x f(x, \theta_i) dx \quad (19)$$

Função de distribuição de probabilidade acumulada conjunta.

Conforme SOONG (2004), para o caso de multi variáveis contínuas, a função de distribuição de probabilidade acumulada conjunta ($F(x, y, \theta_i)$) considerando o caso de 02 variáveis aleatórias (X, Y), existirá se existir a função densidade de probabilidade acumulada $f(x, y, \theta_i)$ tal que para cada par (x, y) de números reais, satisfaça a seguinte relação:

$$F(x, y, \theta_i) = \int_{-\infty}^y \int_{-\infty}^x f(x, y, \theta_i) dx dy \quad (20)$$

Função de distribuição de probabilidade marginal

Conforme SOONG (2004), uma vez determinada a função de distribuição conjunta ou a função densidade conjunta, pode-se perguntar sobre a função de distribuição de cada variável isoladamente, estas funções são conhecidas como funções de distribuição marginais, ou seja, para o caso de bi variáveis, quer se conhecer o limite da função de distribuição ($F(x,y, \theta_i)$) quando a variável (X), por exemplo, tende ao infinito ($\lim X \rightarrow \infty$) medido no ponto onde a outras variáveis possuem valores infinitos ($y=\infty$), resultando na equação 21:

$$F(x, \theta_i) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x, y, \theta_i) dy \quad (21)$$

Cálculo dos parâmetros das curvas

Os parâmetros das curvas teóricas, conforme HOFFMAN E VIEIRA (1977), HINES E MONTGOMERY (1990), podem ser calculados por um dos métodos conhecidos em estatística: maximizando a função de verossimilhança equações 22 e 23 ou minimizando o seu logarítmico, ou minimizando o erro quadrático médio, equações 24 e 25. Sendo (α_i) os parâmetros da função no ponto (i).

Função de verossimilhança (\square)

$$L = \prod_{i=1}^n f(x_i, \alpha_i) \quad (22)$$

Maximização da função de verossimilhança

$$\frac{\partial L}{\partial \alpha_i} = 0 \quad (23)$$

Função erro médio quadrático (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n [f(x_i, \alpha_i) - y_i]^2} \quad (24)$$

Minimização da função erro médio quadrático (RMSE)

$$\frac{\partial (RMSE)}{\partial \alpha_i} = 0 \quad (25)$$

Teste de aderência

O teste de aderência tem por finalidade verificar a qualidade da escolha da distribuição, indica se a amostra representa a população, cuja curva de probabilidade teórica foi construída.

Os principais testes estatísticos de verificação da aderência são divididos em paramétricos e não paramétricos, este último pode ser representado pelo teste do *Chi-quadrado* e de *Kolmogorov-Smirnov (KS)*. Este trabalho utilizará o teste do *Chi quadrado* na verificação da aderência das funções de probabilidade univariadas e das marginais, ele abordar os casos de distribuições contínuas e discretas, enquanto o de *(KS)* apenas as distribuições contínuas, conforme mencionado por FREITAS FILHO (2001).

Na seção 3.13 serão abordados os testes de aderência recomendados para as cópulas, tal como o método gráfico e o de *Cramér-Von-Misses*.

Função chi-quadrado (χ^2)

$$\chi^2 = \frac{\sum_{k=1}^n (f_0 - f_e)^2}{f_e} \quad (26)$$

Os valores críticos são tabelados conforme o nível de significância (α) e $(k-1-p)$ graus de liberdade, sendo (k) o número de classes, (p) o número de parâmetros da distribuição. Formula-se a hipótese nula que a variável aleatória segue a distribuição chi-quadrado com os parâmetros estimados e compara-se com os valores críticos tabelados, a hipótese nula é rejeitada se o calculado for maior que o tabelado. Sendo (f_0) a frequência absoluta observada e (f_e) a frequência absoluta estimada.

Autocorrelação

Conforme HINES e MONTGOMERY (1990) observam que em muitos problemas de regressão as componentes de erro do modelo são não correlacionadas, porém naqueles problemas que envolvem datas esta abordagem pode ser inapropriada, é o caso dos problemas de regressão onde a variável tempo é orientada ou são séries temporais das datas, cujos erros devem ser considerados autorrelacionados, ou seja, exibirem correlação ao longo do tempo.

Existem vários procedimentos estatísticos que podem ser usados para determinar se o termo de erro no modelo são autocorrelacionados ou não, um dos procedimentos utilizados neste trabalho é o teste de *Durbin-Watson (DW)*. Este teste assume que os dados são gerados por um modelo autoregressivo de primeira ordem, e o termo de erro do tempo em (t) depende do termo de erro do tempo passado $(t-1)$ através de um coeficiente de autocorrelação (ρ) . É aplicada as hipóteses $(H_0: \rho=0, e H_1: \rho>0)$, ou seja: se $H_0: \rho=0$ a hipótese não é rejeitada, implicando que não existe autocorrelação nos erros. O teste de (DW) segue a equação 27, sendo (e_t) o resíduo no tempo (t) e (e_{t-1}) o resíduo no tempo $(t-1)$. Os valores crítico superior e crítico inferior de (DW) , tabelados conforme o nível de significância (α) , o número de variáveis e o número de dados; e os testes de dependência para verificar a autocorrelação, podem ser encontrados em HINES e MONTGOMERY (1990), MAKRIDAKIS et al.(1998). Na identificação da autocorrelação dos erros podem-se adotar novos modelos de regressão, de suavização ou de séries temporais, ou técnicas de diminuição da autocorrelação dos erros, conforme mencionado por CUNHA (2008).

$$DW = \frac{\sum_{t=2}^n (e_t - e_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^n e_t^2} \quad (27)$$

3.6. Modelo de previsão de demanda

Demanda são inferências que alguém possa fazer sobre o padrão e característica da necessidade, ela é muitas das vezes de grande significância no resultado e de alta complexidade. A demanda pode ser constante ou variável, conhecida ou randômica.

Conforme MAKRIDAKIS et al.(1998), a previsão de uma variável é necessária para determinar quando um evento ocorrerá ou uma necessidade ocorrerá para que possamos tomar ações apropriadas. Agrupa as técnicas de previsão em três modelos:

Quantitativos, quando se tem quantidade suficiente de informação, são os modelos de séries temporais que predizem a continuidade do comportamento de uma série histórica, subdividindo em tendência, efeitos cíclicos, sazonalidade e aleatoriedade; e os modelos explanatórios ou causais, que explicam como variáveis internas ou externas ao processo afetam o resultado.

Qualitativos, quando se tem pouco ou nenhuma informação, mas há muito conhecimento subjetivo.

Imprevisíveis, quando não há informação disponível, por exemplo: prever os efeitos de uma viagem interplanetária.

Neste trabalho para a determinação das curvas de probabilidade dos tempos dos poços e das probabilidades de ocorrência da árvore de eventos das atividades serão utilizadas técnicas quantitativas probabilísticas sem considerar a relação de interdependência entre as variáveis ou entre a própria variável em análise, cada ramo da árvore de eventos corresponde a um caminho possível para determinado evento com chances de realização. Estes valores de probabilidade irão alimentar um cronograma representando o portfólio de construção e intervenção de poços marítimos previstos para serem realizados no futuro pela empresa, após a alimentação dos poços é feita a simulação do portfólio utilizando o método de *Monte Carlo* obtendo as curvas de probabilidade das necessidades de recursos de poços de petróleo distribuída no tempo, estas curvas serão entradas para as equações do modelo de inventário para materiais.

O modelo de previsão de demanda utilizado no caso prático foi o de regressão linear nos dados de alocação do recurso material dos poços, e detalhado a seguir.

Regressão linear bidimensional:

Conforme SOONG (2004), dado uma amostra de valores da variável randômica (Y) e seus valores associados da variável independente e determinística (x_i), $i=1,2,\dots,m$, estamos interessados em estimar com base nesta amostra a relação entre (Y) e as variáveis x_1, x_2, \dots, x_m . Para a regressão linear simples estamos interessados que a variável (Y) seja função de somente uma variável (X).

A esperança estatística de (Y), ($E\{Y\}$), é definida para a relação linear verdadeira:

$$E\{Y\} = \alpha + \beta.X \quad (28)$$

Sendo (α) e (β), os coeficientes da regressão, são os coeficientes lineares e angulares da reta cujos parâmetros serão estimados para a amostra de (Y) associadas aos valores de (X) através do método dos mínimos quadrados, ou da maximização da função de verossimilhança, conforme

explicado anteriormente no ajustamento de curvas. A equação 29 é da esperança estatística para os valores em específico observados:

$$E\{y_i\} = \alpha + \beta \cdot y_i \quad (29)$$

Admitindo uma variável randômica do erro de estimação, (ξ), que segue uma distribuição normal cuja média é nula e a variância (σ^2) é constante, e cujos valores são não correlacionados e dependente unicamente de (Y), temos o modelo de regressão linear simples estimados com o erro associado:

$$Y = \alpha + \beta \cdot X + \xi \quad (30)$$

Conforme mencionado, os parâmetros (α) e (β), podem ser estimados pelo método dos mínimos quadrados, sendo (α') e (β'), os estimadores dos parâmetros da amostra, temos para o erro da amostra:

$$(31) \quad e_i = y_i - (\alpha' + \beta' \cdot x_i)$$

A equação 32 a ser minimizada pelo método dos mínimos quadrados para todos os valores da amostra será:

$$Q = \sum_{i=1}^m e_i^2 = \sum_{i=1}^m [y_i - (\alpha' + \beta' \cdot x_i)]^2 \quad (32)$$

Portanto os parâmetros após a otimização do erro quadrático ($\partial Q / \partial \alpha' = 0$; $\partial Q / \partial \beta' = 0$), nos fornece as equações 33 e 34:

$$\alpha' = \bar{Y} - \beta' \cdot \bar{X} \quad (33)$$

$$\beta' = \frac{\left[\sum_{i=1}^m (x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y}) \right]}{\sum_{i=1}^m (x_i - \bar{X})^2} \quad (34)$$

A equação 35 fornece os valores estimados da variável randômica, (Y'), sendo o erro aleatório função da função de distribuição de probabilidade acumulada.

$$Y' = \alpha' + \beta' \cdot X + \xi \quad (35)$$

Caso o erro aleatório não siga uma função de distribuição normal padronizada, ele poderá ser calculado conforme a equação 36, efetuando a transformação inversa da função de distribuição de probabilidade acumulada.

$$\xi = F^{-1}(X, \theta_i) \quad (36)$$

E sendo o erro aleatório descrito por uma função de distribuição normal padronizada (Z), possui média nula ($\mu=0$) e desvio padrão unitário ($\sigma=1$), teremos, portanto para a obtenção do erro a função inversa da normal padronizada acumulada, equação 37.

$$\xi = Z^{-1}(X, 0, 1) \cdot \sigma \quad (37)$$

Sendo (\bar{Y}) e (\bar{X}) as médias dos valores das variáveis, seu cálculo é conforme equação 4 ou 5. A correlação existente entre a variável (Y) e (X) é medido pelo coeficiente de correlação (R), conforme equação 10.

Outra medida de grande importância, conforme MILONE (2004) é a comparação entre os valores conhecidos de (Y) com os valores estimados (Y'), ou seja, dado do par (y_i, y_i'), qual é a sua correlação (R), na prática a correlação quadrática é a mais utilizada (R^2), conhecido como coeficiente de determinação, ele representa a proporção de variação em (Y) que é explicado pelo ajustamento. Sua fórmula:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i' - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2} \quad (38)$$

3.7. Simulação e modelagem

Conforme NEWENDORP (1975) a simulação possibilita ao analista a opção de descrever o risco e a incerteza na forma de distribuição de possíveis valores com os parâmetros incertos, tal como custo, espessuras porosas, reservas, etc.

A simulação consiste na utilização de técnicas matemáticas e estatísticas e que permite imitar e descrever o comportamento dos sistemas, construir teorias e hipóteses em função das observações do modelo e prever o comportamento futuro, enquanto a modelagem é uma fase da simulação onde se procura imitar o sistema real.

Para a modelagem dos tempos de um poço é considerado o poço estratificado em fase, conforme explicado no item 3.3 e representado pela figura 3.3. No caso da perfuração a variável fase é caracterizada pela variação do diâmetro, varia do maior (início da perfuração) ao menor à medida que se avança na profundidade, enquanto na completação as fases são caracterizada pelo término dos trabalhos referentes a contenção de areia, descida da coluna de produção e assentamento da (*ANM*), na avaliação exploratória e workover não há fases. Cada fase (*i*) é uma variável na equação, sendo o total de tempo do poço (*TT*) a soma dos tempos de cada fase (*T_i*), conforme equação 39.

$$TT = \sum_{i=0}^m T_i \quad (39)$$

O método supõe que as variáveis amostrais sejam aleatórias independentes, amostradas ao acaso, que os erros sejam identicamente independentes, e que não haja dependência serial, ou seja, que não ocorra autocorreção quando analisados em escala temporal.

Método de Monte Carlo

Técnica desenvolvida durante a construção da bomba atômica em *Manhattan*, os dados são gerados artificialmente através de um gerador de números aleatórios (*GNA*), independentes e uniformemente distribuídos no intervalo de 0 a 1 o qual são associadas às distribuições de frequência das variáveis, ou seja sorteia-se um número através do gerador e calcula-se a frequência correspondente, repetindo este procedimento alguns centenas de vezes consegue-se

determinar o comportamento da variável. Observa-se que este tipo de simulação independe do tempo, é estática.

Gerador de números aleatórios (GNA)

Conforme RUBINSTEIN e KROESE (2008) os números aleatórios podem ser gerados através do algoritmo conhecido como *Método Congruente Linear Multiplicativo (MCLM)* cuja equação 40 é da geradora dos números aleatórios e a equação 41 a dos números pseudo aleatórios que descrevem matematicamente o algoritmo, sendo: (a) um número multiplicador, (m) o módulo, (K_n) o n-ésimo número, (K_0) a semente e (\mathcal{R}_n) o n-ésimo número pseudo aleatório gerado.

$$K_n = a \cdot k_{n-1} \cdot \text{mod}(m-1) \quad (40)$$

$$\mathfrak{R}_n = \frac{K_n}{m} \quad (41)$$

Função geradora de números aleatórios (FGNA)

Conforme FREITAS FILHO (2001) baseia-se na determinação dos valores das variáveis correspondentes a probabilidade sorteada pelo algoritmo (GNA), antecipadamente a função de distribuição de probabilidade ou frequência foi determinada. Sabendo-se a distribuição teórica pode-se isolar a variável de interesse e proceder aos cálculos, este método é conhecido como transformação direta.

A obtenção da função inversa pode ser obtida por transformação inversa aplicando o conceito de jacobiano. Exemplificando, a equação 42 refere-se ao caso de uma função acumulada da distribuição exponencial.

$$F(x, \lambda) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (42)$$

Sendo: a variável ($x \geq 0$), e o parâmetro (λ) da curva.

Efetuada a transformação inversa da função ($F^{-1}(F(x, \lambda))$) e igualando ($F(x, \lambda)$) a (\mathcal{R}_i), obteremos a equação 43 da variável (x_i).

$$x_i = -\frac{\ln(1 - \mathfrak{R}_i)}{\lambda} \quad (43)$$

Uma opção ao modelo proposto de simulação é utilizar os valores medidos apresentados na forma de histograma ao invés de adotar uma curva de probabilidade teórica.

Determinação do número de amostras (η)

A determinação do número de amostras (η) consideradas independentes e identicamente distribuídas (*iid*) e que representam a população, conforme: o desvio padrão populacional (σ), o grau de confiança desejado ($1-\alpha$), a distribuição normal padronizada calculada para o grau de confiança ($Z_{(1-\alpha/2)}$) e o erro desejado entre a média amostral e a populacional (ξ), pode ser estimada pela equação 44, conforme descrito por SOKOLOWSKI, BANKS (2010). Estes mesmos autores observam que não tendo o desvio padrão populacional, pode-se estimar através de uma simulação piloto com pequeno número de corridas da simulação.

$$\eta = \frac{\left[\sigma^2 \cdot Z_{(1-\alpha/2)}^2 \right]}{\xi^2} \quad (44)$$

3.8. Probabilidades de ocorrência dos eventos

Através da técnica de árvore de probabilidade ou árvore de decisão são desenhadas todas as possibilidades de ocorrências para uma determinada atividade de poço, esta técnica conforme NEWENDORP (1975) é meramente a representação de uma sequência de eventos e possíveis respostas. No caso das atividades de petróleo utilizou-se desta técnica para apontar os possíveis caminhos a serem seguidos e suas respectivas probabilidade de ocorrência (p) ou ($1-p$) no cronograma dos poços de petróleo, conforme figura 3.5 abaixo para a perfuração exploratória. As demais atividades estão representadas no APÊNDICE A.

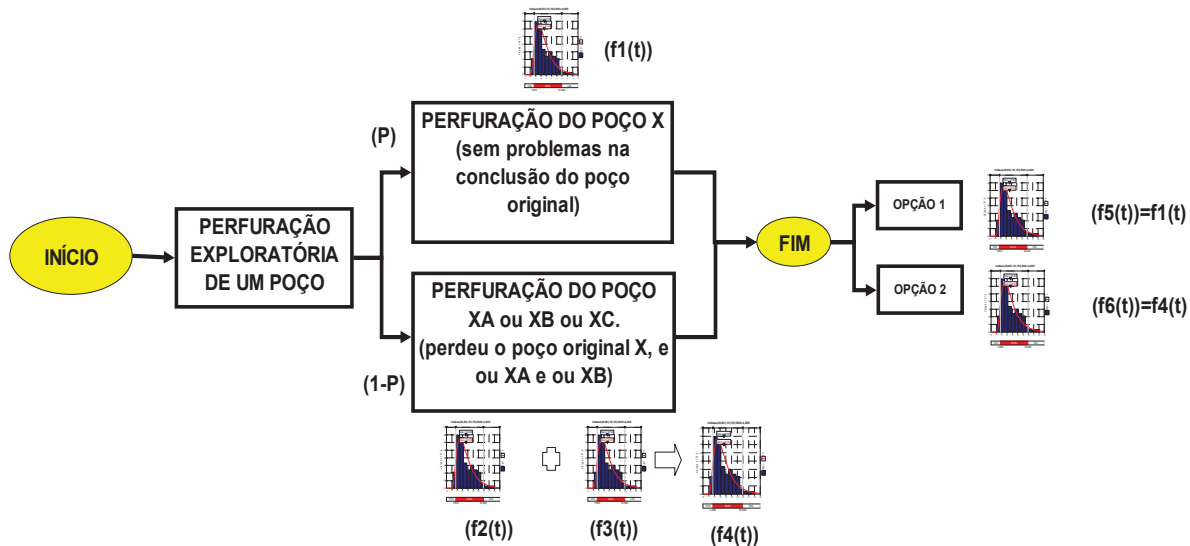


Figura 3.5: Árvore de eventos para a perfuração exploratória

3.9. Integração numérica

A integral definida de Riemann quando calculada por processos analíticos resulta em uma área ou volume de uma figura geométrica conforme seja a integral simples ou múltipla, mas que somente tem solução analítica para os casos mais simples, em se tratando de funções complexas e mesmo as mais simples pode-se utilizar os métodos numéricos.

A análise numérica é definida, conforme THEFREEDICTIONARY (2010), como o ramo da matemática aplicada que estuda métodos para resolução de equações complicadas utilizando operação aritméticas, frequentemente são tão complexos que requerem um computador para aproximar o processo de análise ou cálculo. SPERANDIO, MENDES E SILVA (2003), apontam o uso da integração numérica: em problema que envolve o cálculo de integrais onde não se conhece a expressão analítica da função integrando, somente os valores da função; e nos casos onde se conhece a forma analítica da função integrando, porém o cálculo da função primitiva é laborioso, no caso de não ter a função integrando definida pode-se efetuar aproximação por polinômio interpolador. Conforme CHAPRA, CANALE (2006, p. 474-506) os métodos de interpolação podem ser: interpolação linear, interpolação quadrática, fórmula generalizada de interpolação polinomial de Newton, polinômio de interpolação de Lagrange, interpolação spline. Além da interpolação é possível efetuar ajustamento de curvas nos pontos sem função, *ibidem* p. 425-473, os métodos podem ser: regressão por mínimos quadrados (linear, polinomial, múltipla e

geral) e regressão não linear, CUNHA (2009) complementa a descrição dos métodos não lineares de Gauss-Newton, Quase-Newton, Levenberg-Marquart.

A primitiva de uma $(f(x))$ é uma função $(F(x))$ tal que $(F'(x)=f(x))$, conhecendo-se a primitiva, então pelo teorema fundamental do cálculo o valor da integral definida para uma variável será:

$$\int_{x=a}^{x=b} f(x).dx = F(b) - F(a) \quad (45)$$

Sendo $(a \leq x_0 < x_1 < \dots < x_n \leq b)$ os pontos de integração.

Desconhecendo a primitiva, pode-se empregar a integração numérica cuja fórmula de integração é uma somatória cujas parcelas são valores da função $(f(x))$ calculadas nos pontos e multiplicadas por pesos adequados (w_i) e acrescida de uma parcela de erro (*erro*) para o ponto $(n+1)$. Portanto, a fórmula da integração numérica para uma variável ficará:

$$\int_{x=a}^{x=b} f(x).dx \cong \sum_{i=0}^n w_i \cdot f(x_i) + erro_{(n+1)}(f) \quad (46)$$

Regra dos trapézios

A regra dos trapézios conforme SPERANDIO, MENDES e SILVA (2003), e figura 3.6 consiste em dividir o intervalo $(a \leq x \leq b)$ em (n) subintervalos iguais: de (a) até $(a+h)$, de $(a+h)$ até $(a+2h)$,..., de $(a-nh)$ até $(a+nh)$, sendo $(h = (b-a) / n)$ os subintervalos. Substituindo a função do integrando pela junção das funções lineares cujos segmentos de retas são os intervalos da subdivisão e sendo $(f_0=f(a)), (f_n=f(b)), (f_1=f(x_1)=f(a+j_1h)), (f_2=f(x_2)=f(x_1+j_2h)), \dots$, obteremos a aproximação da integral definida através da regra do trapézio, conforme equação 47, sendo o erro da aproximação (*erro*) fornecido pela equação 48.

$$\int_{x=a}^{x=b} f(x).dx = \frac{h}{2} \cdot \left[(f_0 + f_n) + 2 \cdot \left(\sum_{i=1}^{n-1} f_i \right) \right] + erro \quad (47)$$

$$|erro| = \frac{n \cdot h^3}{12} \cdot |f''(\varepsilon)| \quad (48)$$

Sendo $\varepsilon, a < \varepsilon < b$.

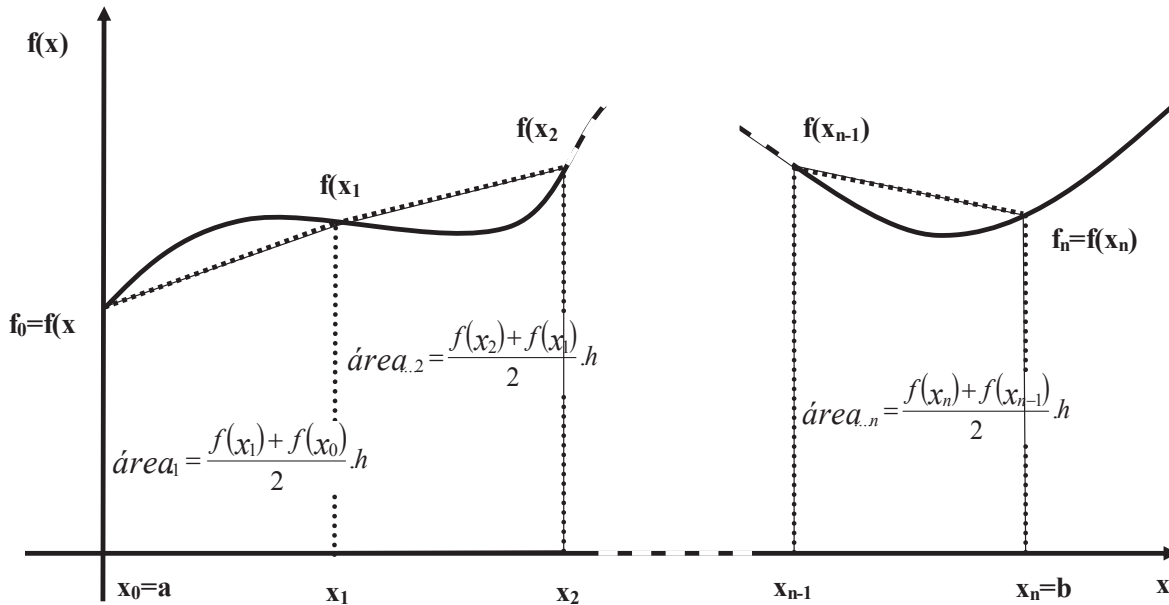


Figura 3.6: Representação gráfica da regra do trapézio

Neste trabalho a função objetivo desenvolvida com base na teoria sobre inventários possui termos na forma de integrais definidas cujas resoluções serão efetuadas através de métodos numéricos de resolução de integrais, para tanto se utilizou da regra do trapézio dividindo o intervalo de pesquisa em n intervalos.

3.10. Pesquisa operacional e métodos de otimização

A pesquisa operacional, conforme RARDIN (1998) é o estudo de como formar modelos matemáticos complexos na engenharia e no gerenciamento e como analisá-los para obter um entendimento sobre possíveis soluções. HILLIER, LIEBERMEAN (1990), relacionam a pesquisa operacional com a decisão ótima a ser encontrada, e na modelagem dos sistemas determinísticos e probabilísticos originados da vida real que ocorrem na esfera governamental, nos negócios, na engenharia, na economia, e nas ciências naturais e sociais, são caracterizados largamente pela necessidade de alocar recursos limitados.

BUSINESSDICTIONARY.COM (2010), define pesquisa operacional como a aplicação de técnicas da matemática discreta para efetivar uma decisão, e define otimização como a de encontrar uma alternativa que tenha o maior custo efetivo ou maior desempenho dado um

conjunto de limitações, pela maximização de fatores desejados e minimização dos fatores indesejados.

Na pesquisa operacional os problemas são primeiramente definidos e modelados como um conjunto de equações matemáticas, e estão sujeitos a um processamento computacional para obter a solução melhor possível, que é testada utilizando situações da vida real até que uma solução ótima seja encontrada. A pesquisa operacional aplica diferentes aproximações a diferentes tipos de problemas: de programação dinâmica, de programação linear, de caminho crítico (roteamento), na alocação de recursos, controle do inventário, e quantidade econômica ótima de recursos. Técnicas de previsão e de *Monte Carlo* são usadas em situações de grandes incertezas, tais como: tendência do mercado, receita de vendas no período, e no comportamento de tráficos de veículos.

Uma solução viável é a escolha de valores para as variáveis de decisão que satisfazem todas as restrições, enquanto soluções ótimas são soluções possíveis cujos valores da função objetivo são os melhores dentre os demais, a análise de sensibilidade é uma exploração dos resultados obtidos através de modelos matemáticos para avaliar o quanto eles dependem dos valores escolhidos para os parâmetros.

Tratabilidade em modelagem significa o quanto é prática a análise. A validação do modelo é o grau no qual inferências obtidas do modelo representam o sistema real.

Uma solução ótima exata é uma solução possível para uma modelo de otimização que é provavelmente o melhor dentre os demais valores da função objetivo. Uma solução ótima aproximada ou *heurística* é uma solução possível derivada da análise prescritiva (modelo que indicam boas oportunidades de decisão), que não é garantia de solução ótima.

Um modelo matemático é dito determinístico se todos os valores dos parâmetros são assumidos conhecidos, e *probabilístico* ou *estocástico* se envolve quantidades conhecidas por uma distribuição de probabilidade.

O primeiro passo na formulação de um modelo de otimização é identificar as variáveis de decisão, estas variáveis representam a decisão a ser obtida, o segundo passo é definir as variáveis de restrições, elas especificam o domínio das variáveis de decisão e por último as restrições

principais e suas interações. A função objetivo quantifica a consequência da decisão a ser maximizada ou minimizada. Um modelo padrão de otimização para uma única função objetivo tem a forma do conjunto de equações e inequações 49.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar ou maximizar } f(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \text{Sujeita a } g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \begin{cases} \leq \\ \geq \\ = \end{cases} b_i, \text{ sendo } i = 1, 2, \dots, m \\ \text{sendo, } f, g_1, g_2, \dots, g_m, \text{ funções de decisão das variáveis } x_1, x_2, \dots, x_n \\ b_1, b_2, \dots, b_m, \text{ são as constantes da condição de restrição.} \end{array} \right. \quad (49)$$

Os modelos de otimização podem ser de programação linear (*LP*), se a função objetivo ($f(x_1, x_2, \dots, x_n)$) e as funções de restrição ($g_i(x_1, x_2, \dots, x_n)$) possuem variáveis de decisão lineares, e programação não linear (*NLP*) se a função objetivo ou qualquer restrição tenha variável de decisão não linear. A variável de decisão é discreta se ela é limitada por um conjunto fixo ou contável, enquanto que a variável será contínua se ela pode assumir qualquer valor em um intervalo.

Um modelo de otimização é de programação inteira (*IP*) se qualquer variável de decisão é discreta, se todas forem discretas será programação puramente inteira, se for parcial será programação mista inteira, podendo também assumir a forma de programação não linear inteira (*INLP*) ou programação linear inteira (*ILP*).

Havendo outros objetivos a serem considerados, teremos o caso dos modelos de otimização multiobjetivos, onde haverá a presença de mais de uma função objetivo para ser maximizada ou minimizada ao mesmo tempo.

COLIN (2007, p 321-328) apresenta a classificação dos principais métodos de solução de problemas relativos a programação não linear com uma e com múltiplas variáveis. OBIDAPO-OBE, ASAOLU (2006), classificam os métodos para a resolução dos problemas de otimização em técnicas clássicas, aproximações estocásticas e de inteligência metaheurística. As técnicas clássicas incluem a teoria clássica para determinar os valores máximos e mínimos da programação linear e não linear; a aproximação estocástica considera os casos onde a variável

muda randomicamente no tempo e no espaço, esta incerteza é representada através de uma função densidade de probabilidade, geralmente o problema original com incerteza é substituído por um determinístico, a função objetivo é substituída por sua média e as restrições são substituídas por probabilidade da restrição. Os modelos de inteligência metaheurísticas têm a habilidade para adquirir, entender e aplicar o conhecimento e habilidade para treinar pensamentos ou razões, incorpora conhecimentos e realizações conscientes ou inconscientes, as técnicas heurísticas utilizadas são a busca tabu (*tabu search*), algoritmo evolucionário tal como o algoritmo genético (*genetic algorithm*) e redes neurais (*neural networks*).

Diferenças entre métodos clássicos e métodos metaheurísticos de otimização

Com base no trabalho de OBIDAPO-OBE, ASAOLU (2006), menciona as diferenças em:

As técnicas de otimização metaheurísticas trabalham com um código para as variáveis de decisão o que é incomum nos métodos clássicos, esta codificação discretiza o espaço de pesquisa e permite que as técnicas de otimização metaheurísticas sejam utilizadas nos problemas discretos e contínuos.

As técnicas metaheurísticas não utilizam informações de gradientes permitindo que sejam utilizados em funções não diferenciáveis, tornando a técnica robusta, pois pode ser aplicada a uma vasta gama de casos.

Diferentes das técnicas clássicas de otimização as técnicas metaheurísticas, tal como o algoritmo genético trabalha com uma população de pontos, permitindo encontrar o ótimo global mesmo em problemas mal comportados.

As técnicas de otimização metaheurística utiliza regras de transição probabilísticas em vez de regras fixas, isto permite que a busca seja sem viés para uma particular região do espaço de busca, permite também a recuperação de erros cometidos.

Modelos de otimização não linear com múltiplas variáveis e restrições

Os modelos com múltiplas variáveis de programação não linear (*PNL*), conforme COLIN (2007) pode ser classificado em métodos que utilizam multiplicadores de *Lagrange*, métodos de

busca direta e métodos de busca indireta. Os métodos de busca direta são sub classificados em de direções viáveis e de planos de corte, os de direções viáveis ainda se classificam em método de Zoutendijk, de projeção do gradiente, do gradiente reduzido e simplex-convexo. Os métodos de busca indireta se classificam em transformação de variáveis e com funções de penalidade, sendo este último classificando-se em interior e exterior.

Acrescenta-se a esta classificação os métodos heurísticos de busca, como: *beam search*, algoritmos genéticos, busca tabu, *simulated annealing*, redes neurais e métodos mistos.

Uma condição necessária para encontrar a solução ótima do problema que maximiza a função objetivo foi proposta por três autores o qual deu nome a condição de *Karush-Kuhn-Tacker (KKT)*. Esta condição estabelece que, dada uma solução do problema, $(x^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*))$, será um ótimo local somente se existirem (m) números (l_1, l_2, \dots, l_m) tais que as condições 50 sejam satisfeitas para a maximização:

$$\begin{cases} \frac{\partial f(x^*)}{\partial x_j} - \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i(x^*)}{\partial x_j} \leq 0, \text{sendo } j = 1, 2, \dots, n \\ x_j^* \left(\frac{\partial f(x^*)}{\partial x_j} - \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i(x^*)}{\partial x_j} \right) = 0, \text{sendo } j = 1, 2, \dots, n \\ \lambda_i (b_i - g_i(x^*)) = 0, \text{sendo } i = 1, 2, \dots, m \\ \lambda_i \geq 0, \text{sendo } i = 1, 2, \dots, m \end{cases} \quad (50)$$

Sendo (λ_i) o multiplicador Lagrangeano da restrição (i) . Para a minimização, basta multiplicar as equações por (-1) . Estas condições somente garantirão um ótimo local, salvo se o problema é caracterizado como convexo ou côncavo, neste caso, tem-se a solução global e as condições são necessárias e suficientes. Não sendo nem côncavo nem convexo, há de se realizar a derivada de segunda ordem da função Lagrangeana $(\nabla^2 L)$, constituída pela função objetivo e as restrições, ou seja, testa-se a matriz hessiana, equação 53, para os pontos $(x^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*, l_1^*, l_2^*, \dots, l_m^*))$, com os valores achados, se positiva pode ser ponto de máximo ou mínimo, se negativa não existe solução e se nula é um ponto sela. Na equação 51 a função Lagrangeana e na equação 52 a derivada de primeira ordem da função Lagrangeana.

$$L(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^m \lambda_i (b_i - g_i(x_1, x_2, \dots, x_n)) \quad (51)$$

Condições de mínimo e máximo locais:

$$\nabla L = \frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial L}{\partial x_2} = \dots = \frac{\partial L}{\partial x_n} = \frac{\partial L}{\partial \lambda_1} = \frac{\partial L}{\partial \lambda_2} = \dots = \frac{\partial L}{\partial \lambda_n} = 0 \quad (52)$$

$$\nabla^2 L = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 L}{\partial x_1 \partial \lambda_m} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial x_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 L}{\partial x_2 \partial \lambda_m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_m \partial x_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_m \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda_m^2} \end{bmatrix} \quad (53)$$

O método Lagrangiano aumentado com função de penalização (*augmented Lagrangian Penalty Functions-ALAG*), equação 54, é um método diferenciável que utiliza uma função de penalização com parâmetros finitos para obter o ponto considerado ótimo. A função de penalização acrescentada a função lagrangeana tem forma quadrática multiplicada por um variável lagrangeana (k_i), o processo de cálculo dos parâmetros torna-se iterativo para atender os critérios de nulidade da derivada de primeira ordem, condições (*KKT*) e a hessiana positiva definida (os autovalores ou os determinantes complementares menores com valores maior que zero).

A utilização do método acima é proposto para o caso dos modelos de inventário probabilísticos onde a demanda é representada por uma distribuição de probabilidade com restrições, conforme APÊNDICE O.

$$L(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m, \kappa_1, \kappa_2, \dots, \kappa_m) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^m \lambda_i (b_i - g_i(x_1, x_2, \dots, x_n)) + \left(\sum_{i=1}^m \kappa_i (b_i - g_i(x_1, x_2, \dots, x_n))^2 \right) \quad (54)$$

3.11. Algoritmo genéticos

Os algoritmos genéticos foram desenvolvidos por John Holland em 1975, devido sua característica de robustez se destaca perante as técnicas tradicionais de otimização analítica, de

aproximação numérica, e de programação dinâmica, pois consegue se adaptar ao ambiente e pesquisar os pontos de máximos ou mínimos da superfície de resposta não correndo o risco de encontrar um valor local, inclusive obtendo resultados onde estas técnicas tradicionais encontram dificuldades ou mesmo impossibilidades, tais como: função não contínua e presença de ruídos aleatórios.

GOLDBERG (1989) define algoritmos genéticos como algoritmos de busca ou pesquisa baseados no mecanismo de seleção e genética natural, ele combina a sobrevivência das estruturas mais ajustadas ou adaptadas com trocas de informações aleatoriamente entre estruturas para formar um algoritmo de busca, em cada geração um novo conjunto de estruturas é criado usando bits e pedaços das estruturas mais adaptadas.

O processo de otimização conforme MOHAGHEGH (2000) é dividido em: 1-geração de uma população inicial, 2-avaliação da adequação de cada indivíduo na população, 3-classificação dos indivíduos com base na adequação, 4-seleção dos indivíduos para compor a nova geração com base na adequação, 5-utilização de operações genéticas de crossover, mutação e inversão para gerar a nova população e 6-repetir o processo a partir do passo 2 até alcançar o objetivo do problema. Portanto, o processo de otimização através do uso do algoritmo genético começa pela geração de uma população de certo número de indivíduos escolhida aleatoriamente, sendo que cada indivíduo é uma codificação de um possível conjunto de entradas da função de ajustamento, o algoritmo genético usa a função de ajustamento para avaliar cada indivíduo, este cálculo representa a base para a competição na população, também conceituado como aptidão. Após, o algoritmo genético constrói uma nova população de indivíduos selecionados na população, realizando várias operações genéticas na população antiga que resulta em novos indivíduos. As três operações genéticas são de reprodução, crossover e mutação.

Reprodução é o processo no qual as características do indivíduo são copiadas de acordo com os valores da função objetivo ou de ajustamento, esta função representa uma medida a ser maximizada, significando que quanto maior estes valores maiores as chances de serem escolhidos para uma próxima geração. O operador de reprodução pode ser implementado utilizando o método da roleta, sua área é dividida de acordo com o número de indivíduos da população, sendo que cada área é proporcional a função de ajustamento relativa de cada indivíduo, ao girar a roleta,

ou seja, ao se promover sorteio aleatório das áreas, escolhem-se os indivíduos pais que sofrerão as próximas operações genéticas.

Operação de cruzamento ou *crossover* significa o cruzamento de dois cromossomos causando certo grau de mistura de informações contidas nos dois indivíduos diferentes, servindo para melhorar a qualidade das gerações futuras devido a combinação dos alelos dos cromossomos. Deve-se primeiramente decidir a taxa de cruzamento, isto é a probabilidade de um indivíduo prosseguir se cruzando durante as gerações, se muito baixa a convergência será lenta, se muito alta a convergência será rápida, mas com risco de perder o melhor indivíduo. A operação de crossover consiste de dois estágios, primeiro escolhem-se aleatoriamente dois indivíduos da população anterior, segundo efetua-se recombinação dos cromossomos em um ponto da cadeia sorteada aleatoriamente, conforme pode ser visto na figura 3.7.

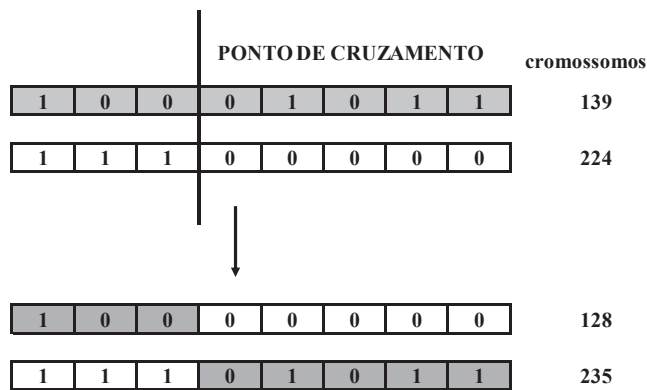


Figura 3.7: Exemplo de operação de cruzamento entre pares de cromossomos

A operação de mutação tenta reproduzir a mutação da genética, onde um indivíduo selecionado aleatoriamente vê sua informação genética alterada aleatoriamente, no caso da codificação binária a mudança é passar do valor 0 para 1 e vice-versa, conforme figura 3.8

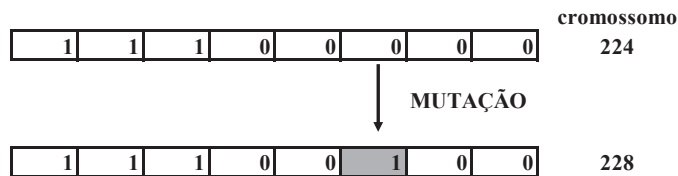


Figura 3.8: Exemplo de operação de mutação na população de cromossomos

Em se tratando de uma solução elitista, mantém-se um percentual dos indivíduos mais aptos sem sofrerem crossover ou mutação, garantindo com isso a preservação da melhor solução.

Nomenclatura utilizada e macro fluxo do processo

Alelo: valor associado ao gene. Existe um conjunto de valores possíveis, se o gene for uma variável binária, representa os valores 0 ou 1.

Aptidão: valor da função objetivo associada a um cromossomo.

Cromossomo: Indivíduo que representa uma solução em potencial, representado por um vetor de comprimento finito binário.

Espaço solução: é o espaço de todas as possíveis soluções. Cada ponto no espaço solução representa uma solução candidata representado por sua função de ajustamento.

Fenótipo: valor da função para um dado indivíduo.

Geração: iteração do algoritmo genético

Gene: elemento do conjunto que representa o cromossomo

Genótipo: informação contida no cromossomo.

Indivíduo: membro da população que é representado pelo seu cromossomo e pela sua aptidão.

Locus: posição de um gene específico no indivíduo;

NP-hard, são problemas de difícil solução com as técnicas tradicionais.

População: conjunto de cromossomos ou soluções.

O macro fluxo do processo pode ser observado na figura 3.9.

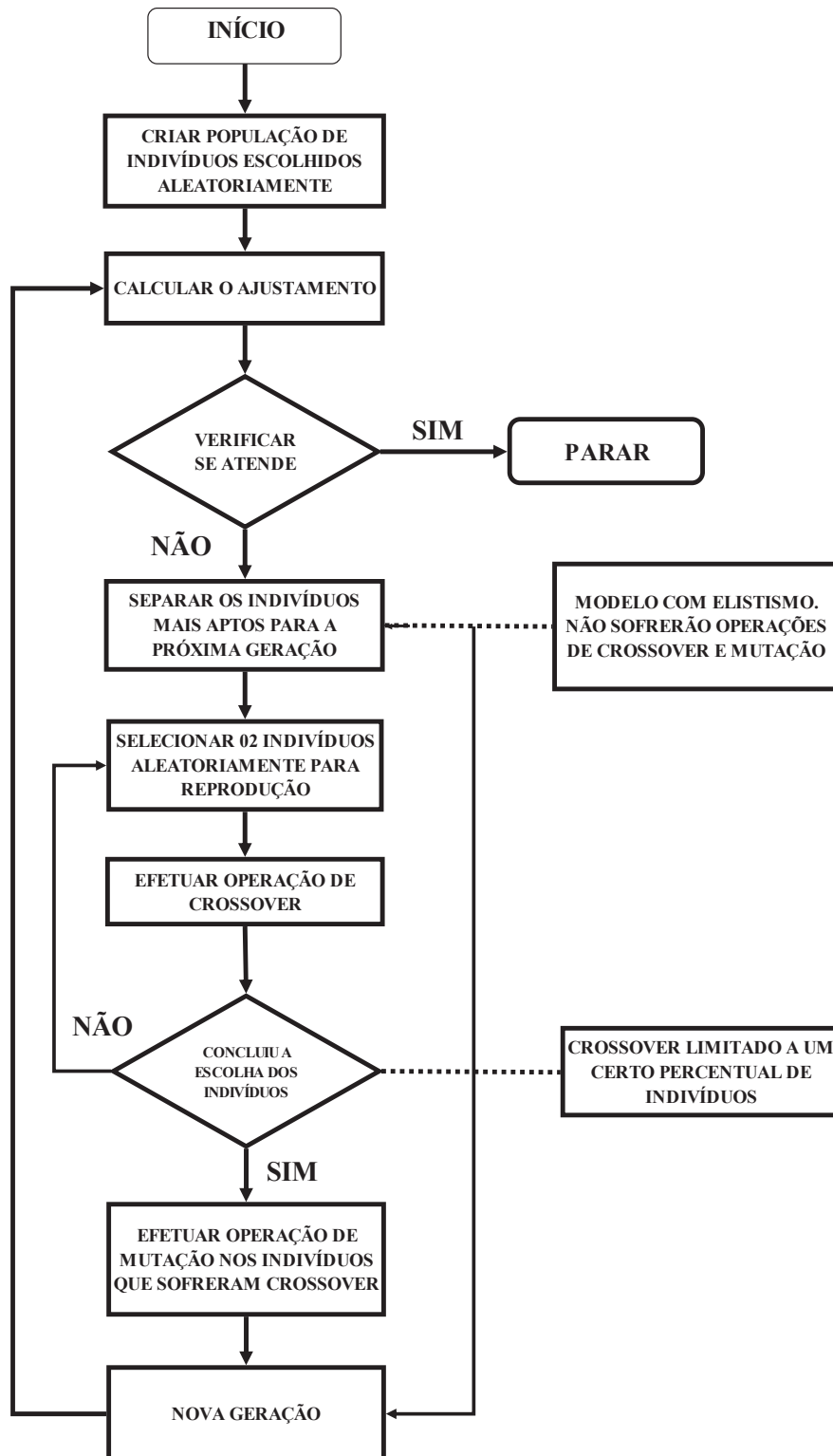


Figura 3.9: Macro fluxo de funcionamento do algoritmo genético

3.12. Valor presente líquido

Uma quantia futura é calculada para que haja equivalência na quantidade monetária atual, isto é feito através da consideração de uma taxa de juros no período, a partir do qual será possível efetuar comparações de empreendimentos, isto caracteriza um princípio básico da área financeira que só é possível comparar quantidades equivalentes no tempo. Esta taxa utilizada é conhecida como taxa mínima de atratividade (*TMA*), ela representa o valor mínimo de uma taxa para determinado empreendimento conforme a situação atual da empresa, ou seja, a taxa poderá ser calculada considerando o custo do capital, deve refletir as taxas de juros a serem pagas aos credores devidos empréstimos e aos percentuais de remuneração pagos aos acionistas que investiram na empresa, a depender do empreendimento, se de longo prazo, situação normalmente encontrada na indústria de petróleo, é conveniente também considerar o efeito da inflação para o intervalo de tempo em estudo. Por tratar-se de empreendimento onde as fontes de recursos físicos e monetários provêm de mercados externos, é também usual a adoção do dólar como moeda de troca, e esta constituirá a referência do equacionamento deste trabalho.

Para a tomada de decisão do empreendimento é construído um fluxo de caixa ou *cash flow* no qual é visualizado no tempo as entradas e saídas monetárias, decorrentes dos custos fixos e variáveis, impostos e a receita projetada para a do produto, na área de petróleo estes custos representam os investimentos efetuados na exploração, no desenvolvimento do campo e no descomissionamento, e os custos para a manutenção do campo; as receitas são provenientes da venda do petróleo extraído de um determinado campo; os impostos são pagos aos governos, geralmente são: imposto de renda, royalties, retenção de área, bônus de assinatura e participação especial, a consideração destas variáveis de impostos ao modelo será feita através de uma taxa relativa a receita ou a produção do campo. O ganho ou a perda monetária de um empreendimento é definido pelo seu valor presente líquido (*VPL*), que significa a somatória de todos os fluxos de caixa trazidos, através da formulação para juros compostos, para um valor presente, demais indicador como a taxa interna de retorno, que significa a rentabilidade em relação ao montante investido, ponto de equilíbrio ou *break even point*, significando o ponto em que a receita iguala a despesa, *pay back* descontado, ou quanto tempo é necessário para recuperar o capital investido, também poderão ser utilizados na análise.

A fórmula do (*VPL*) com capitalização descontinuada no intervalo de tempo (*j*), de um fluxo de caixa (*FC*), a taxa de juros constantes (*i*) é representada matematicamente pela equação 55.

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (55)$$

Que na consideração da taxa de juros ser a taxa mínima de atratividade nominal cujo capital é capitalizado continuamente num intervalo infinitesimal do tempo (*t*), poderá ser aproximada por uma exponencial, equação 56.

$$VPL = \int_{t=0}^{t=t} FC(t) \cdot e^{-\int_{t=0}^{t=t} i(t) \cdot dt} \cdot dt \quad (56)$$

Sendo (*i(t) = i*), constante com o tempo (*t*), tem-se a equação 57.

$$VPL = \int_{t=0}^{t=t} FC(t) \cdot e^{-t \cdot i} \cdot dt \quad (57)$$

Havendo taxa de inflação (ϕ) no período deve-se acrescentar a sua influência no (*VPL*), resultando na equação 58.

$$VPL = \int_{t=0}^{t=t} FC(t) \cdot e^{-t(i+\phi)} \cdot dt \quad (58)$$

No caso de um empreendimento de uma empresa petrolífera há que considerar todos os custos e rendimentos a partir da aquisição em leilão do bloco exploratório até o descomissionamento do campo. A aproximação para o (*VPL*) é devida a NIND (1981) que considerou como premissas: a suposição da produção dos poços de petróleo independente da área de drenagem do reservatório; que a produção anual dos poços (*q_{ano}*) segue um comportamento exponencial tendo produção inicial (*q₀*) e taxa de declínio diária (*b*) constantes ao longo do tempo e com todos os poços iniciando a produção no mesmo período; que o abandono do campo se dá quando a produção for zero; custo fixo para o desenvolvimento da produção (*DP*), custos variáveis função do número de poços (*poço*) para a produção, ou *lifting cost* (*L*), e custos para o desenvolvimento da produção (*C*); taxa de inflação desconsiderada; taxa mínima de atratividade (*i*) constante ao longo do tempo; volume de reserva (*VR*) invariável; valor de venda do petróleo

ou *Brent* (*Brent*) invariável; depreciação, impostos e taxas considerados implicitamente nos custos.

A vazão de produção ao longo do tempo ($q(t)$) para o modelo de produção com decaimento exponencial pode ser representada pelas equações 59 a 61, mais detalhes pode ser encontrado no APÊNDICE C.

$$q(t) = q_0 \cdot e^{-bt} \quad (59)$$

$$q_{ano} = 365 \cdot q(t) \quad (60)$$

$$b = q_{ano} \cdot poço / VR \quad (61)$$

Substituindo os termos acima na equação 58 obteremos as equações 62 e 63 que representa respectivamente o (*VPL*) em suas formas extensas: contínua e discreta anual.

$$VPL = poço \cdot \int_0^t q_0 \cdot e^{-bt} \cdot e^{-it} \cdot brent \cdot dt - poço \cdot (L + C) - DP \quad (62)$$

$$VPL = \frac{poço \cdot brent \cdot q_0}{i + q_{ano} \cdot \left(\frac{poço}{VR} \right)} - poço \cdot (L + C) - DP \quad (63)$$

3.13. Cópulas

Os métodos estatísticos clássicos para múltiplas variáveis são baseados na distribuição de probabilidade multivariáveis normal, porém em muitas aplicações este conceito de normalidade é inapropriado, por exemplo: a variável: tempo dos poços de petróleo, conforme pesquisas de BARROS (2004), VASCONCELLOS (2007) é representada por distribuições de probabilidade assimétricas, neste caso de não normalidade a construção da distribuição conjunta pode ser obtida através de cópulas. Cópulas são utilizadas para acoplar diferentes funções marginais na construção de uma função multivariada conjunta, elas são capazes de modelar a estrutura de dependência dado qualquer tipo de distribuição, conforme NELSEN (2006), a noção de cópula foi proposta pela primeira vez por Sklar em 1959 cujo teorema prova a existência das cópulas, a palavra é proveniente do latim e significa acoplar, juntar, unir. Conforme YU e VOIT (2005) as

cópuas superam as dificuldades associadas às distribuições multivariáveis, elas podem lidar com distribuições normais e não normais, incluindo os casos com grandes achatamentos e assimetria, além de permitir variar o grau da dependência de cauda que são encontradas em variáveis com valores extremos.

Os trabalhos que pesquisaram a utilização de cópuas na engenharia de petróleo são em número limitado, podemos afirmar que se trata de uma abordagem nova no tratamento das variáveis da engenharia de petróleo. ACCIOLY e CHIYOSHI (2004) modelaram através de cópuas a relação entre duração dos poços e profundidade medida para os poços do Golfo do México; AL-HARTHY et al. (2005) compararam diversos métodos de medição de dependência com a cópula para as variáveis de reservatório recomendando seu uso em modelagens, ANDRADE et al. (2006) utilizaram cópula para encontrar as dependências entre variáveis e juntamente com o método de simulação de *Monte Carlo* modelaram os tempos totais dos poços de petróleo, FILARDO e ACCIOLY (2012) compararam os métodos de simulação de *Monte Carlo*, método do envelope e das cópuas na determinação dos tempos totais dos poços marítimos brasileiros do pré-sal.

O teorema de *Sklar* para o caso de cópula bidimensional é descrito da seguinte forma: permita que (H) seja a função de distribuição conjunta com funções marginais (F) e (G), então existe uma cópula (C) tal que para todo $x, y \in \mathbf{R} = [-\infty, +\infty]$:

$$H(x, y) = C(F(x), G(y)) \quad (64)$$

Se (F) e (G) são funções contínuas então (C) é única, caso contrário é determinada unicamente na (dimensão de (F) x dimensão de (G)). Do contrário, se (C) é uma cópula e (F) e (G) são funções de distribuição, então a função (H) definida pela equação 64 é uma função de distribuição conjunta com funções marginais (F) e (G). A inversão da equação anterior possibilita construir a cópula bivariada ($C: [0, 1]^2 \rightarrow [0, 1]$) a partir da função de distribuição conjunta (H):

$$C(u, v) = H(F^{-1}(u), G^{-1}(v)) \quad (65)$$

Sendo $(u, v) \in [0, 1]$, onde $(F^{-1}$ e $G^{-1})$ são funções inversas das funções de distribuição marginais (F) e (G) . A cópula acima possui as seguintes propriedades: - para todo $(u, v) \in [0, 1]$ se tem $(C(u, 0) = C(0, v) = 0)$; - para todo $(u, v) \in [0, 1]$ se tem $(C(u, 1) = u)$; $(C(1, v) = v)$; e para todo $((u_1, u_2), (v_1, v_2) \in [0, 1]^2)$, tal que $(u_1 \leq u_2$ e $v_1 \leq v_2)$, se tem $C(u_2, v_2) - C(u_2, v_1) - C(u_1, v_2) + C(u_1, v_1) \geq 0$. Demais propriedades podem ser encontradas em NELSEN (2006).

A função de densidade da cópula (c) pode ser determinada através da derivada parcial:

$$c(u, v) = \frac{\partial^2 C(u, v)}{\partial u \partial v} \quad (66)$$

Podemos também denotar a função de densidade conjunta (h) em termos da função de densidade da cópula (c) e as funções de densidade marginais (f) e (g) :

$$h(x, y) = c(u, v) \cdot f(x) \cdot g(y) \quad (67)$$

Existe uma quantidade razoável de diferentes tipos de cópulas, dentre as quais temos as simples, elípticas e Arquimedianas. A simples refere-se aos casos de independência e dependência perfeitamente positiva ou negativa das variáveis, ou seja, queremos conhecer os extremos da função, as elípticas são originárias das funções de distribuição gaussiana e t de *student*, e as Arquimedianas são provenientes da transformada de Laplace para o produto das funções de distribuição marginais.

A família de cópulas Arquimedianas é de grande interesse devido a simplicidade de sua geração e de ser possível reduzir o estudo de uma estrutura multivariada ao caso de uma função uni variada, sua geradora. São definidas pela equação 68 para todo $(u, v \in [0, 1])$:

$$C(u, v) = \varphi^{-1}(\varphi(u) + \varphi(v)) \quad (68)$$

Sendo (φ) a função geradora e (φ^{-1}) sua pseudo inversa, uma subfamília de funções geradoras pode ser descrita através da equação 69, com os parâmetros $(\theta > 0$ e $\lambda \geq 0)$:

$$[\varphi(t^\theta)]^\lambda \quad (69)$$

A função de densidade para as cópulas Arquimedianas expressa em termos de cópulas e suas funções marginais é detalhado em YU e VOIT (2005), e segue a forma canônica da equação 70.

$$h(x,y) = \frac{[-\varphi''(C)\varphi'(F)\varphi'(G)]}{\varphi'(C)^3} \cdot f(x)g(y) \quad (70)$$

Sendo a função densidade da cópula a equação 71.

$$c(u,v) = \frac{[-\varphi''(C)\varphi'(F)\varphi'(G)]}{\varphi'(C)^3} \quad (71)$$

A cópula define a estrutura de dependência entre as variáveis aleatórias e, portanto existe uma relação entre a cópula e os coeficientes de medida de dependências, no caso estamos tratando do coeficiente de *Kendall* (τ) que conforme mencionado é invariante sobre transformação estritamente crescente, assumindo valores entre $([-1,+1])$, sua formulação em termos de cópula segue a equação 72.

$$\tau = 4 \cdot \int_0^1 \int_0^1 C(u,v) dC(u,v) \quad (72)$$

GENEST E RIVEST (1989) mencionado por FREES E VALDEZ (1998) mostraram que a cópula Arquimediana poderia ser representada por uma função de distribuição ($K(t)$) relacionada a sua função geradora ($\varphi(t)$) através da equação 73. E, portanto o coeficiente de *Kendall* (τ_c) pela equação 74.

$$K(t) = t - \frac{\varphi(t)}{\varphi'(t)} \quad (73)$$

$$\tau_c = 4 \cdot \int_0^1 \frac{\varphi(t)}{\varphi'(t)} dt + 1 \quad (74)$$

As principais subfamílias de cópulas Arquimedianas: *Clayton*, *Gumbel-Houggard*, e de *Frank*, definidas pela função ($C(u, v)$) estão descritas na lista abaixo juntamente com suas funções geradoras ($\varphi(t)$), coeficientes de associação (τ_c) e domínios do parâmetro (θ). Observa-se que a cópula de *Clayton* tem dependência na cauda inferior e a de *Gumbel-Houggard* na cauda superior, em particular a cópula de *Frank* em relação às demais cópulas Arquimedianas possibilita considerar dependências negativas entre as funções de distribuição marginais, verifica-se também que a cópula tem dependência simétrica em ambas às caudas, superior e inferior. Abaixo as equações das referidas cópulas Arquimedianas, conforme FREES e VALDEZ (1998). Exemplos de cópulas Arquimedianas poderão ser vistas no APÊNDICE Q.

Cópula de *Clayton*

$$C(u, v) = (u^{-\theta} + v^{-\theta} - 1)^{-\left(\frac{1}{\theta}\right)} \quad (75)$$

$$\varphi(t) = t^{-\theta} - 1 \quad (76)$$

$$\tau_C = \frac{\theta}{(\theta + 2)} \quad (77)$$

Sendo ($\theta \geq 0$).

Cópula de *Gumbel-Houggard*

$$C(u, v) = e^{-\left\{ \left[(-\ln(u))^\theta + (-\ln(v))^\theta \right]^{\frac{1}{\theta}} \right\}} \quad (78)$$

$$\varphi(t) = (-\ln(t))^\theta \quad (79)$$

$$\tau_C = 1 - \frac{1}{\theta} \quad (80)$$

Sendo ($\theta \geq 1$).

Cópula de *Frank*

$$C(u, v) = \frac{1}{\theta} \cdot \ln \left[1 + \frac{(e^{\theta u} - 1)(e^{\theta v} - 1)}{(e^\theta - 1)} \right] \quad (81)$$

$$\varphi(t) = \ln \left[\frac{(e^{\theta t} - 1)}{(e^{\theta} - 1)} \right] \quad (82)$$

$$\tau_C = 1 - \frac{4}{\theta} \cdot (D_1(-\theta) - 1) \quad (83)$$

Sendo $(-\infty \leq \theta \leq \infty)$, e (D_1) a função de Debye de primeira ordem $(k=1)$, conforme ABRAMOWITZ (1972) é definida pela equação 84:

$$D_k(x) = \frac{k}{x^k} \cdot \int_0^x \frac{t^k}{(e^t - 1)} dt \quad (84)$$

A determinação dos parâmetros (θ) das cópulas Arquimedianas para cada um dos três subtipos acima se baseia unicamente em conhecimento da medida de dependência de *Kendall* (τ_c) , que uma vez determinado define-se a cópula (C) , a função de distribuição acumulada conjunta (H) e a função de densidade conjunta (h) . Para outras famílias de cópulas que não possuem função geradora os parâmetros podem ser determinados através do método da maximização da função de verossimilhança, conforme descrito pelas equações 22 e 23 ou a minimização do seu logaritmo. Em NELSEN (2006) são descritos outros métodos.

O procedimento para a seleção da cópula Arquimediana mais adequada aos dados foi descrito por GENEST e RIVEST (1989) conforme mencionado por FREES e VALDEZ (1998), e MELCHIORI (2003), e consiste em: estimar o coeficiente de associação de *Kendall* (τ_n) pela equação 85 para (n) pares de variáveis (X, Y) , sendo $(i=1, 2, \dots, n; j=1, 2, \dots, n)$.

$$\tau_n = \frac{\sum_{i < j} \{ \text{sign}[(X_i - X_j)(Y_i - Y_j)] \}}{\binom{n}{2}} \quad (85)$$

A seguir construir uma estimativa para a cópula $(K_n(t))$, para isto devem ser definidas pseudo-observações $(T_i = \{ \text{número de } (X_j, Y_j) \text{ tal que } X_j < X_i, \text{ e } Y_j < Y_i \} / (n-1))$ para todo $(i=1, 2, \dots, n)$, e construir a estimativa como $(K_n(t) = \text{proporção de } T_i \leq t)$. Construir uma estimativa paramétrica da cópula $(K_\varphi(t))$ utilizando a relação fornecida pela equação 73, para isso utilizar o coeficiente de *Kendall* estimado (τ_n) para estimar o parâmetro (θ_n) da cópula escolhida, por

exemplo: utilizar a equação 77 se for a cópula de *Clayton*, por conseguinte utilizar o parâmetro estimado (θ_n) para estimar a função geradora ($\varphi_n(t)$), e finalmente com a função geradora estimar a cópula paramétrica ($K_\varphi(t)$).

Havendo outros tipos de cópulas, além da Arquimediana para escolher pode-se adotar a metodologia de ANÉ E KHAROUBI (2003), mencionada por TRIVEDI E ZIMMER (2005), no qual utiliza o conceito de cópula empírica de DEHEUVELS (1981). Sendo $(x_1^t, x_2^t, \dots, x_n^t)_{t=1}^T$, uma amostra de tamanho (T) de uma distribuição de n -variáveis contínua, e denotando $(r_1^t, r_2^t, \dots, r_n^t)_{t=1}^T$ a ordenação da amostra. A cópula empírica ($\hat{C}_{(t)}$) é definida no “lattice” (equação 86).

$$\left[\left(\frac{t_1}{T}, \frac{t_2}{T}, \dots, \frac{t_n}{T} \right), t_i = 1, 2, \dots, T, 1 \leq i \leq n \right] \quad (86)$$

E tem a forma da equação 87. A equação da densidade da cópula empírica poderá ser encontrada em NELSEN (1999).

$$\hat{C}(T) \left(\frac{t_1}{T}, \frac{t_2}{T}, \dots, \frac{t_n}{T} \right) = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \prod_{i=1}^n I(r_i^t \leq t_i) \quad (87)$$

Após ter as estimativas paramétricas e as estimativas não paramétricas utilizar um critério de seleção para definir a melhor cópula ajustada aos dados, isto poderá ser através de análise gráfica ou minimizando a distância entre as cópulas. Alguns critérios são encontrados em ANÉ E KHAROUBI (2003) baseados nos conceitos de entropia e no teste de *Anderson Darling*. Vários autores mencionam a minimização de uma função erro quadráticos para obter a função paramétrica que mais se aproxima da estimativa não paramétrica, este último poderá ser verificada pelo critério de *Cramér-Von-Misses*, equação 88. Sendo ($K_\varphi(t)$) a cópula Arquimediana obtida através da equação 73 e ($K_\eta(t)$) a cópula empírica.

$$\min. \int_0^1 (K_\varphi(t) - K_\eta(t))^2 \cdot dK_\eta(t) \quad (88)$$

Ou minimizando simplesmente a soma do erro quadrático, equação 89, conforme mencionado em TRIVEDI E ZIMMER (2005).

$$\min \sum_{i=1}^n (\hat{C}(T) - C)^2 \quad (89)$$

Nos problemas onde é necessária a geração da cópula através de simulação pode-se seguir o procedimento proposto por EMBRECHTS, LIMDSKOG E MCNEIL (2001), que consiste em: gerar uma amostra aleatória entre (0 e 1) para a cópula (C) e outra para a variável (S), calcular em seguida uma estimativa para a variável (T) da função geradora com base no valor da amostra da cópula (C) e da equação adequada ao sub tipo escolhido ($T=K^{-1}(C)$), sendo $K^{-1}(C)$ a função inversa da cópula ($K(t)$), em seguida calcular a estimativa da função de distribuição marginais (U) e (V) através das funções inversas da geradora ($U=\varphi^{-1}(S, \varphi(T))$) e ($V=\varphi^{-1}((1-S), \varphi(T))$). Por fim, obter as estimativas das variáveis (X e Y), sendo ($X=F^{-1}(U)$) e ($Y=G^{-1}(V)$).

Inferência estatística relativa ao erro potencial das estimativas significa a diferença entre os parâmetros: amostral fornecido pela cópula e o populacional, conforme MILONE (2004), pag. 225, a estimativa da média populacional pode ser dado pelo produto da variável padronizada associada à estimativa pelo desvio padrão da distribuição amostral, para grandes amostras o erro pode ser aproximado por uma distribuição normal padronizada, enquanto para pequenas amostras pode ser aproximado por uma distribuição t de *Student*. O desvio padrão populacional desconhecido pode ser estimado a partir do desvio padrão amostral dividindo pela raiz quadrada de $(n-1)$, sendo (n) o tamanho da amostra. No trabalho de IBRAGIMOV e MÜLLER (2010) é possível verificar a validade assintótica da estatística t em inferências das cópulas.

Outra estatística ou teste utilizado onde haja a presença de funções multivariáveis, onde se quer comparar os valores das médias das variáveis explicativas, com a matriz de covariância conhecida ou não, é o teste de *Hotelling* de 1931, também conhecido como teste (T^2) e cujo conteúdo teórico é explicado por RENCHER (2002)

4. MODELAGEM TEÓRICA

Será visto neste capítulo os macros fluxos que relacionam as etapas do processo de obtenção dos quantitativos de recurso materiais utilizados nos poços e considerados ideais conforme o risco assumido pelo tomador de decisão, e o desenvolvimento das equações que descrevem o processo acima tendo por base as fundamentações teóricas do capítulo 3 para um modelo de inventário determinístico adequado aos poços exploratórios e do desenvolvimento da produção, ao final do capítulo foi acrescentado item referente ao equacionamento da função objetivo para um modelo de inventário estocástico.

4.1. Macro fluxos do processo

O macro fluxo do processo visto de forma holística tem seu início na obtenção do portfólio de poços futuros com os recursos alocados nos poços, prossegue pela identificação das variáveis aleatórias e ajustamento das funções de distribuição de probabilidade, obtenção de cenários de demanda dos recursos materiais através da simulação de *Monte Carlo*, tratamento de cada cenário para identificar os pontos ótimos que correspondam aos máximos de uma função objetivo construída conforme o modelo de inventário determinístico, e a utilização da teoria sobre cópulas para a tomada de decisão sobre o quantitativo ideal de recurso a adquirir, conforme pode ser visto na figura 4.1. A seguir serão detalhadas as etapas referentes a obtenção do erro de planejamento, obtenção de cenários, modelo de inventário para gerar a função objetivo, e processos de tomada de decisão com uso de cópulas.

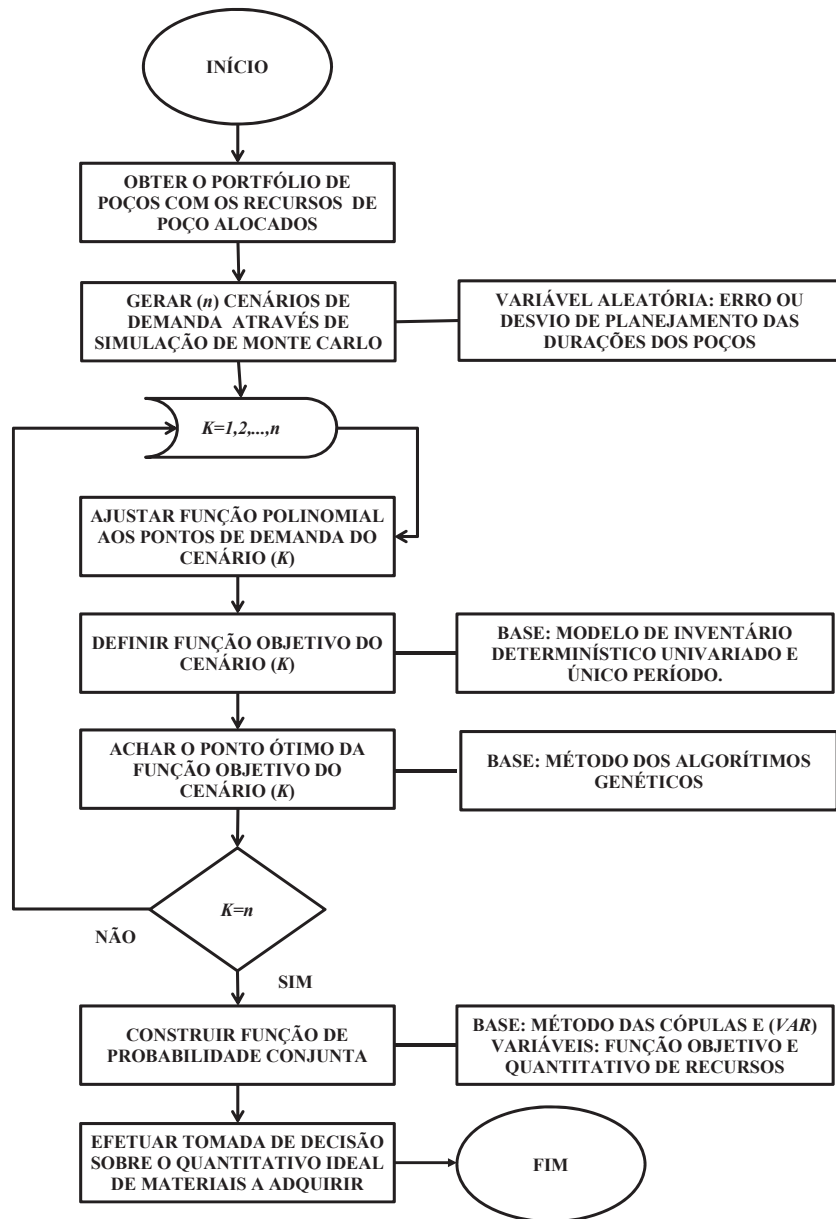


Figura 4.1: Macro fluxo da metodologia

Macro fluxo para a determinação do erro de planejamento das durações dos poços

Os erros de planejamento ou desvios de planejamento das durações dos poços são utilizados nas situações onde as durações dos poços do portfólio são pré-definidas pelo planejamento da empresa, a execução do portfólio sem a ocorrência de atrasos nas construções dos poços garantirá o cumprimento das metas de produção e de reposição de reservas, além de

obtenção de outros benefícios devido a acertividade. Entretanto o erro de planejamento é uma variável de difícil determinação, por várias razões, algumas delas:

A empresa não se preocupou em registrar os tempos de planejamento das atividades em um nível de qualidade adequado ao estudo estatístico do histórico.

Devido a maturidade do processo, que aumenta a medida que evoluímos na pesquisa e na construção de novos poços, ou seja, o erro de planejamento é maior no início do processo devido o desconhecimento.

A incidência de variáveis exógenas ao processo pode alterar significativamente o planejamento, por exemplo, a variação do Brent pode estimular cancelamento de poços ou viabilizar projetos que outrora eram proibitivos.

O dinamismo do portfólio alterando a ordem dos projetos, as empresas procuram cumprir as metas e compromissos assumidos em seus planejamentos, dentre os quais: metas de produção, metas de agregação de reserva, lucratividade, percentual de derrame de óleo, segurança e saúde ocupacional; e para isso não se furtam em alterar o sequenciamento original de planejamento. Vide as metas do Plano de negócio 2009-2013 da PETROBRAS (2010).

A empresa não consegue captar recursos financeiros para alavancar parte do empreendimento, postergando projetos. Como exemplo pode-se citar o a crise do mercado imobiliário americano onde houve escassez de recursos financeiros no mercado que financiava empreendimentos da indústria petrolífera e queda a do Brent, postergando uma série de projetos de desenvolvimento da produção. THE NEW YORK TIMES (2010).

Não dispor de tecnologia suficientemente madura para a extração do petróleo em condições econômicas na fase de planejamento, neste caso se planeja tempos excessivos aos projetos de acordo com a tecnologia disponível, mas ao serem realizados algum tempo depois com a nova tecnologia poderá ganhar expressiva redução do tempo operacional.

O valor correto da duração é, portanto uma variável incerta do planejamento, para seu cálculo é necessário o conhecimento dos dados confiáveis provenientes de bases históricas, especificamente das durações de planejamento e das durações das realizações dos poços, os

desvios de planejamento relativos referem-se a relação entre a diferença dos tempos de realização e de planejamento ao tempo de planejamento, significando que quanto maior esta proporção maior é o erro nos tempos planejados, se os desvios relativos são positivos os tempos realizados estarão acima do planejado, se negativos estarão abaixo. Para estes valores dos desvios são ajustadas a função densidade de probabilidade e a função de distribuição acumulada de probabilidade, elas serão utilizadas na simulação do portfólio após a alocação dos recursos nos poços cujo sequenciamento das etapas pode ser observado no macro fluxo da figura 4.2.

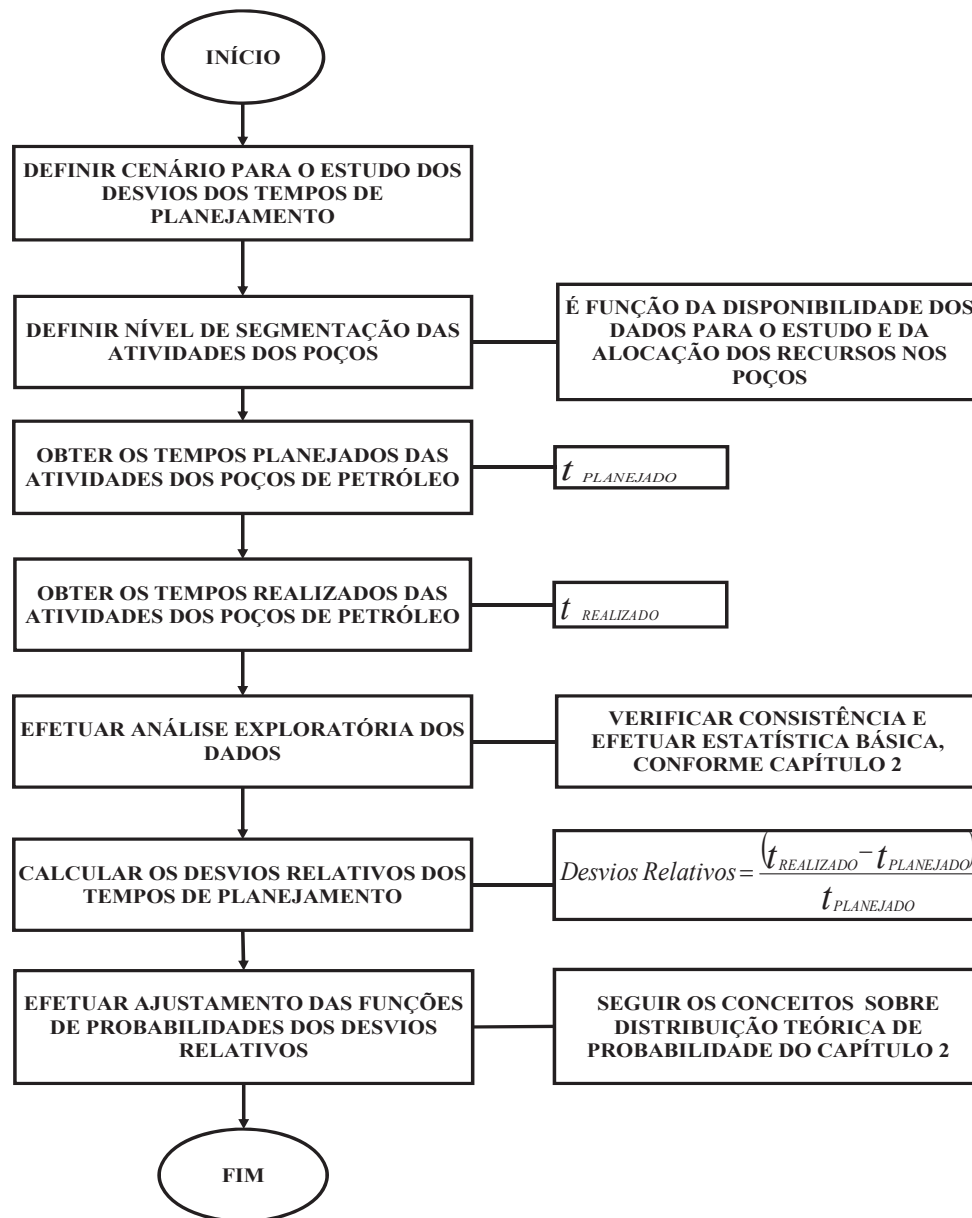


Figura 4.2: Macro fluxo para obtenção dos desvios de planejamento dos poços.

Macro fluxo para a determinação dos cenários de demanda

Os cenários de demanda ou de necessidade de recursos no tempo são obtidos por simulação de *Monte Carlo* cujos embasamentos estão no capítulo 3, os cenários que são retratos do portfólio obtidos pelas combinações possíveis das variáveis representam o quanto será consumido do recurso material ao longo do período de planejamento pelos poços que serão construídos, pressupõem-se que estes recursos foram previamente alocados quando do planejamento do portfólio de poços. A variável aleatória conforme explicado anteriormente é a duração do poço e sua métrica é o desvio relativo de planejamento, sua função de distribuição de probabilidade acumulada inversa é multiplicada em cada variável do portfólio, com isso é obtido a duração do poço considerando o desvio de planejamento histórico. A técnica de simulação efetua sorteios da probabilidade do desvio relativo para cada variável de forma independente, acha a função inversa do e faz a associação com as durações planejadas do poço, ao final da iteração armazenam-se as informações para uso seguinte, repete-se o fluxo para outro cenário, conforme macro fluxo da figura 4.3.

Macro fluxo para o modelo de inventário

O macro fluxo para o modelo de inventário determinístico, conforme figura 4.4 descreve as etapas de obtenção dos termos da função objetivo, função esta necessária para encontrar a solução ótima do quantitativo de recursos. Ela é composta basicamente por dois ramos, o primeiro refere-se a obtenção dos dados básicos para o modelo, informações sobre: demanda de recursos para cada cenário, expectativa de produção dos poços da carteira, custos diretos e indiretos, fixos ou variáveis devido o recurso material, ao local de armazenamento, logística de transporte, e ao processo exploratório, o segundo ramo diz respeito ao emprego destes dados nos termos de receita e despesas da função objetivo, ou seja, serão calculas as potenciais receitas ou perdas de receita dos poços, os custos de aquisição, os custos de estocagem do material, os custos devido a falta do recurso, podendo estes ser os custos devido compra em emergência ou custos afundados devido o não cumprimento do compromisso exploratório com a agência reguladora.

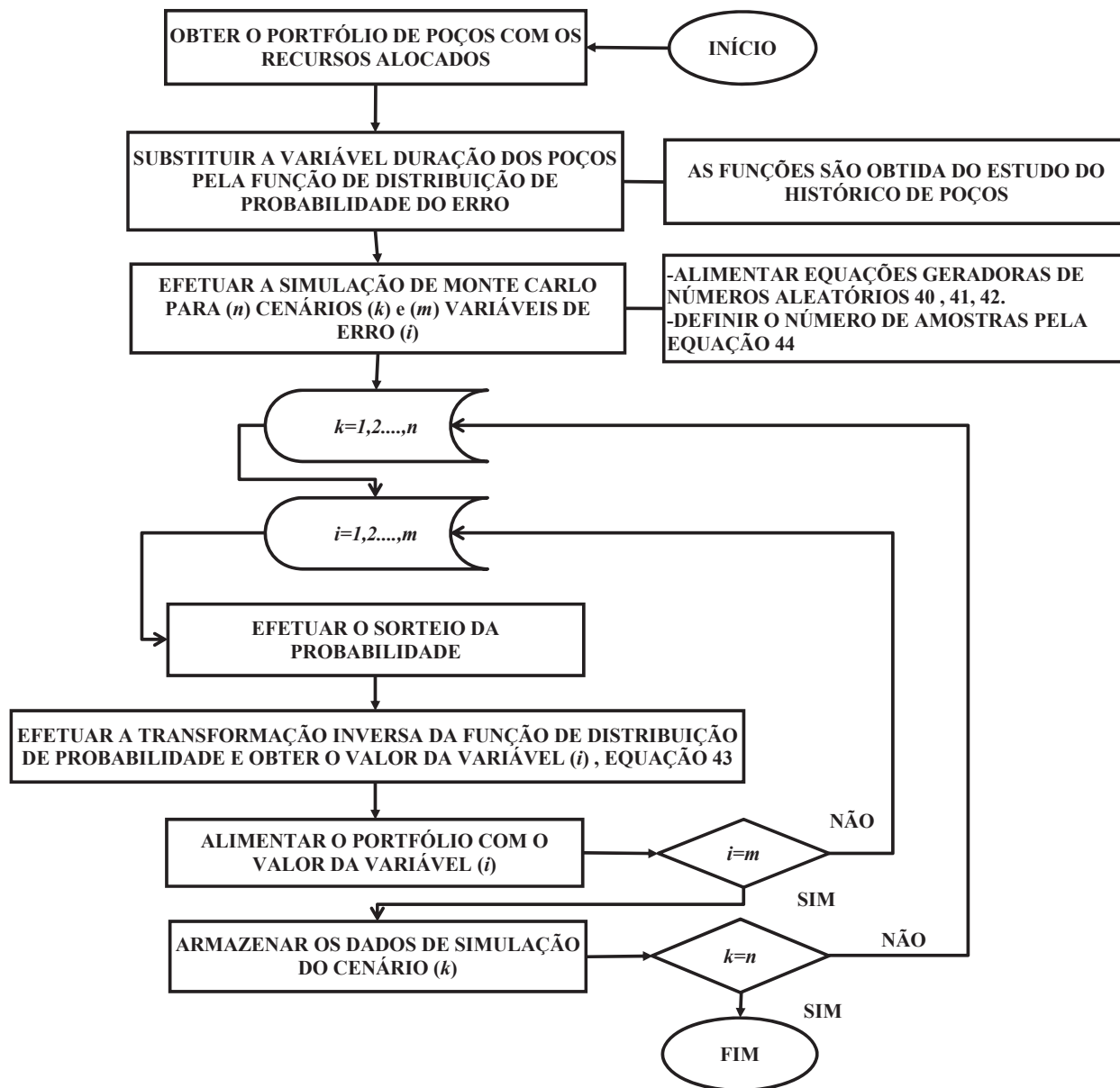


Figura 4.3: Macro fluxo dos cenários

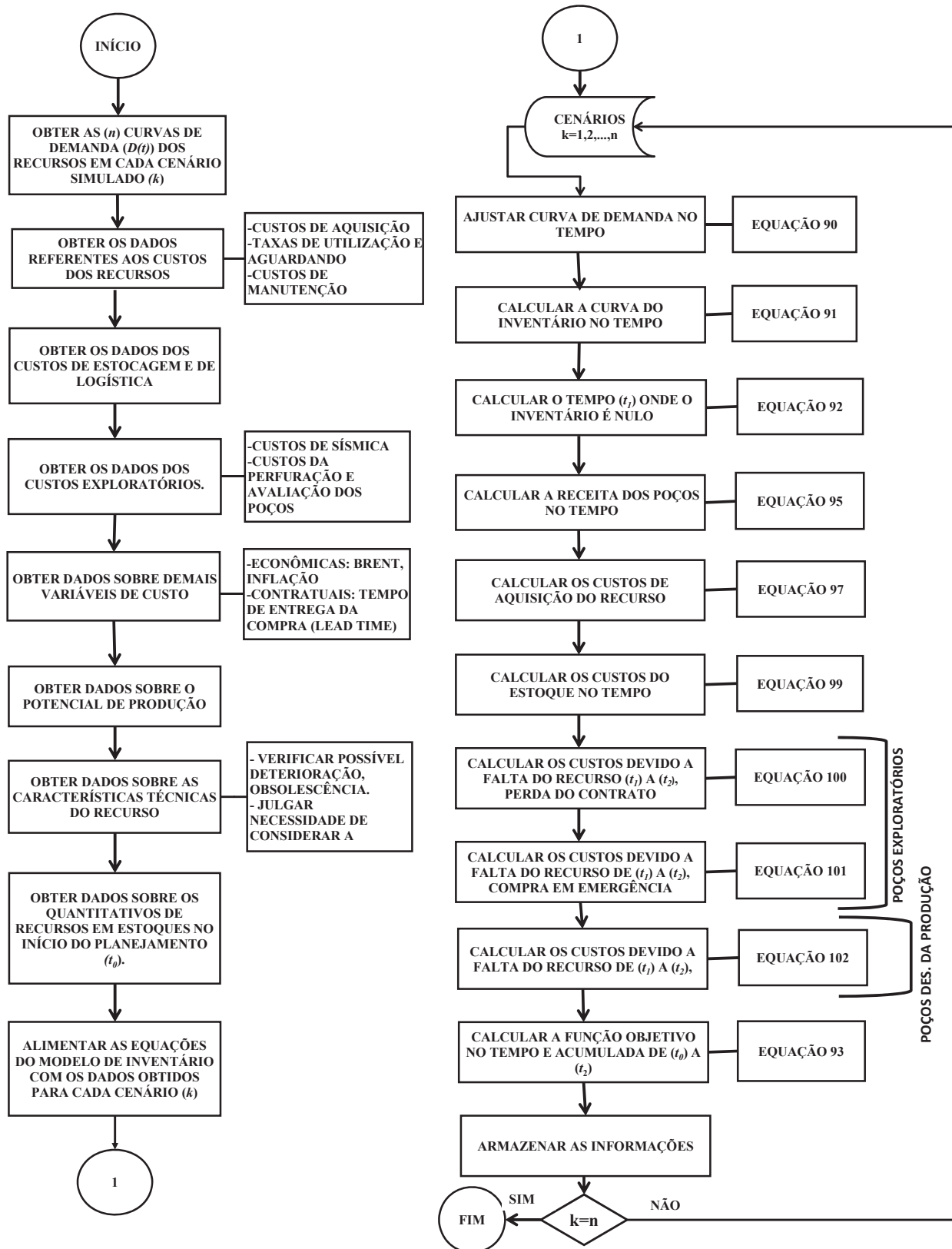


Figura 4.4: Macro fluxo do modelo de inventário

Macro fluxo para a otimização da função objetivo

Esta fase basicamente segue o macro fluxo desenhado para o método de otimização com algoritmos genéticos, capítulo 3, item 3.11 para cada cenário determinado por simulação e função objetivo obtida conforme o modelo de inventário, o resultado da otimização da função objetivo são os pontos de máximo (quantitativos de recursos e funções objetivo correspondentes), que são armazenados para a tomada de decisão.

Macro fluxo para a tomada de decisão com uso de cópulas

O macro fluxo desta fase inicia com os pontos ótimos da otimização, determinação do coeficiente de associação de *Kendall*, ajuste das funções de densidade das probabilidades marginais das variáveis aos dados ótimos e das funções de distribuição de probabilidade acumuladas marginais, definição de qual o modelo de cópula Arquimediana é mais conveniente através da observação da disposição dos pontos no plano cartesiano ou uso do método descrito no capítulo 3 sobre a escolha do subtipo de cópula Arquimediana, determinação dos parâmetros da cópula com base no coeficiente de *Kendall*, realização de simulação intensiva para gerar mais pontos no domínio das variáveis, composição da superfície da função de distribuição acumulada conjunta ou cópula e realização da tomada de decisão. O macro fluxo deste processo de tomada de decisão é mostrado na figura 4.5.

A seguir, no próximo tópico, será visto o equacionamento para o modelo de inventário determinístico para um único componente e único período de planejamento.

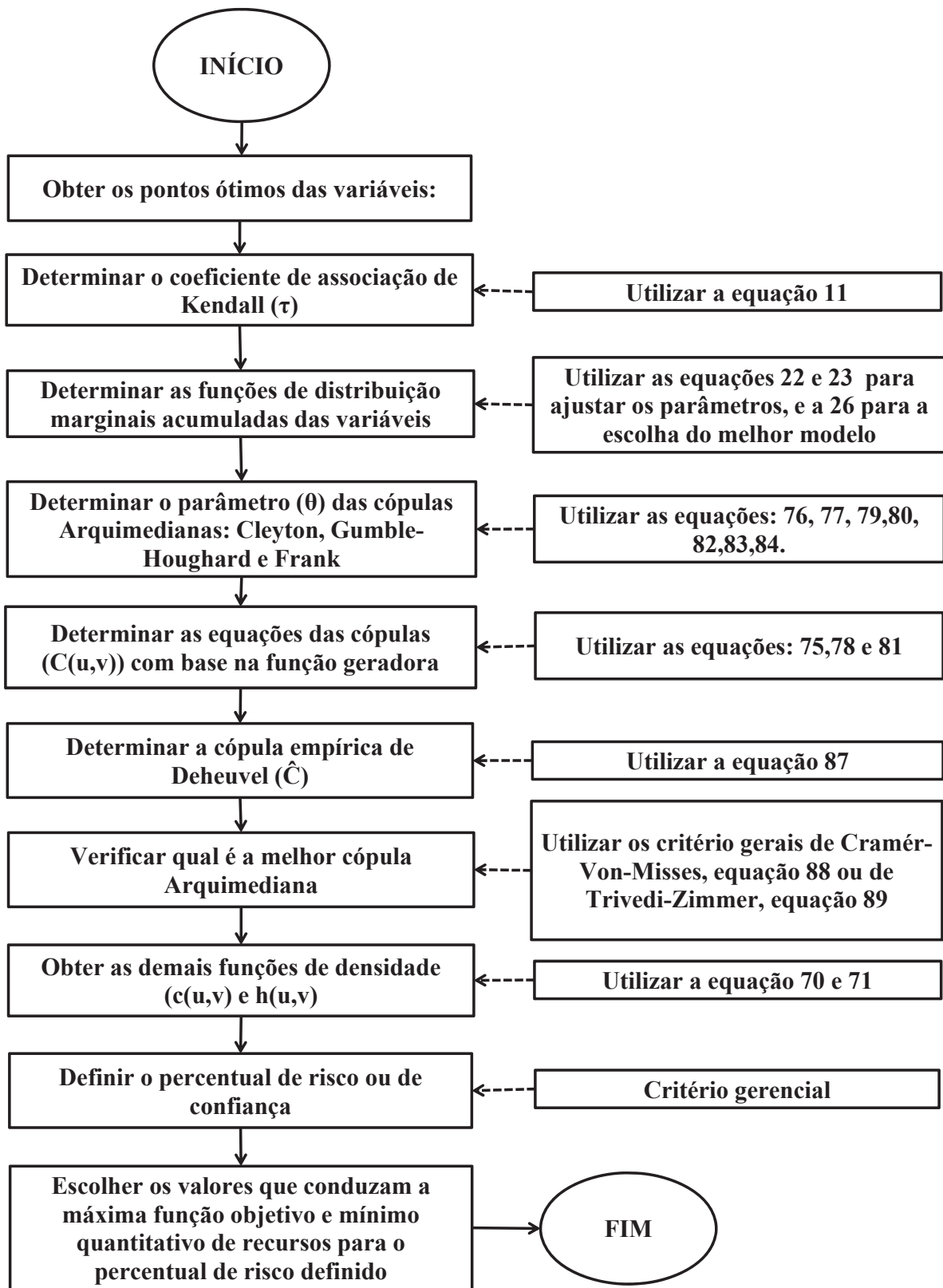


Figura 4.5: Macro fluxo da tomada de decisão com uso de cópulas

4.2. Equacionamento para o modelo determinístico de inventário

O modelo determinístico foi desenvolvido especificamente para um único recurso material, único intervalo de planejamento, escala de tempo podendo variar de um até vários meses e mesmo anos, ou seja, a partir de um único processo de compra, o material em estoque vai sendo consumido pela atividade em curso. O modelo considera a demanda do planejamento representada por uma curva de regressão com erro aleatório, permite que haja falta (*backlogging e lost sale*) ou excesso de recursos, no caso da falta haverá impacto nos custos para trazer em caráter de emergência o recurso que faltou ou significar custos extras devido a perda do mercado, se em excesso o impacto será nos custos de armazenagem, outra característica do modelo com relação aos custos e receitas que são descontados em relação a uma data de referência para levar em consideração o valor temporal do dinheiro. Restrições impostas pelo negócio, técnicas ou de logística poderão ser consideradas, neste caso deverá ser empregada uma função Lagrangiana construída conforme os fundamentos desenvolvidos no capítulo 3.

Será, portanto, constituída uma função objetivo com todos os termos mencionados acima cuja otimização levará ao quantitativo ótimo a ser adquirido.

Glossário utilizado nesta sessão:

A: coeficientes do polinômio.

b: taxa de declínio de um campo ou poço.

Brent: preço de uma unidade padrão de barril de petróleo em US\$.

C(t): função custo unitário de aquisição, depende do tempo *t*.

C_{EXP}(t): gastos exploratórios realizados

D(t): demanda no tempo.

FO: função objetivo.

poços: número de poços.

q₀: vazão inicial do campo em bbl/dia.

Q_o: quantitativo a adquirir

r: taxa de atratividade para o segmento petróleo.

t, t₀, t₁, t₂: tempos (0- ponto de início do estudo, considerado zero; 1- tempo no qual o inventário é nulo; 2- tempo relativo ao final do intervalo de planejamento).

t_{ini_prod}: tempo no qual se inicia a produção do poço ou campo.

t_{abandono_campo}: tempo no qual há o abandono do campo ou poço.

β: percentual relativo ao custo de estocagem, em função do custo de aquisição

δ: majoração do custo normal de compra devido a emergência.

Δt : incremento no tempo.

φ : probabilidade de ocorrência de um determinado volume de reserva, dado que houve uma descoberta a priori.

\emptyset : percentual relativo a probabilidade de perda de um bloco exploratório

κ : espaço de tempo regresso a partir de t_0 .

η : probabilidade da ocorrência de petróleo em determinado bloco exploratório.

σ : desvio padrão.

θ : parâmetro.

Representação gráfica do modelo de inventário

A figura 4.6 mostra graficamente a curva ajustada para a demanda e a curva do inventário ao longo do tempo, identificando o ponto de início do planejamento (t_0), o ponto (t_1) início da falta de recurso (inventário nulo), e ponto (t_2) o término do planejamento, mostra também a região entre (t_1 e t_2) onde ocorre o *back logging*.

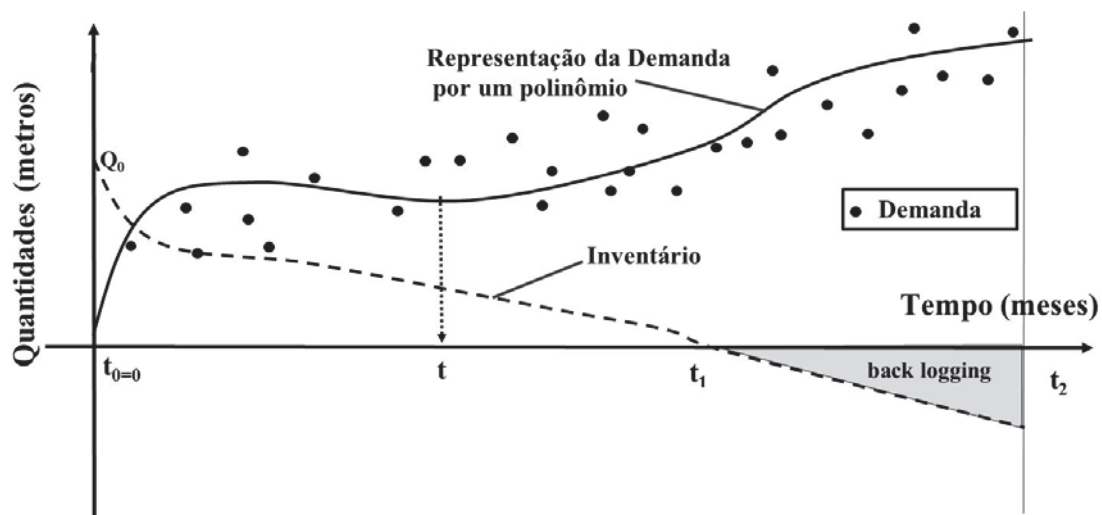


Figura 4.6: Representação da curva da demanda e do inventário

Cálculo da demanda $D(t)$

A demanda ao longo do tempo é neste trabalho representada por um modelo de regressão polinomial com ruído aleatório (ζ) constante no tempo, este ruído é o valor do erro existente entre o modelo e o valor real de demanda, sendo que cada valor de erro possui uma probabilidade de ocorrência, e esta é representada por uma função de distribuição de probabilidade acumulada (F) com média (μ) e desvio padrão (σ), podendo ser a função normal padronizada (Z), conforme

descrito no capítulo 3, item 3.6. Os coeficientes dos termos do polinômio (A), número de termos do polinômio (n), quantitativo de recursos (D) no estágio de tempo (t), função de distribuição de probabilidade acumulada inversa do erro do modelo ($F^{-1}(p, \mu, \sigma)$), probabilidade (p), indicador e expoente $j=1,2,3,\dots,n$, conforme equação 90.

A demanda também poderá ser representada por outros modelos mais sofisticados de séries temporais que leve em consideração a tendência da média, heterocedasticidade da variância e sazonalidades, ou por modelos causais caso se conheça a dependência da demanda com outras variáveis do processo, inclusive empregando o método das cópulas para definir a estrutura de dependências. Nos modelos ajustados é conveniente verificar presença de multicolinearidades e autocorrelações nos erros, conforme item 3.5.

$$D(t) = \sum_{j=0}^n A_j \cdot t^{(j)} + F^{-1}(p, \mu, \sigma) \quad (90)$$

Cálculo do inventário

Inventário (*Inventário* (t)) significa o quanto há disponível em estoque na unidade de tempo (t) em estudo, pode ser equacionado através da diferença entre o estoque inicial (Q_0) em (t_0) e a demanda acumulada ($\int_{t_0}^t D(t).dt$) de (t_0) a (t), conforme equação 91.

$$\text{Inventário}(t) = Q_0 - \int_{t_0}^t D(t).dt \quad (91)$$

Cálculo do estágio do tempo onde o estoque é nulo

O tempo (t_1) no qual a demanda pelo recurso se iguala ao quantitativo adquirido, ou seja, o inventário é nulo ($\text{Inventário}(t) = 0$), é calculado na condição de ($t=t_1$), conforme a equação 92. A partir deste ponto haverá falta do recurso caso ($t_1 < t_2$).

$$Q_0 = \int_{t_0}^{t_1} D(t).dt \quad (92)$$

4.3. Equacionamento para os poços exploratórios

Função objetivo

A função objetivo (FO) é uma função composta de termos da receita, dos custos de aquisição, custos de estocagem, custos devido a falta do recurso, custos devido ao excesso de recurso e pelas restrições que ocorrem no período de planejamento entre (t_0) e (t_2), e que estão relacionados de forma aditiva, conforme equação 93. Implicitamente ela é dependente do quantitativo de recursos existente no estágio inicial do planejamento em (t_0) e definirá um valor monetário ao final do período em (t_2), ela é similar ao indicador financeiro “EBITDA” (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*), que representa o lucro operacional sem considerar os juros, impostos, depreciações e amortizações do fluxo de caixa. O tomador de decisão procurará quantitativos de recursos que tragam o máximo de benefício para a empresa, e que resultem em máxima função objetivo.

$$FO = \text{Receita} - (\text{custo de aquisição} + \text{custo de estocagem} + \text{custo da falta do recurso} + \text{custo do excesso do recurso}) + \text{restrições} \quad (93)$$

A seguir serão detalhados os termos que compõem a função objetivo acima para o caso de poços exploratório.

Receita dos poços

No caso dos poços exploratórios esta receita no tempo (*Receita (t)*), é referente a produção hipotética de uma determinada reserva dado um potencial campo a ser descoberto pelo poço exploratório, e supondo regime de produção com decaimento exponencial.

$$\text{Receita por poço} = (\text{fatores}) \cdot \left(\begin{array}{l} \text{provável volume produzido do campo descoberto} \\ \text{pelo poço exploratório} \end{array} \right) \cdot (\text{brent}) \cdot (\text{valor temporal do dinheiro}) \quad (94)$$

O provável volume produzido do início de produção do campo ($t_{\text{inicio. prod. campo}}$) até o abandono ($t_{\text{abandono campo}}$), segue a equação 4 do APÊNDICE C.

Empregando as equações do capítulo 3, item 3.12, o valor temporal do dinheiro de cada poço (i) trazido para o tempo inicial de planejamento (t_0), assume a forma das equações discutidas anteriormente, não considerando a inflação, sendo a taxa mínima de atratividade

denotada por (r) , substituindo o fluxo de caixa $(FC(t))$ pela receita do volume produzido, e acrescentando as probabilidades de encontrar petróleo (η) e de encontrar um determinado volume de petróleo (φ) , resultará na equação 95 da receita no tempo (t) , sendo (b) a taxa de declínio dos poços.

$$Receita(t) = \sum_{i=1}^{poços} \left\{ \eta \cdot \varphi \int_{t_{início\ prod.\ campo}}^{t_{abandono\ campo}} (brent \cdot q_0 \cdot e^{(-b \cdot t)} \cdot e^{(-r \cdot t)}) dt \right\}_i \quad (95)$$

Custos de aquisição dos materiais

Os custos de aquisição dos materiais $(Custo_{aquisição}(t_0))$, são os custos de compra atualizados do recurso na data de início do planejamento (t_0) . Os modelos de previsão geralmente são de regressão linear uni variada ou de regressão polinomial multivariada, admitindo que não haja dependência serial nos dados, e modelos de séries temporais, modelos estocásticos ou de redes neurais, caso haja dependência serial. Neste trabalho por simplificação será utilizada a regressão linear uni variada para o custo de aquisição do material com base em dados históricos, admite-se que os valores passados são verdades para os valores futuros.

Admitindo que os custos dos materiais sejam proporcionais aos quantitativos de recursos ou da demanda obtém-se as equações 96 e 97.

$$Custo\ de\ aquisição\ em\ t_0 = \left(\begin{array}{l} cuto\ unitário\ do\ recurso \\ na\ data\ de\ início\ do\ planejamen\ to\ em\ t_0 \end{array} \right) \cdot (quantidade\ de\ recursos) \quad (96)$$

$$Custo_{aquisição}(t_0) = C(t_0) \cdot Q_0 \quad (97)$$

Custos de estocagem

Os custos dos estoques $(Custo_{estoque}(t))$, são os custos atualizados dos inventários positivos. Como acima, os custos atualizados são regressões lineares ou não lineares dos valores históricos de realização. Geralmente representam uma relação entre custo unitário do recurso e quantitativo de recursos existentes no estoque multiplicado por um fator representativo do estoque, conforme

equações 98 e 99. Sendo (β) o percentual relativo ao custo de estocagem, em função do custo de aquisição.

$$\begin{aligned} \text{Custo de estocagem em } t = (\text{fator}). (\text{custo unitário do recurso previsto em } t). \\ \text{.}(\text{quantidade de recurso do inventário em } t). \\ \text{.}(\text{valor temporal do dinheiro}) \end{aligned} \quad (98)$$

$$\text{Custo estoque}(t) = \beta \cdot \left\{ \int_{t_0}^t \left[C(t) \left(Q_0 - \int_{t_0}^t D(t) dt \right) \cdot e^{(-r \cdot t)} \right] dt \right\} \quad (99)$$

Sendo que:

$$\begin{aligned} \text{se } t = t_1 \wedge t_1 < t_2, \text{ caracteriza falta de recursos a partir de } t_1 \\ \text{se } t = t_1 \wedge t_1 > t_2, \text{ caracteriza excesso de recursos em } t_2 \end{aligned}$$

Custos devido a falta do recurso (caso A- perda do bloco exploratório)

Os custos devido a falta do recurso, caso A, ($\text{Custo}_{falta-A}(t)$), referem-se aos custos exploratórios ($C_{exp}(t)$) descontados com probabilidade de ocorrência de (\emptyset) no tempo (t) e por poço (i), conforme equação 100, refere-se aos custos devido a compra em leilão do direito de exploração, os gastos com sísmica e de aluguel de retenção da área, e gastos para a perfuração do poço, eles podem ter acontecido antes em um tempo passado ($t_0 - k\Delta t$) ou depois da data da referência (t_0). Sendo (κ) o espaço de tempo regresso a partir de t_0 e (Δt) o incremento no tempo.

$$\text{Custo}_{falta-A}(t) = \sum_{i=1}^{\text{poços}} \left\{ \phi_i \left[\int_{t_0 - k\Delta t}^{t_0} (C_{exp}(t) \cdot e^{(r \cdot t)}) dt + \int_{t_0}^t (C_{exp}(t) \cdot e^{(-r \cdot t)}) dt \right] \right\}_i \quad (100)$$

Custos devido a falta do recurso (caso B-compra em emergência)

Os custos devido a falta do recurso, caso B, ($\text{Custo}_{falta-B}(t)$), estes custos referem-se a possibilidade de compra em emergência do material, quando há esta flexibilidade do mercado, normalmente o recurso é adquirido no mercado *spot* a custos muito superiores aos padrões normais de aquisição, além do que é possível que outros custos estejam ocorrendo, por exemplo a sonda de perfuração aguardando o material. Supondo o custo dos materiais ($C(t)$) e da demanda ($D(t)$), dependentes do tempo, considerando as probabilidades de ocorrência do caso B em ($1-\emptyset$),

o acréscimo nos custos devido a emergência (δ) para o intervalo de tempo onde ocorre a falta do recurso entre (t_1 a t_2), e descontando o valor monetário do dinheiro, obtemos a equação 101.

$$Custo_{falta-B}(t) = (1 - \phi) \int_{t_1}^{t_2} \delta \cdot C(t) \cdot D(t) \cdot e^{-rt} \cdot dt \quad (101)$$

Restrições

Algumas restrições são de difícil caracterização para um único item, pois dizem respeito a multi itens de diferentes famílias, é o caso da restrição orçamentária. No caso de um único item e modelo determinístico, as restrições mais representativas para a construção de poços seriam: limitação da capacidade de armazenamento, limite orçamentário específico para um item, meta de agregação de reservas e o volume de petróleo a ser descoberto pela exploração até o final do período de planejamento, metas plurianuais de produção, receitas mínimas plurianuais, máximo valor do orçamento em investimento com compras de emergência, máximos deslocamentos nas datas de início ou término dos poços da carteira de poços exploratórios. Estas restrições podem ser adicionadas a função objetivo compondo uma única função Lagrangeana, conforme capítulo 3 e item sobre restrições do APÊNDICE O.

4.4. Equacionamento para os poços do desenvolvimento da produção

A função objetivo para os poços de desenvolvimento da produção é semelhante a da exploração, equação 94, a menos do custo devido a falta do recurso ($Custo_{falta}(t)$), ou seja, além de ter o termo da receita, dos custos de aquisição, e dos custos de estocagem, o custo da falta do recurso é devido ao lucro cessante do petróleo não produzido em face de postergação dos poços, e acrescido da parcela referente a compra em emergência, não se considera os custos de investimentos por não realizar o poço. O custo da falta de material para o caso da produção segue a equação 102, o termo da equação referente a postergação do petróleo produzido é calculado para cada poço (i) e cujos custos estão situados nos períodos de tempo entre o início da produção do poço planejado (t_{ini_prod}) e o início considerando os atrasos devido a falta do material ($t_{ini_prod+\Delta t}$), o segundo termo da equação devido a compra em emergência, é idêntico a da equação 101.

$$Custo\ falta(t) = \sum_{i=1}^{poços} \left(\int_{(t)ini_prod}^{(t)ini_prod+\Delta t} .brent.q_0 \cdot e^{-bt} \cdot e^{-r \cdot t} \cdot dt \right)_i + \int_t^2 \delta \cdot C(t) \cdot D(t) \cdot e^{-rt} \cdot dt \quad (102)$$

4.5. Otimização da função objetivo

Com a otimização procura-se definir para um determinado cenário de demanda qual o quantitativo de recursos (Q_0) que maximiza a função objetivo, a busca é no sentido de obter a solução global do problema. No caso da função objetivo do inventário determinístico e demanda polinomial ela possui variáveis discretas e contínuas, e complexidade significativa devido a dimensão do problema dificultando a utilização de um modelo de programação não linear, outro motivo diz respeito ao método de otimização adotado ser flexível a ponto de permitir outros modelos de demanda de série temporal ou estocástico, não suavizados. Neste trabalho para o modelo de inventário determinístico faremos uso de métodos heurísticos dos algoritmos genéticos (AG) para achar os pontos ótimos da função conforme descrito no capítulo 3, item correspondente.

4.6. Tomada de decisão utilizando-se de cópulas

Após o trabalho de otimização onde são encontrados os pontos que constituem condições ótimas ou próximas da ótima, é necessária a obtenção da função de distribuição de probabilidade conjunta multivariáveis, indispensável para a tomada de decisão em situações onde temos duas ou mais variáveis, no nosso caso utilizaremos apenas duas variáveis representadas pela função objetivo que segunda a equação 93 engloba as receitas e as despesas considerando as condições de excesso ou falta dos recursos no inventário, e o quantitativo de recursos. A utilização do método das cópulas para a obtenção da função de distribuição conjunta possibilitará o acoplamento das funções de distribuição marginais que não sejam gaussianas e cuja relação entre as variáveis não sejam lineares, esta situação de não linearidade e funções não padronizadas são comumente encontradas na engenharia de poço, muita das vezes é assumida a condição de normalidade para estas variáveis a fim de utilizar os modelos estatísticos há muito equacionado. O tomador de decisão de posse da função ajustada para seu caso poderá definir qual o melhor percentil e conseqüente intervalos de valores da função objetivo e do quantitativo de recursos, ou definir qual a faixa de percentil que correspondem um determinado quantitativo de recursos ou

valores da função objetivo, ou ainda verificar quais os valores em risco (*VAR-value at risk*) ou os valores condicionais (*CVAR- conditional value at risk*), que correspondam um determinado nível de confiança no intervalo de planejamento considerado.

4.7. Equacionamento para o modelo estocástico de inventário

No APÊNDICE O foi desenvolvido o equacionamento matemático do valor esperado (*VE*) dos custos para o caso do modelo estocástico de inventário considerando que a demanda pelos recursos segue uma distribuição de probabilidade acumulada devido as incertezas que são encontradas durante a fase de exploração e de desenvolvimento dos campos de petróleo. A equação 15 do apêndice possui termos que correspondem ao impacto da receita e dos custos decorrente da falta ou excesso de recursos ao longo do período de análise, considera o valor temporal do dinheiro e restrições que haja pelos tomadores de decisão.

Não será o objetivo de este trabalho ir mais adiante neste modelo, como por exemplo: efetuar a otimização da função do valor esperado, considerar multiperíodos, considerar o lead time estocástico, considerar a vida útil dos recursos ou seu reaproveitamento. O entendimento até este ponto é servir de insumos a futuras discussões no meio acadêmico.

5. CASO PRÁTICO

Será visto neste capítulo a aplicação das equações e metodologia desenvolvida no capítulo 3 para a definição do quantitativo ou da quantidade ótima do recurso material: revestimento ou casing, alocados na carteira de poços exploratórios marítimos brasileiros, e tendo como modelo de projeto de poço o cenário do pré-sal.

Devido à quantidade de dados envolvidos na modelagem, do número e tipos de variáveis: determinísticas e estocásticas foi necessário o desenvolvimento de um aplicativo que gerenciasse as entradas e saídas de dados, que calculasse a função objetivo, que encontrasse as melhores soluções e apresentasse graficamente os resultados para o tomador de decisão escolher o quantitativo ótimo para a empresa.

Nos próximos itens será discutida a obtenção dos dados básicos de entrada para o aplicativo, sua funcionalidade, os resultados práticos, e o uso de cópulas para a tomada de decisão.

5.1. Principais variáveis

Para os dados de programação dos poços foi utilizada uma carteira dos poços marítimos brasileiros planejados para o período de 2009 a 2010, conforme relação do APÊNDICE H, e que foram utilizadas na simulação de 100 cenários possíveis devido as incertezas nos tempos de planejamento, estes valores foram utilizados na validação do aplicativo, foram também pesquisados os valores das variáveis de entrada do modelo em diversas fontes públicas, estas variáveis compõem os termos da função objetivo que será otimizada. Na tabela do APÊNDICE K, apresenta lista das principais variáveis de entrada com seus valores para o caso prático.

Tipo de cenário e tipos de projetos de poço

O projeto de poço utilizado como modelo de estudo foi o dos poços exploratórios perfurados na costa marítima brasileira, na área do Pré-sal, bacia de Santos, bloco BMS-11, no campo de Tupy, conforme figura 5.1 apresentada por FORMIGLI (2008) . Este campo foi descoberto em 2006 pelo poço 1-RJS-628A, dista cerca de 300 km do continente em lâmina de água aproximada de 2200 m, possui reservatório de 5 a 8 bilhões de barris de óleo entre 28 a 30 graus API em carbonatos micro biolítico abaixo de uma espessa camada de sal de cerca de 2000 m, vide figura 5.2., também devido a FORMIGLI (2008).

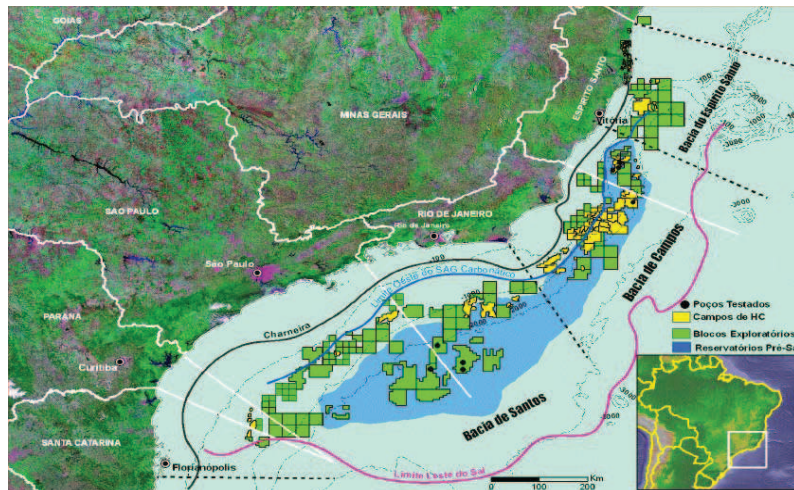


Figura 5.1: Mapa de localização da província do pré-sal

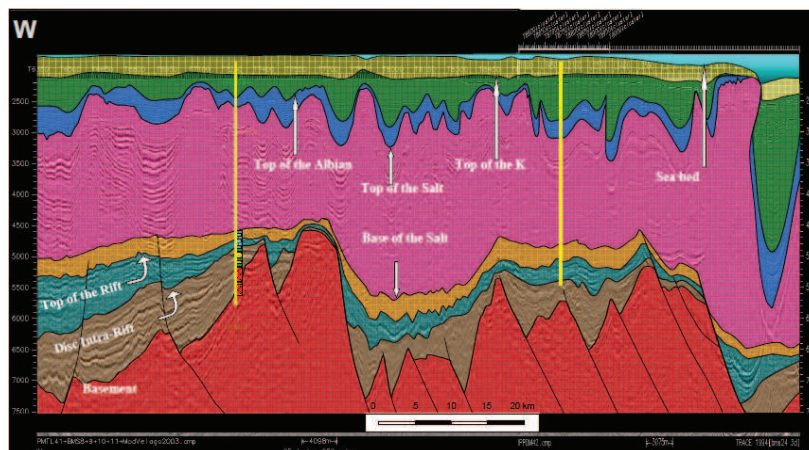


Figura 5.2: Seção geológica da Bacia de Santos

Conforme o programa do poço 1-RJS-628A descrito por BELTRÃO (2009) e ALVES (2009), o poço está localizado em 2116 m de lâmina de água, profundidade final de 5957 m, utiliza revestimento de diâmetro externo de 10 3/4", assentado em frente a zona de sal e cuja sapata está posicionada em 5119 m, o comprimento da coluna de revestimento é de aproximadamente 3000 m, o que corresponde a 78 % do camada litológica total. O que balizou a escolha deste revestimento foi a necessidade de ter resistência axiais suficientes para suportar os esforços devido a fluência do sal e resistência axial para suportar o peso próprio devido grande extensão. O esquema do poço pode ser visto na figura 5.3.

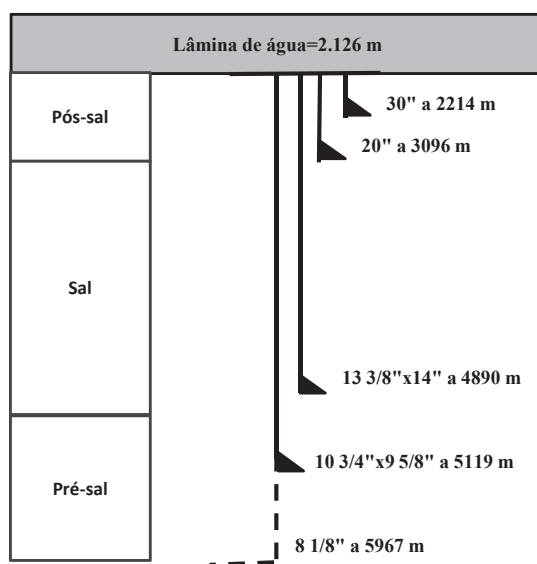


Figura 5.3: Projeto do poço 628A

Tipo de recurso material

O recurso material utilizado neste trabalho tendo por referência de projeto os poços do pré-sal é o tubo de revestimento de 10 3/4" de diâmetro externo, grau do aço C-110, range 2, buttress, 71,1 lb/pé utilizado durante a fase de construção dos poços de petróleo, estes revestimentos são de vários tipos conforme a classificação e as características técnicas do aço, e que foram detalhados em item pertinente no capítulo 3. Na figura¹ 5.4 temos um exemplo de revestimento.

¹ Foto de FILARDO (2010)



Figura 5.4: Foto ilustrativa dos tubos de revestimento da perfuração

Determinação do preço médio do revestimento

A referência de custo adotada foi a apresentada no trabalho sobre poços geotérmicos de Bloomfield (2005) e do MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2006) para o revestimento de 11 3/4", T-95, 73,6 lbf/pé, que conforme tabela 5.1 situa-se em US\$ 76,00/pé. Calculando para o revestimento de 10 3/4", teremos em 2006 o custo de US\$ 257,00/m.

Tabela 5.1: Custo do revestimento da perfuração

Cost Information Field				
EGS 5000 m 16400 ft E Rev7 10-5/8 12/3/2005				
Well Configuration	Hole Dia	Depths	Casing	Cost/ft
Conductor Pipe/Line Pipe	26"bit/36"H0	.80	30"0.375 Wall welded 118lb/ft	\$90.00
Surface CSG	28"	1,250	22"0.625 Wall welded	\$107.00
Intermediate CSG	20"	5,000	16"109lb K-55 Premium	\$70.86
Intermediate CSG 2	14-3/4"	13,120	11-3/4"73.6lb T-95 Premium	\$78.24
Production Zone	10-3/8"special	16,400	8-5/8"36lb K-55 slotted Butt	\$29.80

Também foi utilizada a tendência do custo do aço conforme o relatório do U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS (2010). O relatório contém a série histórica do indicador PPI (*producer price index*), de 1926 até 2010, vide ANEXO A. A reta ajustada aos dados históricos encontra-se abaixo na figura 5.5. Foi calculado o indicador de *Durbin-Watson (DW)* para verificar a autocorrelação dos erros do modelo ajustado, conforme item 3.5, encontrando o valor ($DW=0,21$), valor menor que o limite inferior ($DI=1,64$), tabelado conforme MAKRIDAKIS et al. (1998), indicando autocorrelação positiva dos erros. Neste trabalho não serão utilizados outros

modelos que resultem em erros independentes pelo critério de (*DW*), nem utilizadas técnicas que reduzam a autocorrelação dos erros.

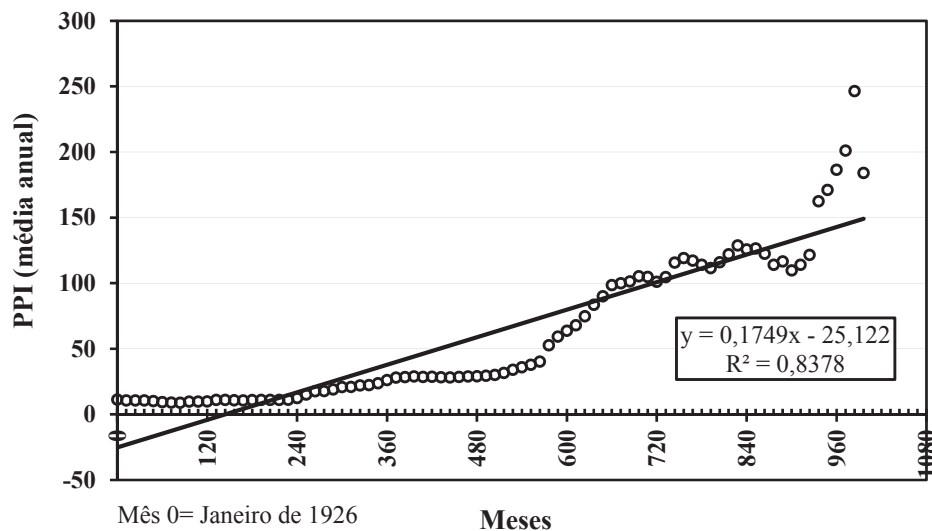


Figura 5.5: Reta ajustada para os pontos do indicador PPI

O acoplamento dos dois dados é realizado considerando a tendência histórica como coeficiente angular da reta e o coeficiente linear o valor do custo métrico em 2006 e efetuando translação dos sistemas de coordenadas para 2009, obtém-se com isso nova equação da reta com a origem em 2009 cujos valores podem ser extrapolados para qualquer estágio futuro no tempo, conforme equação 103, sendo (*X*) em meses e (*Y*) em (*US\$/m*).

$$Y = 0,1749.X + 262,6 \quad (103)$$

Determinação da ocorrência de petróleo

A pesquisa da probabilidade de ocorrência de petróleo nas bacias marítimas brasileiras foi possível com base nos dados disponíveis na home page da PETROBRAS (2010), na seção de downloads das relações com o investidor, e anuário estatístico 2009 da ANP (2009) o intervalo

dos dados foi de 1998 a 2007 e demais dados da pesquisa foram consolidados na tabela 1, com base no quantitativo anual de poços marítimos exploratórios perfurados e destes poços o número de poços descobridores de hidrocarbonetos obtemos a probabilidade (0,382) como aquela de encontrar petróleo nas regiões marítimas brasileiras.

Tabela 5.2: Estatística do acréscimo de reservas e probabilidade de encontrar petróleo.

ano	Acréscimo de reserva anual em milhões de bbl	Poços marítimos exploratórios anuais	poços marítimos descobridores anuais	Acréscimo de Reserva Média Anual por Poço em milhões de bbl
1998	607,18	30	8	75,90
1999	1.154,22	27	4	288,56
2000	591,63	34	10	59,16
2001	510,06	76	22	23,18
2002	1.885,82	50	19	99,25
2003	2.155,24	51	22	97,97
2004	966,34	29	18	53,69
2005	824,07	14	8	103,01
2006	1.169,60	27	16	73,10
2007	820,50	23	11	74,59
soma	10.685	361	138	948,41
Probabilidade de encontrar petróleo				0,382
Acréscimo de Reserva médio por ano em milhões de bbl				1.068,47
Acréscimo de Reserva médio por poço em milhões de bbl				77,43
Acréscimo de Reserva média anual por poço em milhões de bbl				94,84

Determinação da probabilidade de ocorrência de determinado volume de petróleo

Para a obtenção deste valor de probabilidade valeu-se dos mesmos dados trabalhados no item anterior para o intervalo de 1998 a 2007. Ajustou-se com o auxílio do aplicativo *@Risk* uma função de distribuição de probabilidade acumulada para os dados, sendo a função que melhor representa os dados uma função lognormal com média 93,716 milhões de barris ($\psi=4,359$) e desvio padrão de 61,806 milhões de barris ($\sigma_L=0,601$) por poço. Encontrou-se a probabilidade de encontrar volume de petróleo de até 65,00 milhões de barris por poço exploratório descobridor como sendo de 0,626, conforme pode ser visto na figura 5.6. No APÊNDICE P também é possível verificar o histograma acumulado e a estatística descritiva.

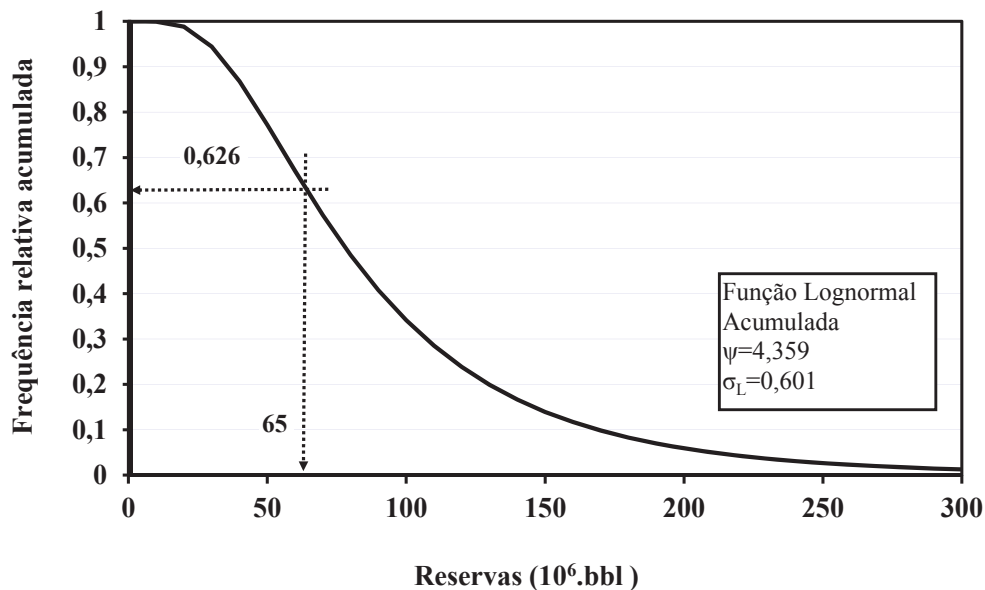


Figura 5.6: Curva da função de distribuição de probabilidade acumulada do acréscimo das reservas por poço descobridor.

Determinação do fator devido custo de estocagem

Este fator refere-se ao percentual relativo ao custo atualizado do recurso existente nos estoques em determinado estágio de tempo. Ele incorpora os custos relativos ao armazenamento do recurso em armazéns ou pátios de estocagem, aluguel de áreas, contratação de serviços de movimentação de carga e de conservação, obsolescência, perdas, roubos, seguro e o custo do transporte do local de armazenamento ao local de utilização. Neste trabalho, para simplificar a análise dos resultados, será considerada somente a parcela relativa ao transporte marítimo dos tubos de revestimento até o local de uso, admitindo que o poço seja semelhante ao dos projetos do Tupy, que o rebocador (*PSV- plataforma supply boat*) efetue a viagem de ida e volta, admitindo ainda que o local de armazenamento seja a cidade de Macaé, distante 547 km da locação, conforme triangulação entre as coordenadas UTM dos dois pontos, no ANEXO B é possível verificar o mapa geográfico das locações.

A embarcação PSV tem capacidade para transportar cerca de 1500 toneladas em seu convés e desenvolve velocidade de 10 nós (18 km/hora). A especificação completa de um exemplar da categoria poderá ser vista em SEALION SHIP LTDA (2010). O cálculo estimado do uso da

embarcação, começando com o carregamento das cargas, viagem de ida a locação, descarregamento e retorno para o local de origem em Macaé, considerando condições de mar tranquila para a navegação e a movimentação de carga, é cerca de 7 dias. A tarifa diária média de uma embarcação de apoio às atividades de perfuração situa-se em US\$ 5.000,00/dia, conforme figura 5.7. da empresa Seabulk International Ink.

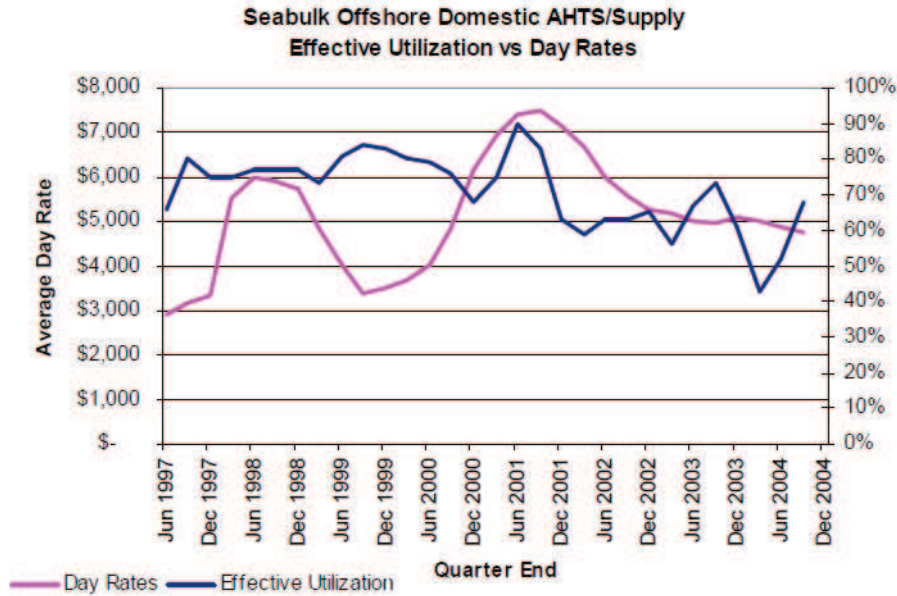


Figura 5.7: Tarifa média diária das embarcações de apoio as atividades offshore.

Considerando o transporte de um composição de revestimento de 10 ¾” –OD, 71,1 lb/pé, para poço típico em Tupy, necessitará de cerca de 3000 m, ou 300 tubos, que serão transportados integralmente por apenas uma embarcação, visto que a carga no convés é calculada em 300 ton.

Portanto o custo de armazenamento de 3000 m de revestimento corresponderá a 07 dias da diária do PSV (US\$ 35.000), o que nos leva a um custo por metro de revestimento de 12,00 US\$/m, ou seja, o acréscimo nos custos de compra dos revestimentos devido a estocagem e logística será de 0,046. Diante dos demais gastos não considerados no cálculo acima, conforme discutido no capítulo 3, no item referente a “revisão sobre inventário e literatura existente sobre o assunto” arredondou-se a taxa de estocagem para 0,100.

Determinação da Taxa diária devido aos gastos da fase exploratória

Os gastos exploratórios considerados foram os decorrentes da compra em leilão do bloco, os gastos com atividades sísmicas e os gastos devido a retenção da área.

Os gastos com os leilões foram estimados com base nas informações publicadas sobre os leilões pelo Diário Oficial da União (DOU) do BRASIL (2010), e pode ser visto no APÊNDICE D. A curva de distribuição de probabilidade ajustada aos dados dos custos pagos por bloco nas áreas da bacia de Santos apresenta função exponencial conforme figura 5.8. Para o caso prático é necessário determinar a parcela de amortização anual do custo pago em leilão para um período de 5,11 anos, o que significa taxa de R\$ 8.302.000,00 por ano, utilizando a média anual dos custos dos leilões de R\$ 42.399.665,00.

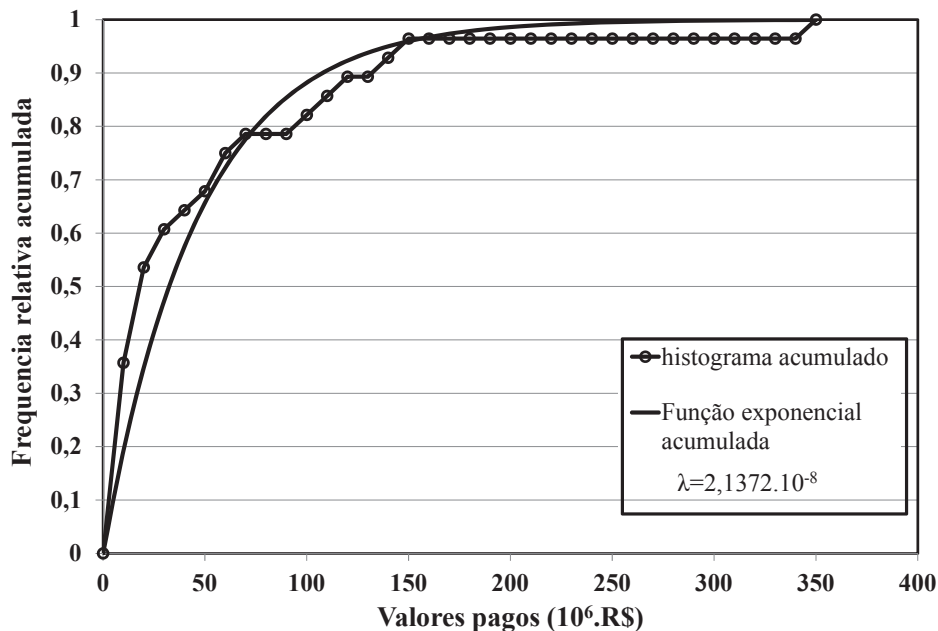


Figura 5.8: Função de distribuição de probabilidade ajustada aos custos licitados para os blocos da bacia de Santos

O custo da sísmica foi obtido nos relatórios da MARCON INTERNATIONAL (2010), e situa-se em US\$ 9.067,00/dia, correspondente a taxa diária de uma embarcação de pesquisa.

O custo devido a retenção de área, ANEXO D, foi obtido com a ANP (2010) no anuário estatística brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis de 2009. A figura 5.9 representa o histórico destes custos, cujo custo médio por bloco está em US\$ 164.586,00/ano.

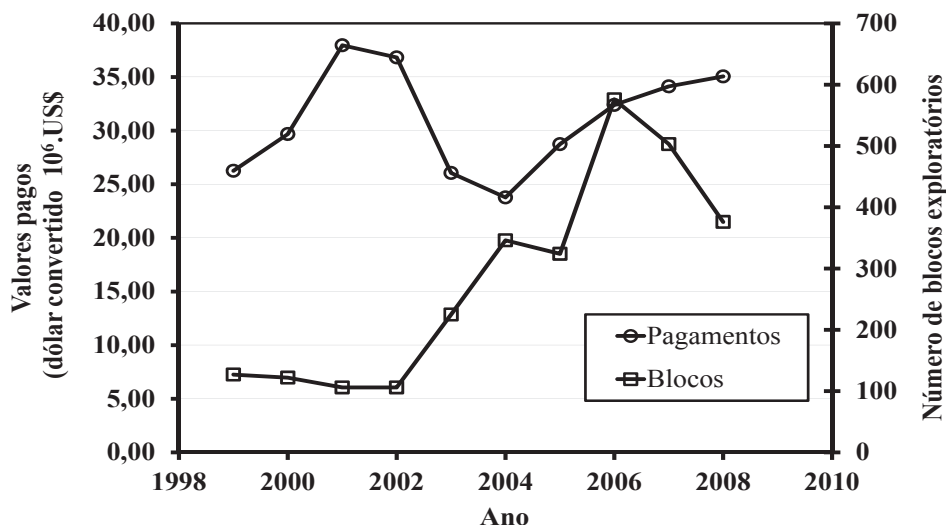


Figura 5.9: Arrecadações com retenção de área

Finalmente considerando gastos com overhead e os demais itens acima se chega ao valor de US\$ 32.750 por dia para a taxa diária dos gastos exploratórios. Na ausência dos dados acima é possível prever através dos percentuais relativos das atividades de E&P, conforme o trabalho de PERTUSIER (2002), apud CANELAS (2004, p.42), tabela 5.3.

Tabela 5.3: Percentual de participação dos custos nos projetos do E&P

ATIVIDADE	Anos	Custos (%)
A – Exploração	1º ao 7º	10 a 20
A.1 - Geologia e Geofísica	1º ao 4º	
A.2 - Poços de Exploração	3º ao 7º	
B - Desenvolvimento	5º ao 14º	40 a 60
B.1 - Instalações de Desenvolvimento	5º ao 9º	
B.2 - Instalações de Transporte	6º ao 9º	
B.3 - Perfuração de poços de desenvolvimento	6º ao 14º	
C- Produção	10º ao 27º	20 a 50
C.1 - Entrada em produção	10º ao 14º	
C.2- Produção Plena	15º ao 19º	
C.3- Declínio	20º ao 27º	
TOTAL	27 anos	100

Determinação do fator de acréscimo nos custos de aquisição devido compra em emergência

As compras dos recursos numa situação de falta em estoque, conforme explicado anteriormente destoa de uma situação de normalidade porque a empresa não irá se beneficiar de descontos que normalmente são dados pelo mercado na aquisição de grandes lotes, acréscimo no custo por intervir no processo de fabricação normal das fábricas, atualmente os grandes fornecedores estão com a carteira de encomendas tomada devida o aquecimento do mercado, aumento natural devido a procura no mercado spot, perda devido atraso na produção e um campo ou poço e ganho devido adiantamento de projetos, no caso de revisão do sequenciamento da carteira de projetos.

Não existem na literatura pesquisada dados a respeito desta variável, os custos das compras em emergência dos recursos foram considerados majorados de seus valores normais de compra admitindo que não haja mudança da carteira de projetos, a sonda de perfuração estará aguardando pelos recursos até um determinado intervalo de tempo, este tempo foi definido antecipadamente pelos tomadores de decisão como admissível nestas circunstâncias.

Para este trabalho foi calculado o acréscimo relativo a uma compra normal de revestimento equivalente a 01 dia da taxa diária de uma sonda de perfuração. A pesquisa que se seguiu foi no sentido de obter estas taxas diárias cujas informações para as sondas de perfuração próprias da Transocean podem ser encontradas no relatório (*Transocean status reporter*) da TRANSOCEAN (2010). O quadro resumo das sondas com capacidade para perfurarem em lâmina de água acima de 2200 m, requisito necessário para a área do campo de Tupy, pode ser visto na tabela do APÊNDICE E, e nas figuras que representam a curva de distribuição acumulada ajustada para os valores da tabela. Utilizou-se neste trabalho a média da distribuição, cujo valor para a taxa diária é de US\$ 510.885,00.

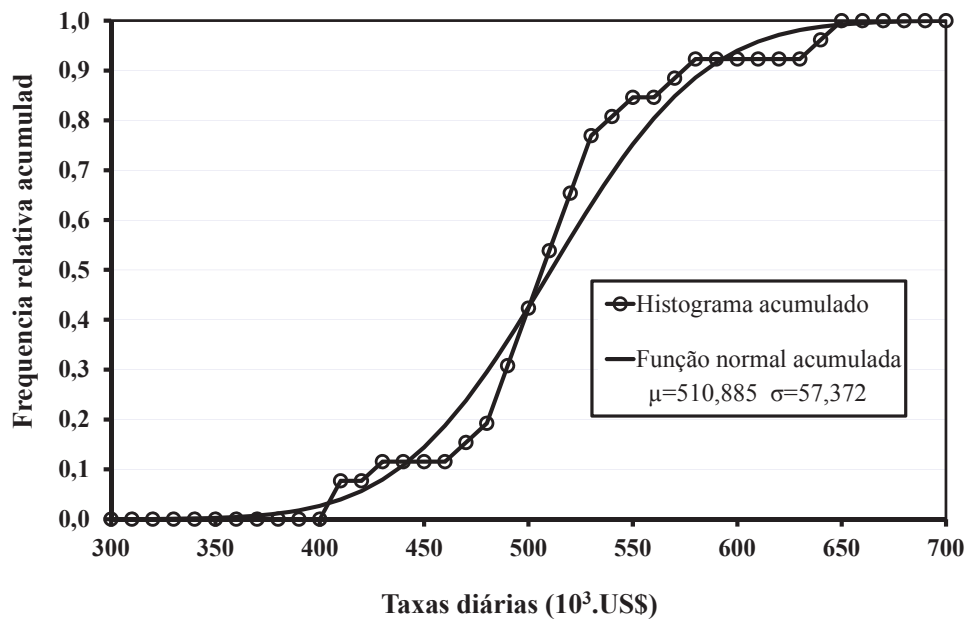


Figura 5.10: Função de distribuição normal acumulada ajustada para as taxas diárias das sondas de perfuração

Considerando o custo métrico do revestimento como US\$ 260,00 calcula-se conforme APÊNDICE E a taxa de acréscimo nos custos de aquisição do recurso devido à parada de um dia de sonda de perfuração como de 1,65 US\$/US\$.

Determinação da taxa de atratividade para o segmento upstream da indústria petrolífera

A taxa de mínima de atratividade segundo o modelo *weight average capital cost* (WACC), conforme mencionado ao discutir o modelo de inventário é composto pelas taxas de juros a serem pagas, aos acionistas e ao mercado financeiro, portanto é um item muito particular de cada empresa, neste trabalho foi adotado o valor de 18% baseado no plano de negócio e análise financeira e demonstrações contábeis da PETROBRAS (2007).

Determinação da vazão inicial dos campos de petróleo

Para a definição da vazão inicial do campo a ser utilizada no modelo exponencial da curva de produção foi verificado os sumários executivos dos planos de desenvolvimento dos campos

marítimos da costa brasileira, conforme ANP (2009) e escolhido o campo de Piranema como mais próximo às características do campo do trabalho, qual seja: volume de óleo *in situ* de 86 milhões de bbl, pico de produção de 19.000 bbl/dia, e processamento máximo da planta em 30.000 bbl/dia. Adotou-se para o exemplo do trabalho a vazão máxima diária de um poço no pré-sal como de 30.000 bbl/dia.

Determinação do preço para o Brent

A previsão do preço do *Brent* é de fundamental importância na indústria do petróleo, principalmente no segmento upstream, cuja receita dos empreendimentos está diretamente relacionada ao preço de venda do petróleo produzido, cabe aos tomadores de decisão definirem o cenário de análise para o estudo de viabilidade técnico e econômica (*EVTE*), baixos valores para a previsão do *Brent* significa maior robustez e menos vulnerável estará a empresa ao realizar o empreendimento.

Para este trabalho foi utilizada para as previsões do *Brent* os valores apresentados pela PETROBRAS (2009), em seu plano de negócio 2009-2013, conforme figura 1 do ANEXO E o valor de US\$ 45,00 a partir do ano 2011.

Determinação da probabilidade de perda do bloco devido falta de recurso

Esta variável é de difícil aferição por não haver registro a respeito, acredita-se que ela não seja rara de ocorrer porque quem estipula o tempo exploratório é a agência reguladora, pode ocorrer que durante a vigência do contrato para atender as garantias mínimas de levantamento sísmico e de perfuração de poços exploratórios o mercado supridor não seja capaz de atender a demanda ou a própria atividade exploratória que devido às incertezas geológicas ultrapasse o tempo contratual. Podemos citar o caso da descoberta do campo de Tupy cujo contrato publicado na DOU de Outubro de 2000 tinha duração de 03 anos, enquanto o poço foi perfurado em 2006. Neste trabalho não havendo estatística a respeito adotou-se o percentual de 0,1.

Determinação do tempo médio entre leilão e início da perfuração exploratória dos poços

Foi elaborada estatística para os tempos da fase exploratória conforme contrato firmado entre concessionário e a ANP e que constam publicados nos Diários Oficiais da União do BRASIL (2010) seção 3, no período de 09 de Dezembro de 1998 a 06 de Maio de 2009, correspondentes do *round* 0 ao *round* 10, mas somente para os blocos situados na bacia de Santos, conforme APÊNDICE D, que gerou a curva uniforme para a função densidade de probabilidade, figura 5.11. O tempo médio da amostra é de 5,11 anos.

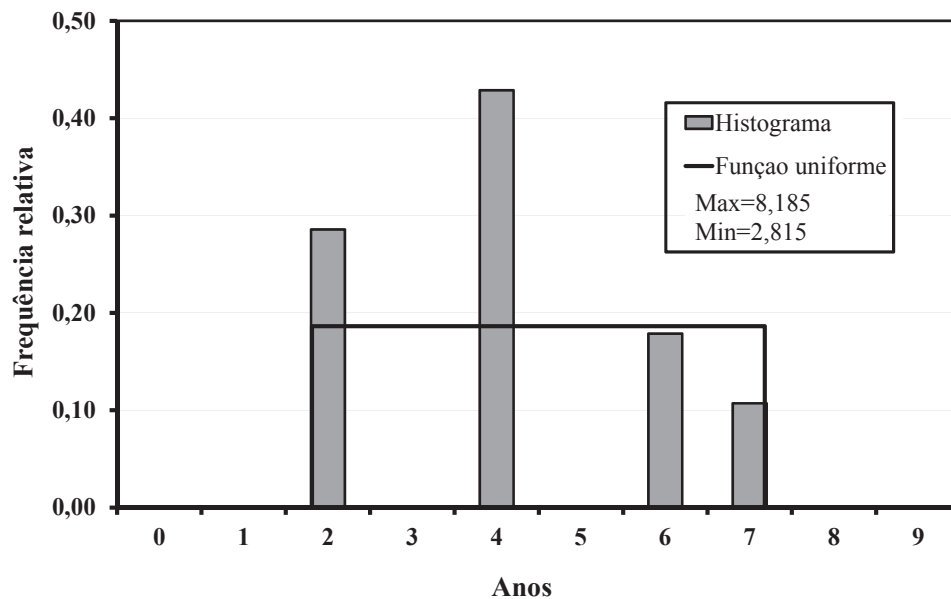


Figura 5.11: Função densidade de probabilidade das durações contratuais.

Determinação do tempo médio entre término da perfuração exploratória e a produção inicial dos campos de petróleo

Estes tempos foram obtidos da figura 2 do ANEXO E, conforme apresentado no plano de negócio 2009-2013 pela PETROBRAS (2009). Para uma produção inicial de 30.000 bbl observa-se para a curva histórica da bacia de Campos intervalo de tempo de 08 anos entre poço exploratório e produção.

Determinação da taxa média de declínio da produção dos campos de petróleo

A taxa de declínio da produção calculada para os campos marítimos brasileiros com base em valores históricos de volume descoberto por poço de 95.000.000 bbl, conforme tabela do APÊNDICE P, vazão inicial do campo média de 30.000 bbl/dia, tempo da concessão para a produção de 27 anos, é de $0,000299246 \text{ dias}^{-1}$. A equação 2 do capítulo 3 e o cálculo completo com a utilização do aplicativo Solver podem ser verificados no APÊNDICE C. A figura 5.12 apresenta a curva de produção acumulada ou volume produzido pelos reservatórios petrolíferos com base no modelo de declínio exponencial da vazão.

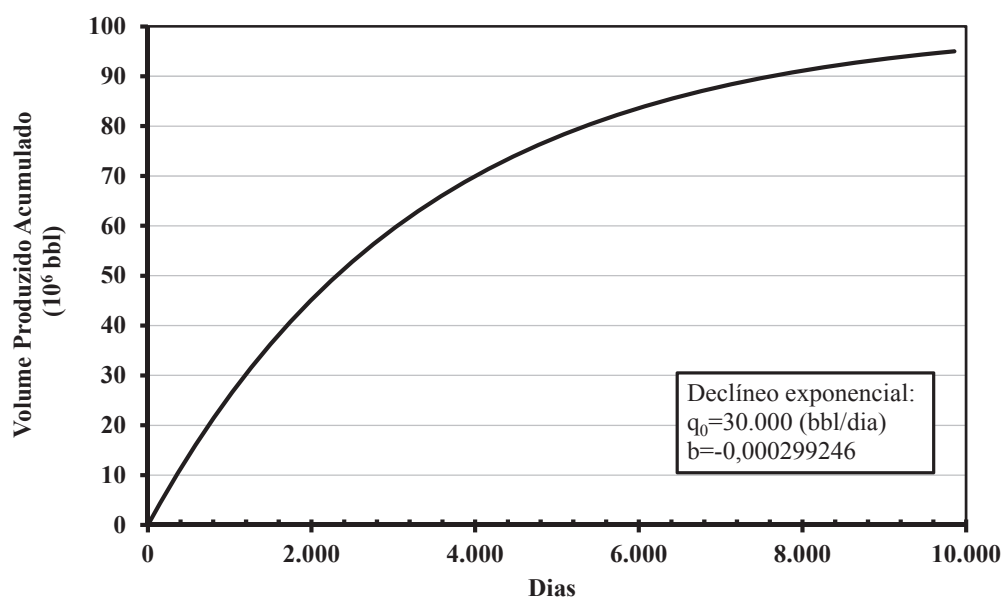


Figura 5.12: gráfico da curva de produção acumulada

Determinação da duração dos campos de petróleo

Os contratos firmados entre operadora e a ANP para a produção dos campos de petróleo têm duração de 27 anos a partir do primeiro óleo produzido e até seu abandono. Estas durações oficiais foram pesquisadas nos Diários Oficiais da União, seção 3, no período de 09 de Dezembro de 1998 a 06 de Maio de 2009, correspondentes do round 0 ao round 10, itens correspondentes aos extratos de concessões da ANP. Ver APÊNDICE D.

Determinação dos desvios de planejamento nos tempos dos poços marítimos

A determinação do desvio do planejamento visa basicamente identificar a curva de probabilidade que melhor se ajusta aos dados fornecidos das durações dos poços e com isso poder utilizá-la nas simulações do portfólio de poços, priorizaram-se as curvas que se ajustaram as distribuições triangulares porque como foi visto anteriormente na (*AED*) que esta função consegue representar a opinião dos especialistas, bastando fornecer os valores mínimos, mais prováveis e máximos para a variável em estudo, não se restringindo apenas aos dados históricos que podem ser escassos, mas no conhecimento de uma equipe. Não faz parte de o trabalho estudar os motivos que levam aos desvios dos tempos de planejamento e nem as ocorrências de realização do próprio poço numa determinada data planejada, estas variáveis qualitativas são muito particulares a empresa, aos seus gestores de como reagem aos acidentes operacionais e as incertezas do negócio, do mercado supridor e da política.

Os desvios relativos entre as durações de planejamento e a realizada foram obtidos mediante estudo dos poços marítimos da costa brasileira planejados no início do ano de 2008 e realizados ao longo do ano de 2009, vide relação de poços e respectivos desvios relativos no APÊNDICE G. O critério adotado foi o de somente considerar poços que foram efetivamente planejados e executados, por haver grande discrepância nas datas de início dos poços a comparação do poço com todas as suas fases concluídas ficariam prejudicadas pela falta de dados, não sendo representativo estatisticamente, para contornar este problema considerou-se os desvios ocorridos por cada fase da perfuração e completação dos poços, porém utilizando-se do artifício de trabalhar com os desvios relativos. Os desvios relativos dos planejamentos foram calculados para cada atividade e elaborada estatística com seus valores.

Obteve-se para os desvios relativos da perfuração dos poços exploratórios e de desenvolvimento da produção uma curva triangular com parâmetros mínimos, mais prováveis e máximos de: $-1,03/-0,23/2,00$, considerando 90% de confiança nos dados, poderemos utilizar $-0,68/-0,23/1,42$, conforme figura 5.13. Para termos sensibilidade nos valores dos desvios relativos, observar que para um poço de 100 dias de planejamento da duração e desvio relativo de 1,42 corresponde a uma duração operacional de 242 dias, ou 242%. Nesta amostra observa-se separação dos dados em duas classes distintas, uma análise qualitativa para identificar os motivos e julgar se é pertinente tratá-los separadamente.

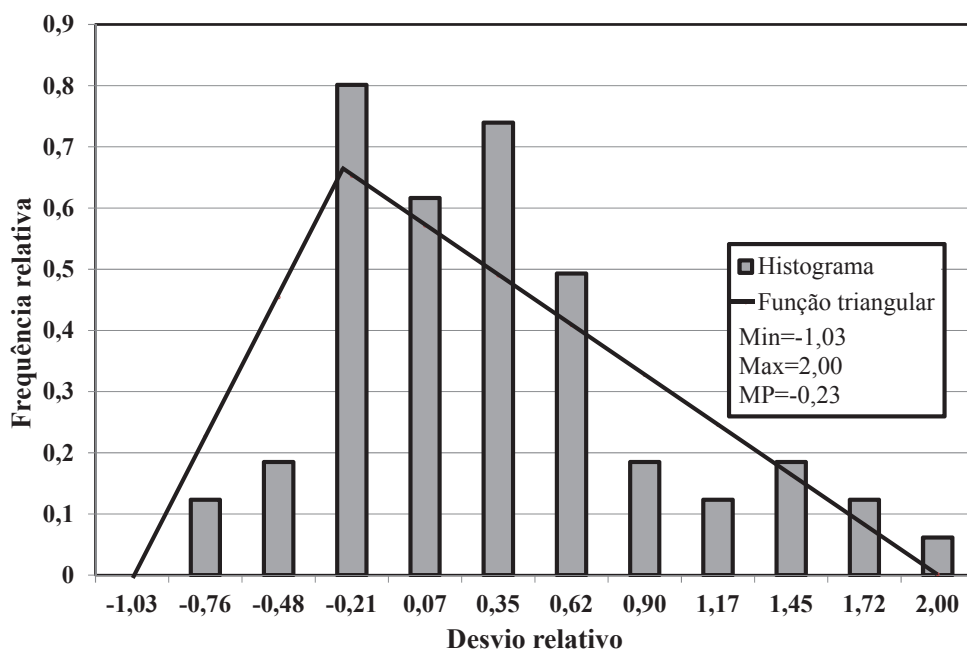


Figura 5.13: Função densidade de probabilidade triangular ajustada para os desvios relativos das durações da perfuração.

Para a completção dos poços de desenvolvimento da produção foi ajustada a função densidade triangular com parâmetros: $-0,66/-0,66/1,47$, que para 90% de confiabilidade fornece: $-0,61/-0,61/0,99$, conforme figura 5.14. Semelhante a perfuração, observa-se classe isolada do grupo principal.

A restauração dos poços contou com uma amostra de apenas oito poços, considerada de pouca representatividade estatística, obtém-se uma curva ajustada triangular com parâmetros: $-0,14/-0,14/2,19$, figura 5.15, e com 90% de confiança; $-0,08/-0,08/1,67$.

Para as três atividades foram geradas estatística descritiva que podem ser verificadas no APÊNDICE G.

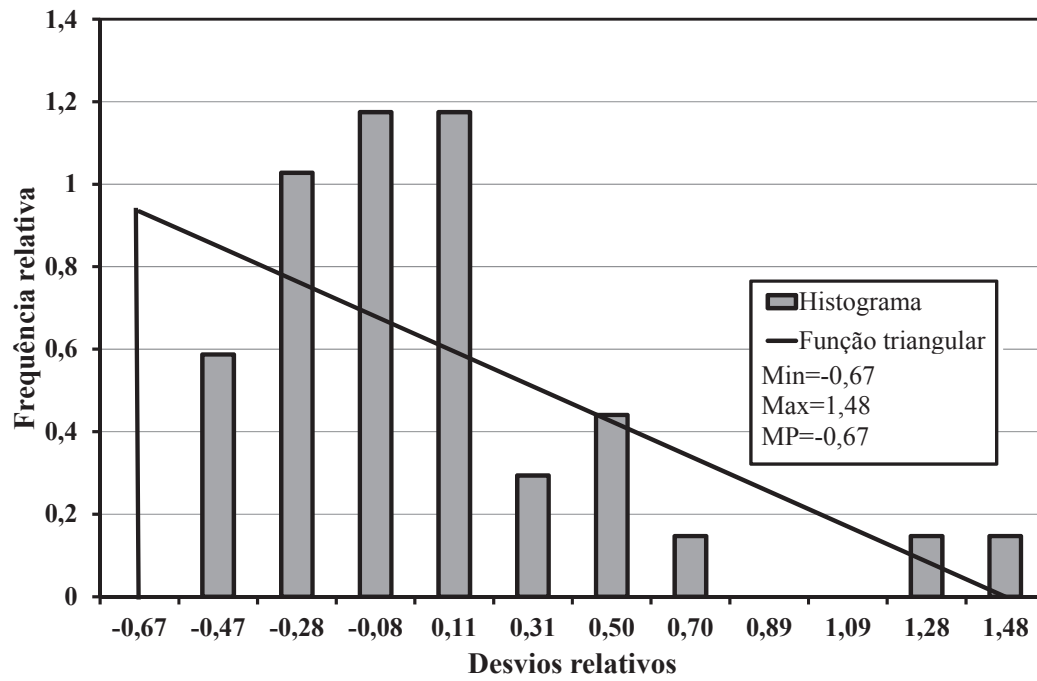


Figura 5.14: Função densidade de probabilidade triangular ajustada para os desvios relativos das durações de completção.

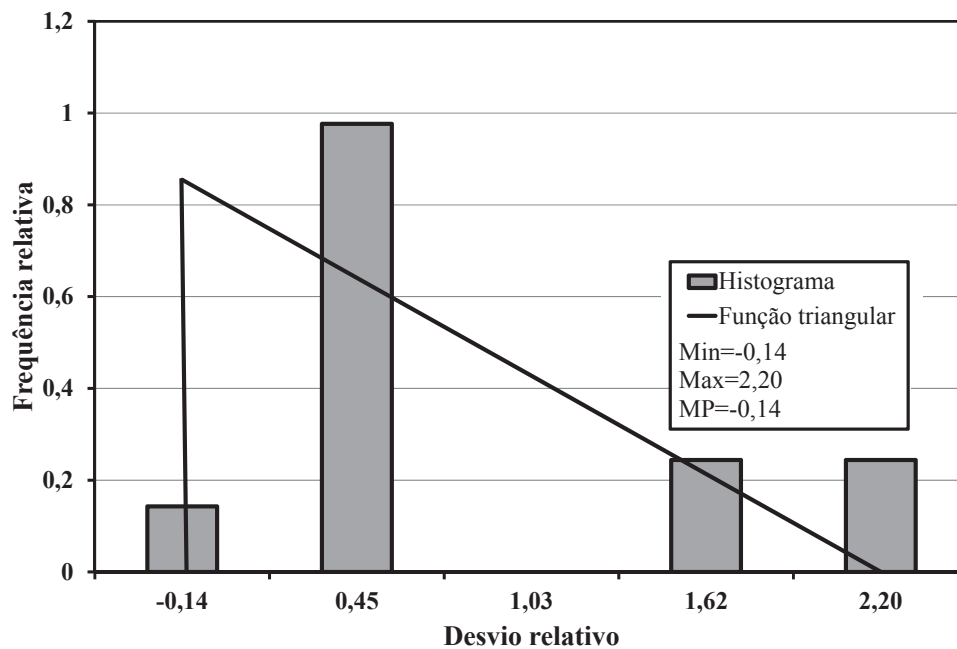


Figura 5.15: Histograma e função densidade de probabilidade triangular ajustada para os desvios relativos das durações da restauração.

5.2. Validação da função objetivo

Conforme discutido anteriormente a função objetivo, foi obtida da teoria sobre inventários para o modelo determinístico, sendo a curva de demanda ajustada por uma reta de regressão considerando limite superior e inferior devido ao erro de estimativa. Os termos da equação são: a receita dos campos a serem descobertos pelos poços exploratórios, custo da compra, custo dos estoques, custo da falta do recurso caso de compra em emergência e caso da perda da concessão para poços exploratórios ou atraso na sonda, caso dos produtores.

O aplicativo desenvolvido calcula cada parcela em separado somando todas ao final para compor a função objetivo, tem como resposta a função objetivo discretizada em vários pontos do estágio de tempo. A forma da função objetivo acumulada ao longo do intervalo de planejamento é crescente com pequenos saltos ao longo do tempo, como observado na figura 5.16 para um exemplo com *backlogging*, porém o que interessa é a função objetivo acumulada ao final do planejamento considerando as várias possibilidades de quantitativos de recursos iniciais, conforme será visto, ela terá forma próxima a de uma curva côncava. A validação da função objetivo será feita ao aplicar a metodologia para um caso prático nos próximos itens do capítulo atual.

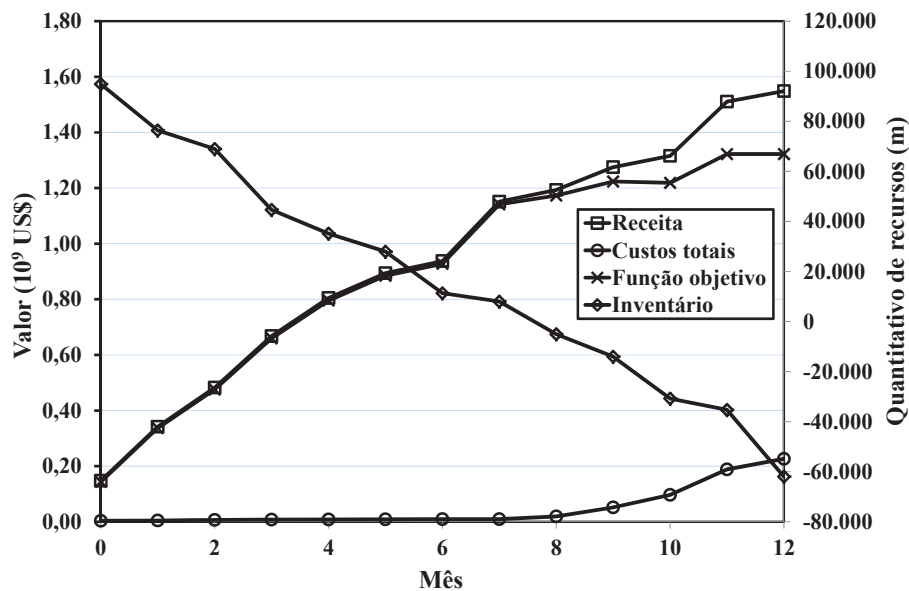


Figura 5.16: Curvas da função objetivo acumulada, receita acumulada, gastos acumulados e inventário conforme o mês.

5.3. Validação do algoritmo genético

O uso dos algoritmos genéticos para otimização da função objetivo se destina a ampliar o leque de possibilidades na resolução de problemas altamente complexos, seja em quantidade de dados, que é o caso de um portfólio de poços que leva a aumentos substanciais no processamento dos dados, seja pelo comportamento estocástico das variáveis, por exemplo: a demanda de recursos pode ser representada por uma série temporal, No modelo utilizado do caso prático observa-se que os termos que compõem a função objetivo possuem misturas de variáveis contínuas e discretas, apresenta saltos em determinados estágios de tempos fazendo com que técnicas matemáticas de otimização não lineares tenham dificuldades, a utilização do algoritmo genético (AG) permitirá encontrar os pontos de máximos da função, que podem ser um conjunto de soluções próximas aos pontos de ótimos.

Características do AG deste trabalho

Codificação: binária

População de cromossomos: com $2^{14}+1$ ou 32768 indivíduos.

Amostra dos pais: de 4 a 1000

Cruzamento: elitista.

Taxa de Mutação: de 0 a 100% dos pais.

Critério de parada: diferença entre a média dos valores e o valor máximo encontrado na geração corrente ou diferença entre desvios padrões das gerações.

Diferencial: utilizada técnica de clusterização nas gerações para agilizar a resposta final.

A validação dos AG foi efetuada considerando uma função trigonométrica composta por senos e cossenos, equação 104. Esta função possui vários pontos de máximos e mínimos que se repetem harmonicamente, conforme pode ser visto na figura 5.17.

$$FO = \left(\text{sen} \left(\frac{\pi}{2} + \text{alfa} \right) \right)^3 + \left(\text{cos} \left(\frac{\pi}{2} - \text{alfa} \right) \right)^3 \quad (104)$$

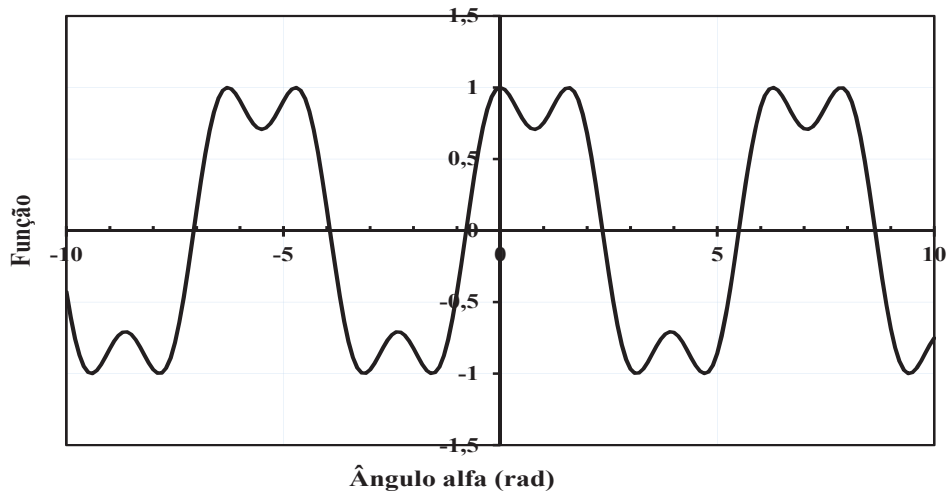


Figura 5.17: Gráfico da função trigonométrica seno-cosseno

Foram testados vários modelos de AG variando os parâmetros de mutação, cruzamento, com ou sem elitismo, e mais os critérios de parada, verificou-se que a melhor configuração era para mutação 1%, grau de elitismo em 20%, critério de parada em 1%, número de pais em 50 a 200 indivíduos (quanto menor mais é demorada a obtenção da resposta final). A figura 5.18 mostra a população de cromossomos próxima aos pontos de máximo da função, enquanto a figura 5.19 apresenta alguns indicadores da qualidade das gerações, validando o algoritmo.

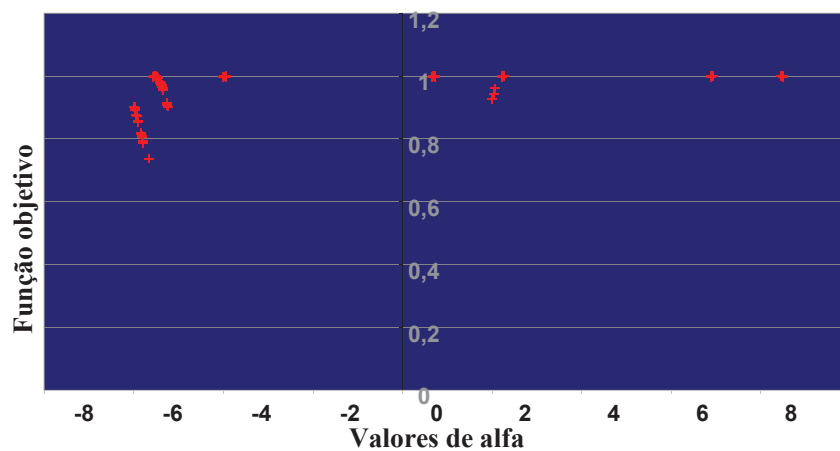


Figura 5.18: Gráfico da população após 118 gerações do algoritmo genético

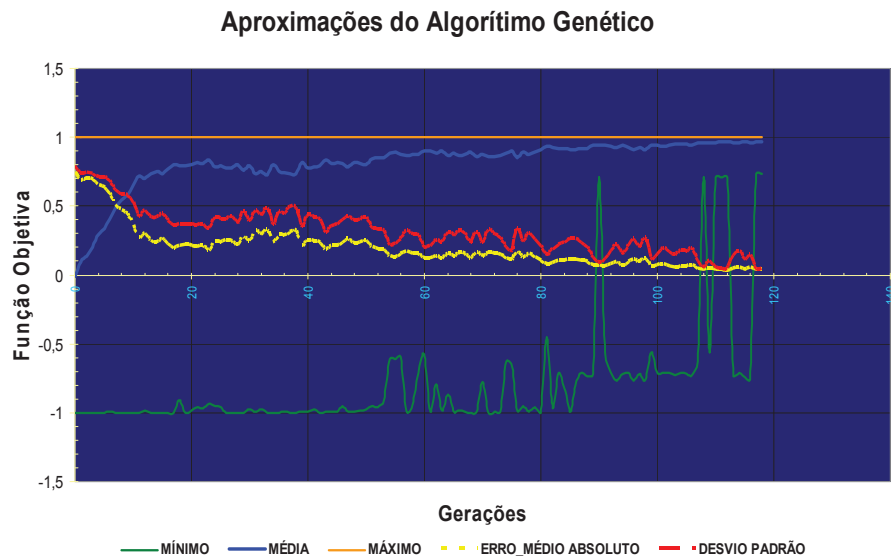


Figura 5.19: Gráfico das gerações e aproximações do algoritmo genético.

Dos gráficos acima é factível admitir que haja convergência nos dados e efetivamente o AG consegue encontrar os valores máximos da função trigonométrica dentro de um critério de aceitação admissível.

No caso do trabalho a função de ajustamento será a função objetivo desenvolvida com o auxílio da teoria sobre inventários, no caso ela será acionada em vários momentos, fornecendo justamente o valor da função objetivo nos vários pontos do intervalo de tempo para um determinado cenário.

5.4. Aplicação

Determinação do número de simulações:

O número de simulações que representa a população de valores da função objetivo foi calculada conforme equação 44 para um piloto com 50 simulações obtendo a estimativa do desvio padrão populacional ($\sigma=94.597.062$), admitindo confiança de encontrar a média populacional nos dados em ($1-\alpha=0,9$) e erro entre a média populacional e das amostras de ($\zeta=0,01$), sendo a normal padronizada ($Z=1,64$), obtém-se o número mínimo de amostras ou

simulações em ($\eta=85$). Sendo conservador para o caso prático adotou-se número de amostras ($\eta=100$).

A figura 5.20 representa o gráfico da frequência relativa acumulada dos pontos ótimos da função objetivo, pode ser visto o comportamento da função quando se aumenta o número de simulações, para 10, 50 e 100 cenários, com baixo número de simulações os valores ótimos da função objetivo ficam não comportados nos diferentes percentis, mas tendem a uma função mais definida com 100 cenários.

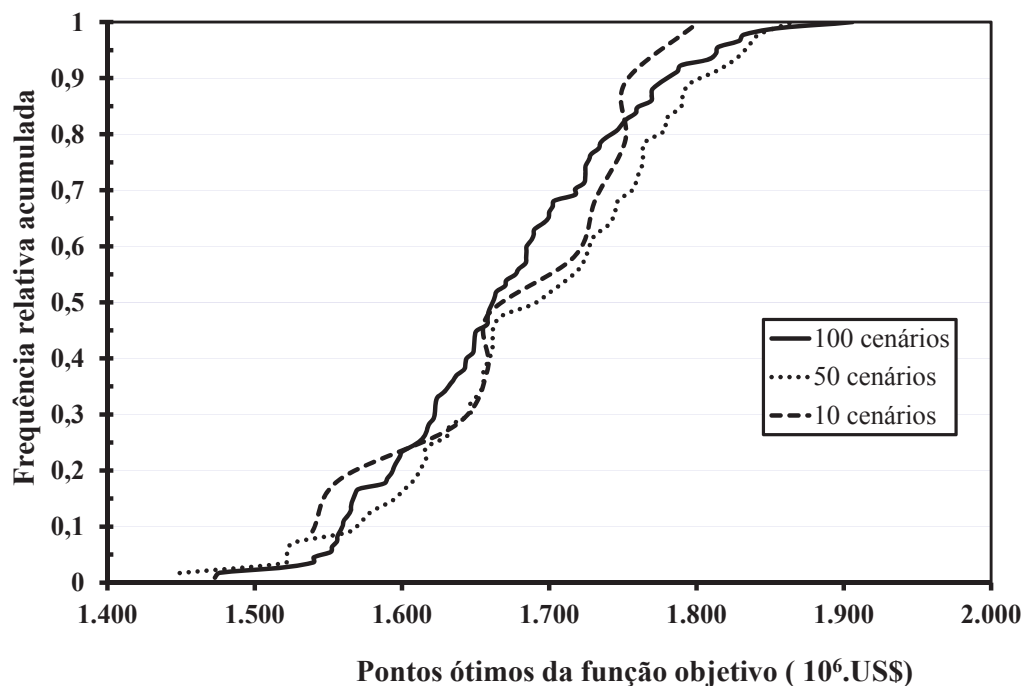


Figura 5.20: Frequência relativa acumulada dos pontos ótimos para diferentes cenários

Simulação do portfólio de poços

O objetivo da simulação é gerar vários cenários de utilização dos recursos através de sorteio aleatório para os erros de planejamento que influenciarão os tempos de realização dos poços, adiantando ou atrasando seu início e fim e todos os demais poços que estejam na sequência, não estão sendo considerados a troca ou cancelamento de projetos e nem a sua probabilidade de ocorrência, conforme discutido no item pertinente acima.

Para a simulação são necessários algumas informações do portfólio de projetos de poços planejados pela empresa, tais como: identificador, nome da atividade e poço, duração em dias, data de início, data de término, mnemônico da atividade, quantidade de recurso alocado para aquela atividade, opcionalmente os erros de planejamento (mínimo, mais provável e máximo) julgado pelo especialista caso não tenha a função de densidade ajustada aos dados históricos. A quantidade de recursos alocada é considerada disponível na data de início da atividade de poço, ou indisponível para os demais projetos a partir desta data. Com os dados do portfólio alimentados mais o fornecimento das variáveis de custo (taxa interna de retorno, valor do *Brent*) e de parâmetros do aplicativo (data de início do planejamento, número de atividades, número de simulações, etc.) é realizada geração dos cenários utilizando o método de simulação de *Monte Carlo*. O resultado final é uma planilha com todos os cenários de necessidades de recursos mensais a partir da data de início do planejamento informado e estendendo até um horizonte de 20 anos (limite do aplicativo), além de gráficos de necessidades mensais, necessidades mensais acumulada, custo dos recursos mensais descontados e custo dos recursos mensais acumulados descontados.

Para a validação do aplicativo construído foi utilizado um aplicativo comercial da *Oracle*, “*Primavera Risk Analysis*”, versão 8.6.0018, com o portfólio de poços marítimos brasileiros planejados para o período de 2009 unicamente. O aplicativo da *Oracle* é também uma ferramenta de simulação de portfólio que utiliza a técnica de *Monte Carlo* para a geração de cenários de utilização dos recursos e fluxo de caixa descontado, além de outras funcionalidades que não serão empregadas para este trabalho, foi limitado o aplicativo da *Oracle* aos mesmos parâmetros do aplicativo desenvolvido.

No APÊNDICE H pode-se ver o portfólio de poços marítimos planejados para o biênio 2009 e 2010. Os poços tem duração média de 30,4 dias; lâmina de água média de 1058 m, profundidade média em 3351 m e alocação do recurso revestimento nos poços com atividade de perfuração exploratória com comprimento médio de 3072 m por poço. Abaixo tabela 5.4 com o quantitativo de poços.

Tabela 5.4: Resumo do banco de dados 2009-2010

Número de sondas de perfuração marítimas	60
Número de Poços:	
Exploratórios	120
Desenvolvimento da produção	175
Completação	156
Em Manutenção	95
Avaliação	50

A validação do aplicativo será feita comparando as resposta da simulação com a do aplicativo “*Primavera Risk Analyser*” considerando os custos do revestimento descontado na taxa de 18 % ao ano (aa), sendo a data de início do planejamento a data de 01/01/2009 e data fim em 31/12/2010, porém somente será considerado o período de 2009. Não será possível comparar variações dos quantitativos dos recursos para uma determinada época porque o aplicativo comercial não fornece os cenários dos quantitativos de recurso no estágio de tempo, somente fornece a curva de densidade de probabilidade e de distribuição acumulada nas datas fim do planejamento.

As curvas a seguir são referentes aos dados de saída do aplicativo desenvolvido. Na figura 5.21 observam-se os 100 cenários desenhados pela simulação para o quantitativo de recursos mensais, as variações de quantitativos mensais são muito significativas devido o escorregamento do início das atividades, data a qual é armazenado o recurso, com destaque para o mês de Abril com mínimo de “0” e máximo de 29.260 m, observa-se também uma tendência de decréscimo para a média de 12.235 unidades no início do planejamento para 6.634 unidades ao seu final.

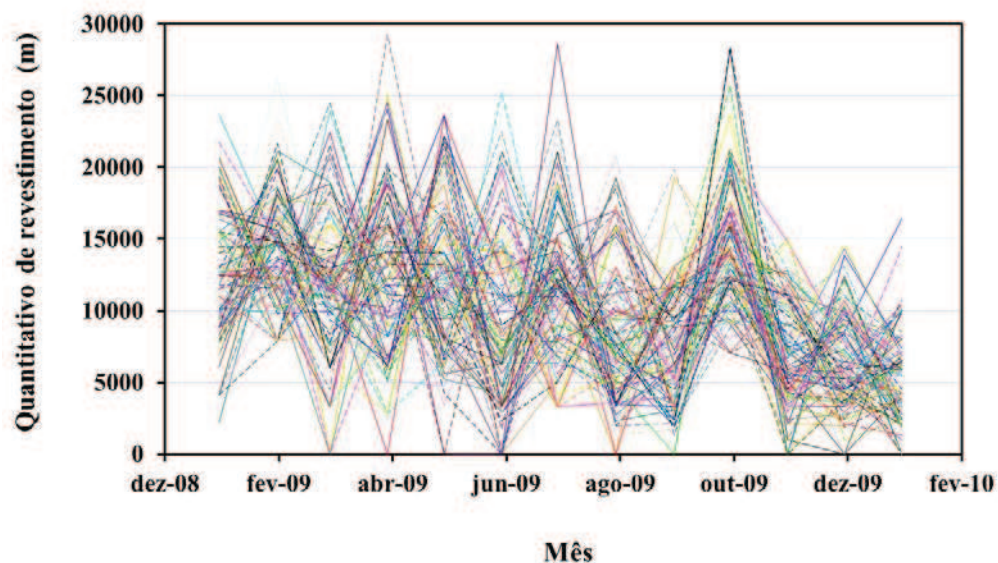


Figura 5.21: Cenários da demanda

Nas figuras 5.22 e 5.23 observam-se os cenários dos quantitativos acumulados de recursos e o gráfico da função de densidade de probabilidade triangular ajustada para os valores acumulados ao final do período de planejamento, a média dos dados situa-se em 132.773 unidades com desvio padrão de 5.315 unidades.

Na figura 5.24 são observados os custos de aquisição dos revestimentos acumulados mensalmente e até o final do planejamento, e na figura 5.25 a função de densidade de probabilidade triangular ajustada para os dados finais cuja média está em US\$ 32.045.251,00 e desvio padrão de US\$ 1.272.174,00.

As figuras do APÊNDICE J são os dados de saída do *Primavera Risk Analyser* para 1000 cenários simulados, a média dos quantitativos situa-se em 140.778 unidades, o custo médio de US\$ 34.250.570,00, sendo os desvios padrões respectivamente 1.241 unidades e US\$ 110.187,00.

Ambos os aplicativos possuem respostas semelhantes para as variáveis quantitativos acumulados de recursos e custos descontados acumulados no final do planejamento, conforme comparação entre suas médias calculam-se erros de -5,6% e -6,4%, a diferença é explicável devido às características do pertmaster em admitir simultaneidade numa escala diária, os custos

são descontados diariamente, enquanto o simulador tem escala mínima mensal e utiliza de aproximação exponencial para o cálculo do custo descontado do recurso.

Para um tomador de decisão que queira definir sua estratégia em uma a curva de probabilidade dos cenários, já é possível com o uso do simulador, bastando para isso levar os resultados dos quantitativos de recursos e dos custos descontados fornecidos pelo simulador para um aplicativo estatístico que faça o tratamento dos dados. Os aplicativos comerciais de simulação param neste ponto, não efetuam a otimização.

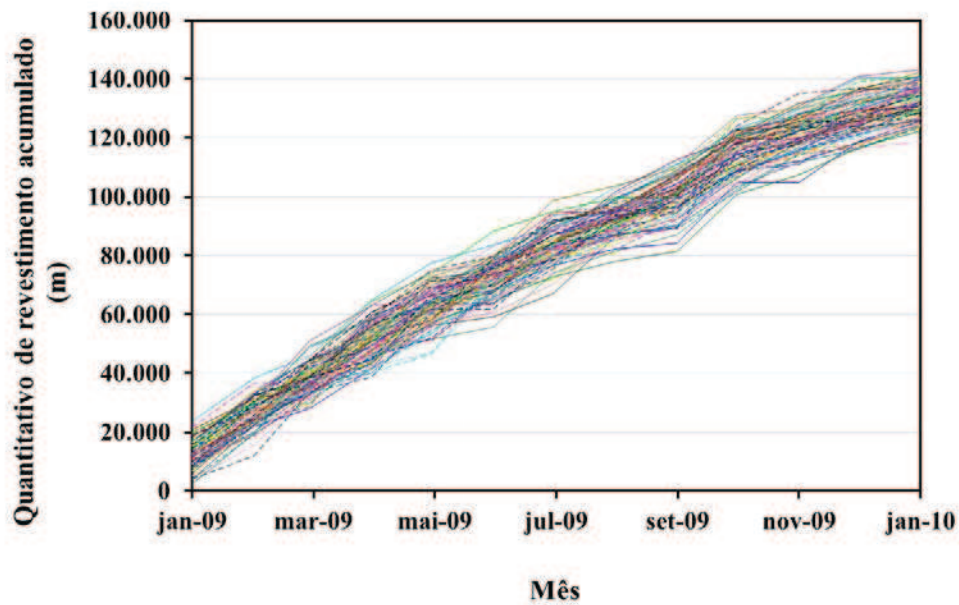


Figura 5.22: Cenários da demanda acumulada mensal

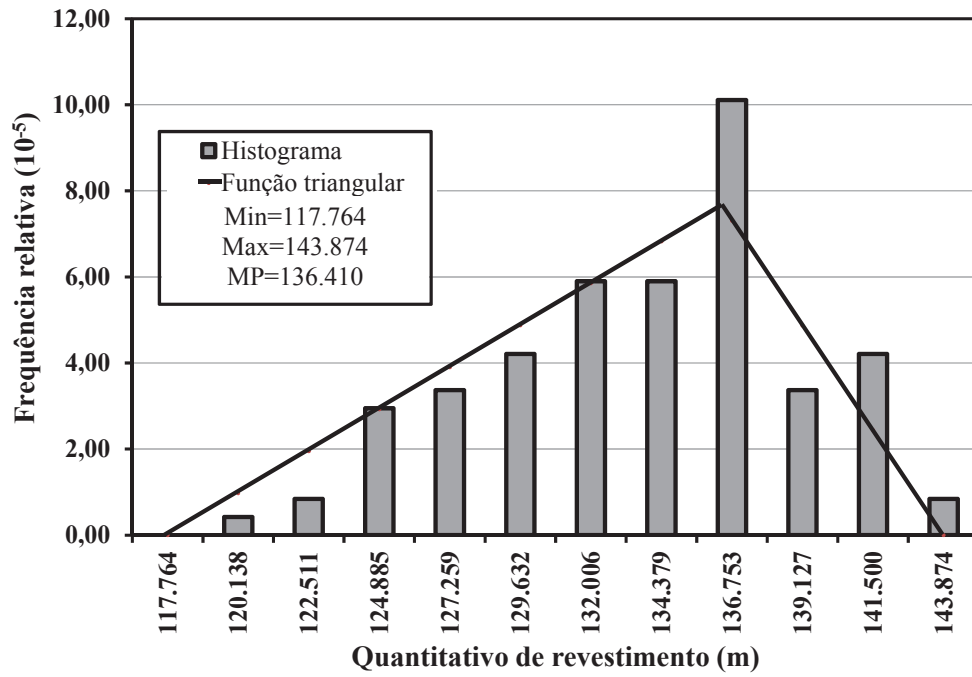


Figura 5.23: Função densidade de probabilidade da demanda

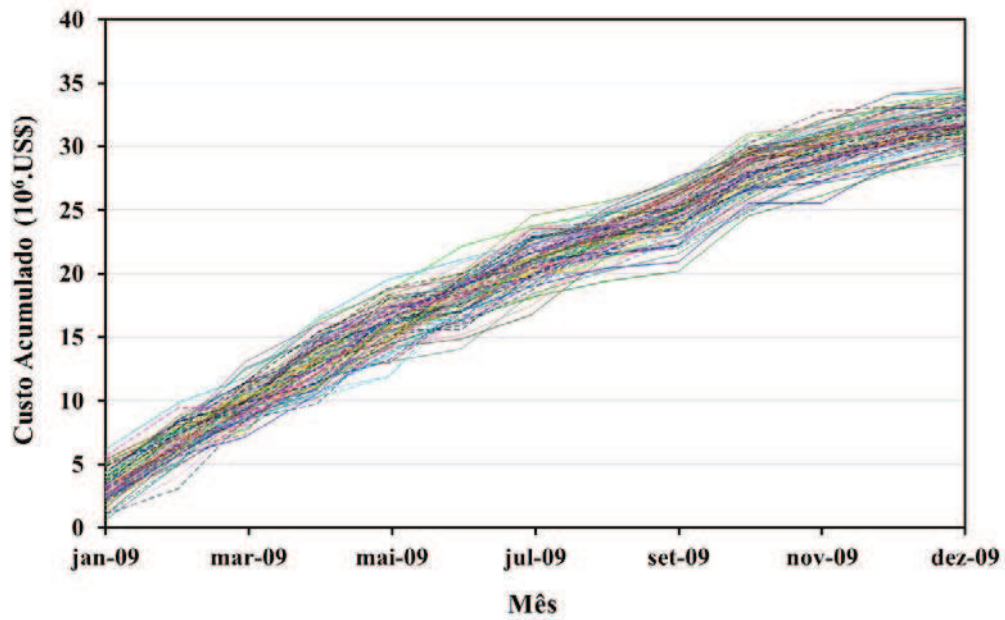


Figura 5.24: Cenários dos custos acumulados

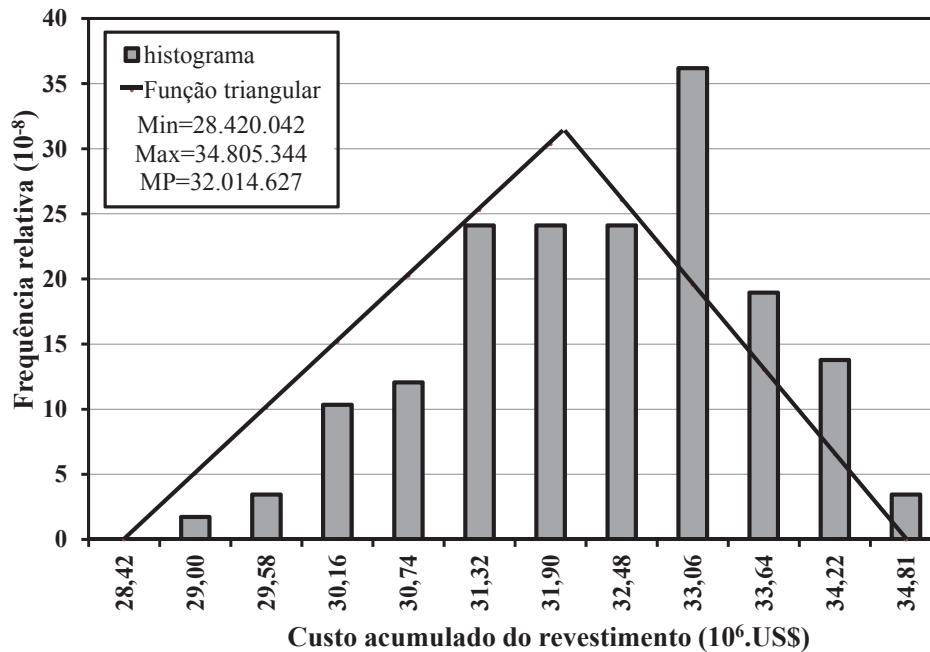


Figura 5.25: Função densidade de probabilidade para os custos acumulados

5.5. Resultado da otimização

No APÊNDICE I é possível verificar o relatório com a simulação de 10 cenários distintos. A figura 5.26 apresenta o caso base, onde não é considerado o risco do cronograma, a demanda é aproximada por uma reta ajustada por regressão linear tendo a origem o início do planejamento em 01/01/2009 e final do planejamento em 31/01/2009, a reta possui coeficientes lineares e angulares, respectivamente: 15680 m e -576,35 m/mês. O indicador de autocorrelação de Durbin-Watson (DW), indica valor de ($DW=2,27$), situando-se entre o limite superior ($Du=1,36$), tabelado conforme MAKRIDAKIS et al. (1998), e o valor de ($4-Du=2,64$) e, portanto na zona de independência, não necessitando de outro modelo ou de uso das técnicas para diminuir a autocorrelação dos erros. Observa-se que caso a reta ajustada para os cenários de demanda apresente valores negativos, deverá ser refeita considerando restrição de positividade para as variáveis e utilização de métodos da programação linear para o ajuste da reta. O programa SOLVER existente no Excel possibilita o uso deste método.

A função densidade de probabilidade do caso base ajustada para os valores mensais do erro de ajustamento do quantitativo de recursos pode ser uma curva normal de média -0,47 m e desvio padrão de 6.245, conforme as figuras do APÊNDICE L.

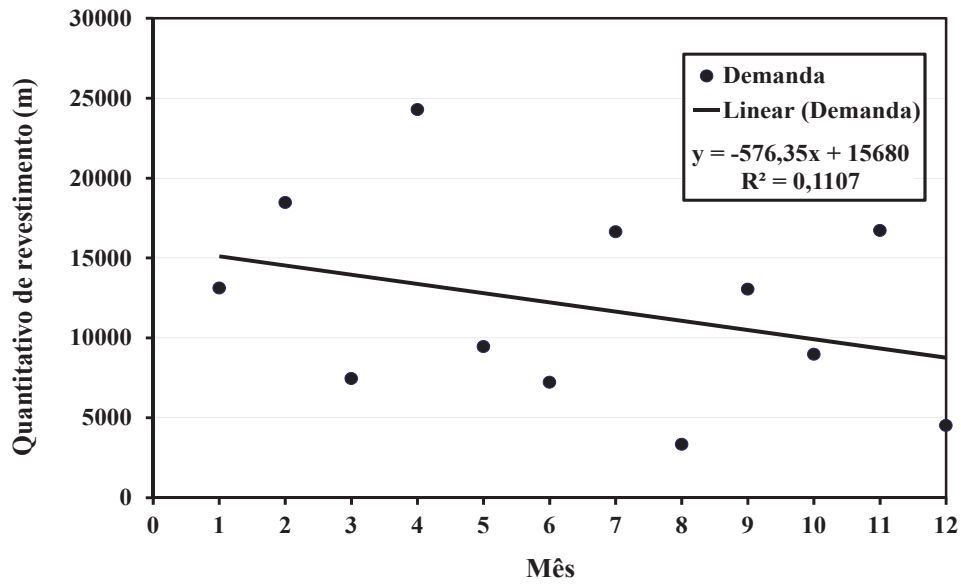


Figura 5.26: Regressão linear da demanda mensal do revestimento

Para a curva de regressão do caso base é acrescida a aleatoriedade do erro em cada estágio de tempo para as três variáveis: probabilidade do erro, quantitativo de recursos e o mês. Observa-se a tendência de decréscimo dos quantitativos de recursos a medida que os meses aumentam.

Observa-se que no início do planejamento há certa quantidade inicial de recursos em estoque isto é devido o coeficiente linear da reta de regressão da demanda. O tomador de decisão que considere unicamente os riscos do portfólio utilizará destes valores, conforme discutido no item de validação do simulador.

As quantidades consideradas ótimas pelo algoritmo genético obtidas para cada cenário são vistas na figura 5.27. Observa-se a existência de um valor espúrio (*outlier*) para o quantitativo de recursos de 224.411m e função objetivo de US\$ 1.575 milhões, este valor pode ter sido gerado em consequência das limitações impostas para o número de gerações do AG, é um ponto de máximo mais não o global para aquele cenário.

Observa-se que o caso base (sem simulação), ponto com quantitativo de revestimentos de 145.095 m e função objetivo de US\$ 1.925 milhões, tem seu valor da função objetivo acima dos pontos ótimos dos cenários, isto é explicado porque o caso base é o quantitativo de revestimento acumulado até o final do planejamento enquanto os pontos ótimos estão num intervalo de tempo anterior ao final do planejamento, não considera os riscos das durações e, portanto aos atrasos e adiantamentos do cronograma de poços que influenciam as simultaneidades das alocações dos revestimentos nos poços, e ao critério de simulação em considerar a data de início dos poços que promovem o “*start up*” do cronograma sem deslocamento no tempo, seu início não avança ou regride no tempo para não coincidir com o histórico de realização.

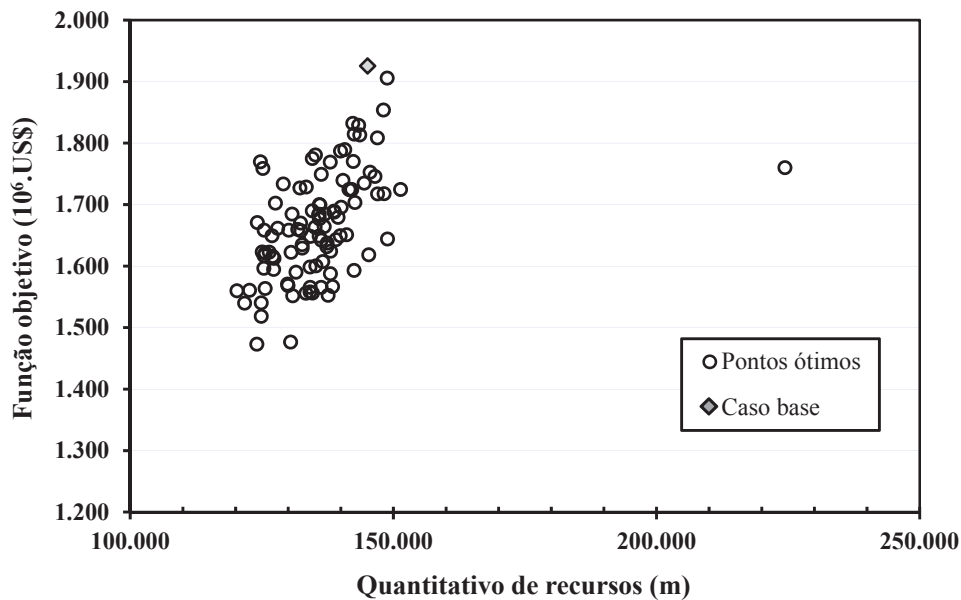


Figura 5.27: Gráfico dos quantitativos de recursos ótimos para 100 cenários

Efetando o ajuste das funções de densidade e de distribuição acumulada de probabilidade marginais através do aplicativo *Crystal Ball*, e cujas estatísticas para o ajustamento, utilizando o método do qui-quadrado, encontram-se nos APÊNDICES M e N para os quantitativos de revestimento e para a função objetivo dos 99 pontos ótimos respectivamente, excluindo o *outlier*, obtemos para o quantitativo de recursos uma função de densidade normal ou gaussiana com média ($\mu=135.165$) e desvio padrão ($\sigma=7.158$), conforme pode ser visto na figura 5.28.

O ajuste da função densidade de probabilidade para os dados da função objetivo apresenta uma função lognormal com a média dos logaritmos dos dados em ($\psi=20,5018$) e desvio padrão dos logaritmos dos dados em ($\sigma_L=0,1058$), a figura 5.29 representa esta curva. Observa-se a cauda inferior e superior pouco pronunciada, ou seja, com baixa assimetria.

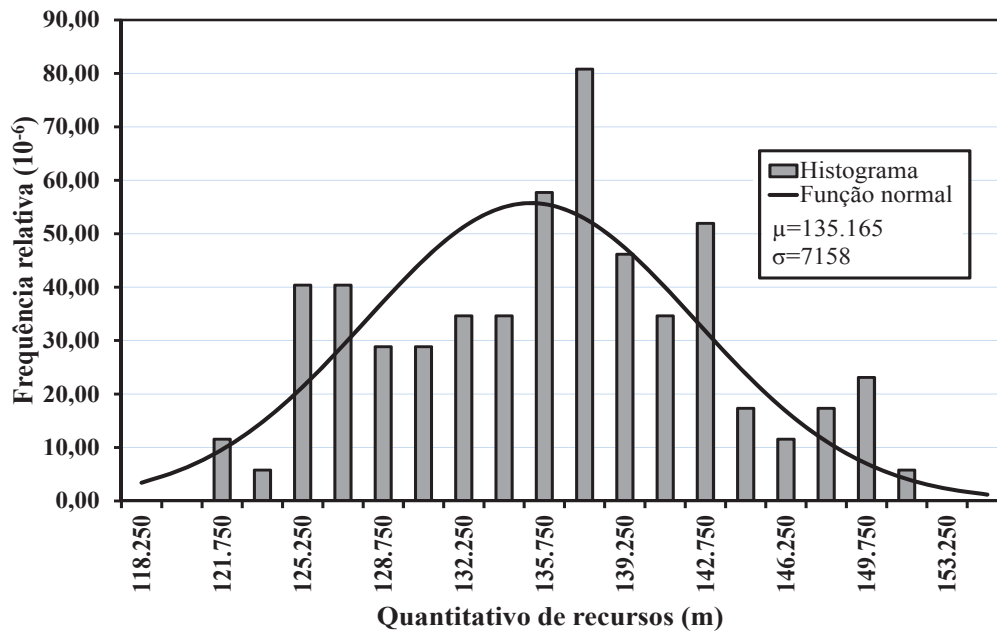


Figura 5.28: Função densidade de probabilidade ajustada para o quantitativo de recursos ótimos.

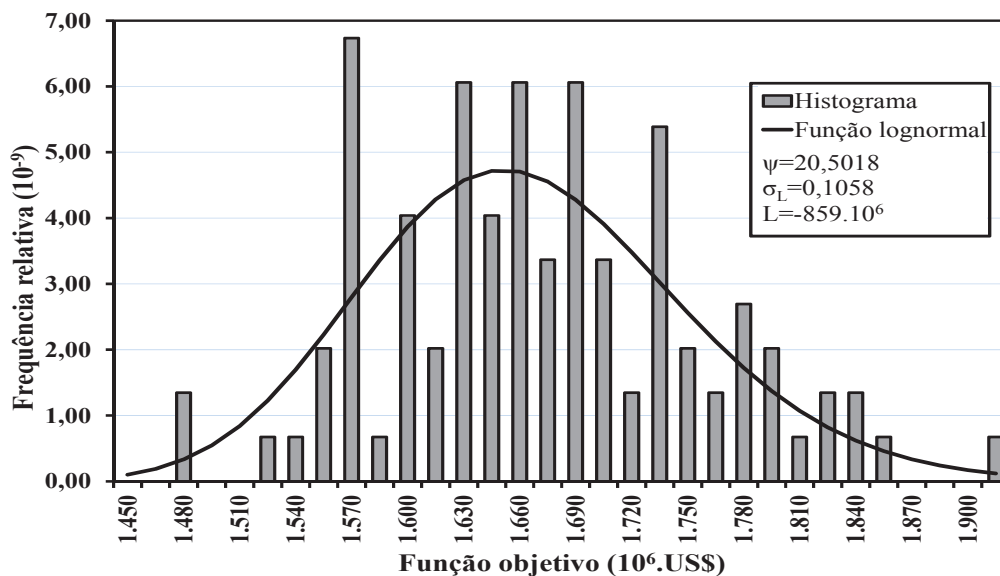


Figura 5.29: Função densidade de probabilidade ajustada para a função objetivo dos pontos ótimos.

Observa-se que a média dos valores de quantitativos de revestimentos ótimos é de 135.165 m enquanto que para a função objetivo é de US\$ 1.670 milhões, o coeficiente de dispersão calculado conforme equação 9 para o quantitativo dos recursos é de ($c=0,08$) e da função objetivo é de ($c=0,06$). Os resultados do ajustamento das funções para o quantitativo de recursos e função objetivo utilizando o aplicativo *Crystal Ball* estão nos APÊNDICES M e N.

Nas figuras anteriores são observados os quantitativos de recursos correspondentes aos percentis: inferior (P5=US\$ 1.525 milhões), superior (P95=US\$ 1.806 milhões) e média (P50=US\$ 1665 milhões) da função objetivo, como sendo: 121.000 a 125.000 m, 142.000 a 147.000 m e 124.000 a 140.000 m, as amplitudes são maiores para a média (16.000) e menores para os extremos (4.000 e 5.000), respectivamente.

Quanto mais próxima a decisão da escolha estiver do percentil superior, caracterizando um perfil conservador na tomada de decisão, maiores valores serão obtidos para a função objetivo e maiores as certezas quanto às realizações, pois considera uma maior probabilidade de ocorrências, traz como consequência a necessidade de aumento na aquisição das quantidades de recursos e aumento nos custos de aquisição destes recursos, por outro lado o tomador de decisão avesso ao risco utilizará os valores de percentil inferior, são quantidades menores e custos maiores de aquisição. Observa-se que tomando decisão com base unicamente no caso base (sem considerar os riscos) é conservadora conforme explicado anteriormente.

Na figura 5.30 são observadas: a função objetivo acumulada, as receitas acumuladas e os custos totais acumulados ao final do planejamento (t_2) para cada situação de quantitativo de recursos. Observa-se que receita acumulada tem tendência de acréscimo em seus valores até a região dos pontos ótimos (máximos valores da função objetivo), a partir da qual se mantém estável, a função objetivo acumulada tem o mesmo comportamento do início do planejamento até a região dos pontos máximos, mas com maior inclinação, porém a partir desta região há um decréscimo na tendência. Para os custos totais ocorre o contrário, do início até a região dos pontos máximos há decréscimo na tendência e a partir desta região ocorre um acréscimo.

A função objetivo tende a diminuição a partir da região de pontos máximos porque os termos da equação relativa aos custos são crescentes enquanto a receita é estável, conforme mencionado acima.

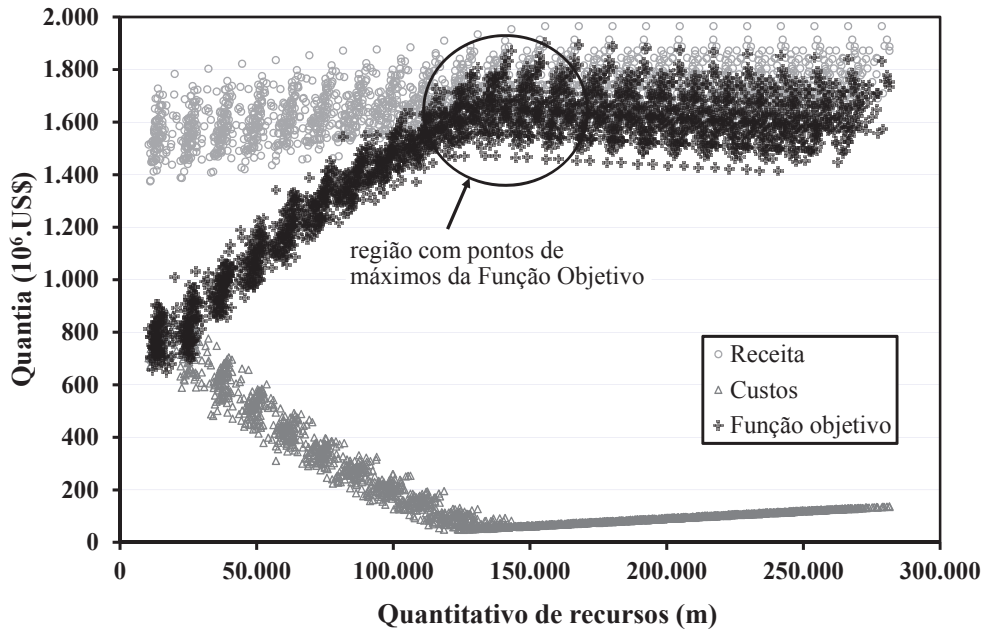


Figura 5.30: Receita acumulada, custos totais acumulados e função objetivo acumulados ao final do planejamento

Na figura 5.31 é mostrado o detalhe da região de pontos máximos da função objetivo e acrescentado os pontos obtidos pelo algoritmo genético, comprova-se novamente a coerência do algoritmo genético, agora com os dados reais. A não coincidência entre pontos da função objetivo e do algoritmo genético é porque para o cálculo do ponto ótimo com o algoritmo genético é dividido o intervalo de pesquisa (t_0 a t_2) em 32.768 pontos enquanto para função objetivo é de apenas 10 pontos, deixando o algoritmo genético com maior precisão.

Na figura 5.32 são observados os custos acumulados no final do planejamento para a aquisição e estocagem, falta do recurso (casos A e B) e os totais em relação ao quantitativo de recursos disponível no início do planejamento. Os custos acumulados da falta de recurso seguem uma tendência de queda do início ao final do planejamento, pois o investimento devido a falta do recurso tende a ser menor a medida que temos o quantitativo para cumprir a campanha de poços, os custos acumulados de compra e estocagem tem tendência contrária ao anterior, subindo seus

custos a medida que temos aumento de quantitativos para cumprir a campanha, os custos acumulados totais seguem a tendência de queda até certa região quando inverte a tendência para acréscimo a medida que aumentamos o quantitativo de recursos.

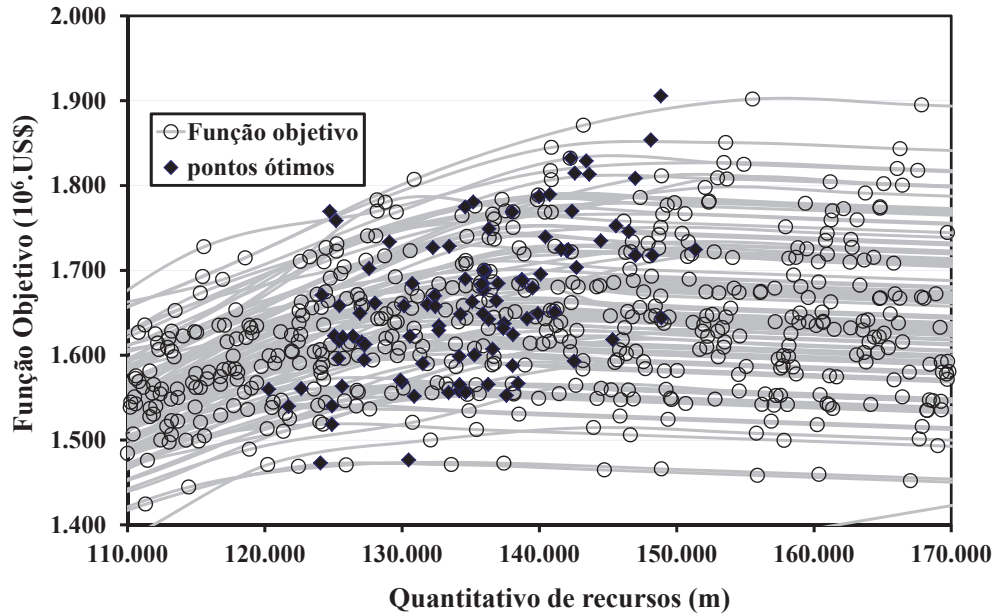


Figura 5.31: Gráfico detalhes da função objetivo e pontos ótimos

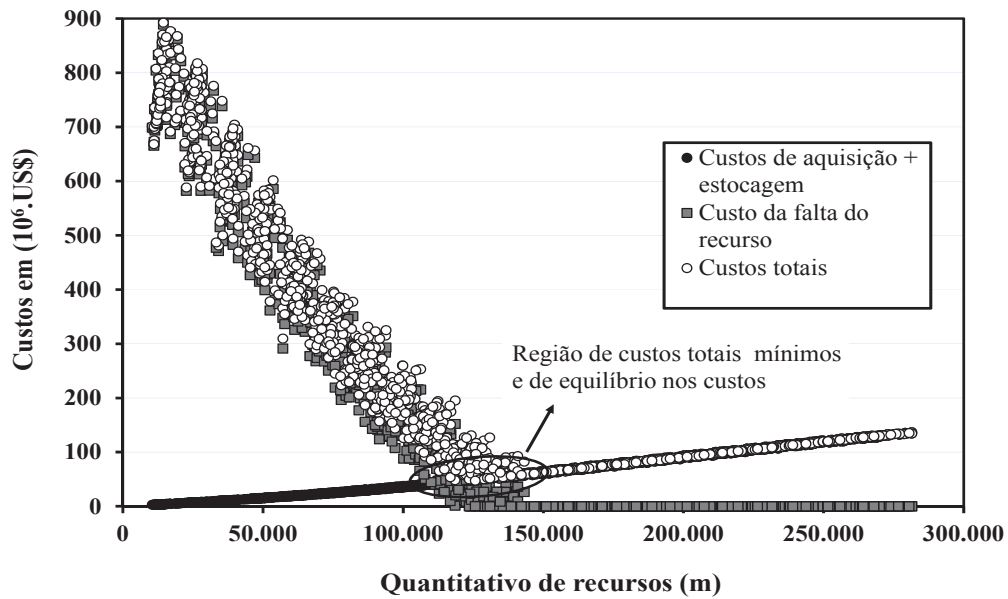


Figura 5.32: Custos acumulados de aquisição e de estocagem, e da falta de recurso

Uma região de interesse é justamente onde ocorre a inversão da tendência dos custos totais por constituir referência para a tomada de decisão caso a decisão se baseie unicamente nos custos acumulados, neste caso a região aponta quantidades dos recursos entre 124.000 e 153.000 e custos acumulados entre 48 e 63 milhões de dólares e que ocasionam o início do *backlogging* entre 11,27 e 12 meses. Esta abordagem de tomada de decisão ficou muito próxima a da otimização da função objetivo.

Uma opção de julgamento é verificar o que é mais vantajoso: comprar certa quantidade e estocar ou admitir a falta de recursos e comprar em emergência assumindo os custos de não realização dos poços? Observa-se que existe uma região de pontos de equilíbrio entre os dois custos, os valores do quantitativo de recursos situam-se entre 110.000 a 137.000 m e o tempo para ter o início do *backlogging* entre 9,35 e 11,40 meses, ficando os custos entre 41 e 55 milhões de dólares. Em comparação com a tomada de decisão com base nos custos totais propicia menores custos acumulados, porém oferece antecipações do início do *backlogging*.

5.6. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade nos mostra a influência das variáveis na resposta final da função objetivo, apontando as variáveis mais significativas em relação ao caso base considerado (função objetivo de US\$ 1.923.804.672,00), neste contexto podemos verificar o comportamento de 12 variáveis que compõem a função objetivo, a métrica é a relação entre a taxa de acréscimo ou decréscimo das variáveis e da resposta da função objetivo em relação ao caso base, verificando o seu comportamento gráficos com repetidas alterações, conforme mostra a figura 5.33. Observa-se nesta figura que as variáveis: taxa mínima de atratividade (A), intervalo de tempo entre início do poço e início da produção (L), e taxa de declínio do campo (H) apresentam relação inversa a taxa da função objetivo, ao diminuírem seus valores relativos a função objetivo aumenta seu valor de maneira exponencial e ao aumentarem seus valores relativos ocorre uma diminuição dos valores da função objetivo, mas de maneira menos pronunciada, as variáveis: probabilidade de ocorrência de petróleo (F), probabilidade de ocorrência de determinado volume de petróleo (G), vazão inicial do campo (E) e o Brent (C), apresentam relação direta, enquanto as variáveis: tempo entre leilão e início do poço (K), gastos exploratório (M), fator devido a compra em emergência (I),

fator devido a estocagem (J), custo do revestimento (B) e probabilidade de perda do bloco(D), praticamente não perturbam a função objetivo, isto porque não há falta de recurso para atender a demanda de poços.

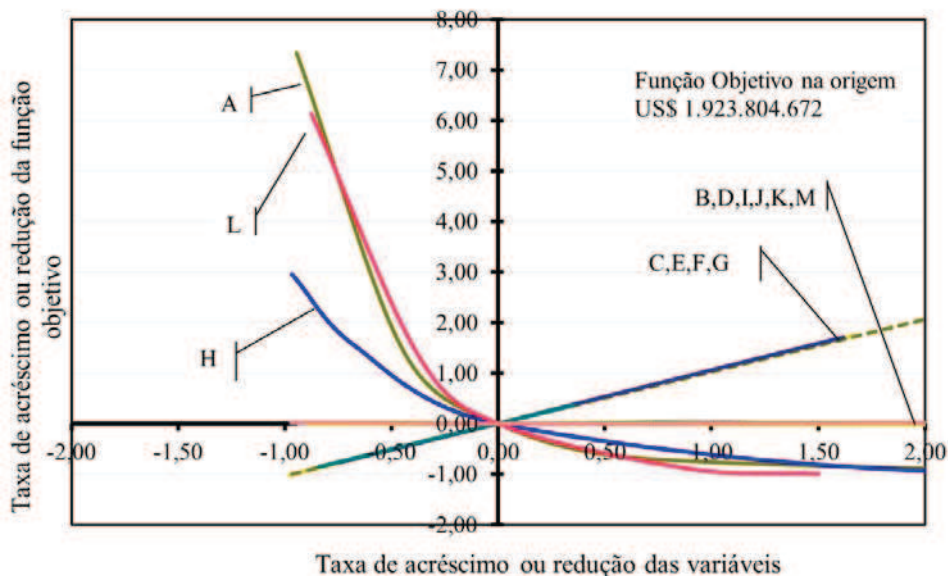


Figura 5.33: Gráfico spider considerando todos os recursos adquiridos.

A figura 5.34 representa o mesmo gráfico spider, porém considerando a situação de ter adquirido poucos recursos no início do planejamento, ou seja, não ter revestimento suficiente para cumprir a o cronograma de poços. Verificando a influência das variáveis na função objetivo ao final do planejamento observa-se o mesmo comportamento para as variáveis mais significativas, taxa mínima de atratividade (A), intervalo de tempo entre início do poço e início da produção (L), e taxa de declínio do campo (H), porém ao diminuir os valores relativos o aumento da função objetivo é mais pronunciado, o mesmo se verifica com as variáveis: probabilidade de ocorrência de petróleo (F), probabilidade de ocorrência de determinado volume de petróleo (G), vazão inicial do campo (E) e o Brent (C), as demais variáveis praticamente não alteram a função objetivo a exceção do intervalo de tempo entre leilão e início do poço (K) que apresenta relação inversa e pequena variação na função objetivo.

Observa-se, comparando ambos gráficos, que esta situação de falta de recurso é mais sensível em relação a ter todos os recursos, por exemplo, para a curva de taxa de declínio, uma

variação de -0,5 nesta variável propicia uma variação de 2,0 na função objetivo enquanto que para a situação com todos os recursos adquiridos esta mesma variação altera em apenas 1,0 a função objetivo.

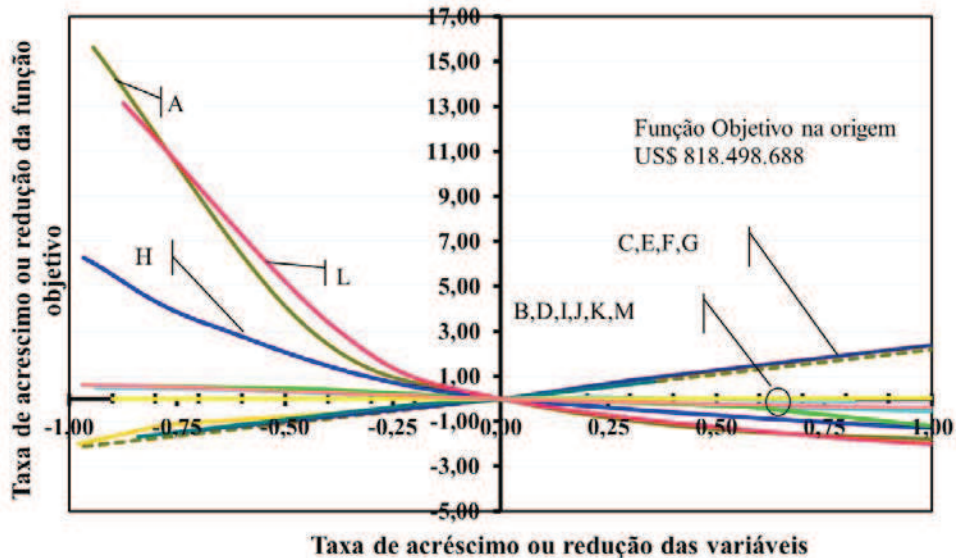


Figura 5.34: Gráfico spider considerando não tendo adquirido os recursos no início do planejamento.

5.7. Tomada de decisão

As cópulas, cujo embasamento teórico foi explicado no capítulo 3, item correspondente a cópulas, e cujo método para tomada de decisão com uso da cópula foi explicado no capítulo 4, foram utilizadas para a composição da função de distribuição conjunta entre a variável função objetivo e o quantitativo de recursos dos pontos ótimos, aplicou-se a metodologia para a tomada de decisão sobre o quantitativo ótimo de revestimentos a adquirir por uma empresa de petróleo construindo poços nos reservatórios do pré-sal, e cujos resultados são apresentados nesta seção.

Primeiramente observa-se na figura 5.27 a disposição dos 100 pontos ótimos plotados no plano cartesiano se concentrando ao redor de um centro, excetuando o *outlier* (ponto com 224.411 m de revestimento e 1.760 milhões de US\$ da função objetivo), e não se observa de forma nítida dependências existentes na cauda superior ou inferior, o que visualmente nos leva a crer que o modelo de cópula de *Frank* seja o mais conveniente dentre os modelos Arquimedianos.

Foi obtido o coeficiente de *Kendall* (τ) para os 99 pontos ótimos, resultando numa combinação de 4851 pares que representa o tamanho da amostra, sendo 3372 de pares concordantes e 1479 de pares discordantes, aplicando a equação 11 obtém-se o valor ($\tau=0.39$) para o coeficiente de *Kendall*, o que indica um baixo grau de associação positiva entre os dados, enquanto o coeficiente de correlação de *Pearson* calculado conforme equação 10 para os 99 pontos apresenta o valor ($R=0.56$), o que indica também baixa correlação linear positiva. Ambos os coeficientes são concordantes quanto à tendência positiva da relação e associação, porém não coincidentes em seus valores. A seguir serão ajustadas aos dados as três cópulas Arquimedianas: *Frank*, *Clayton* e *Gumble-Hougaard*, e verificada qual destas cópulas melhor representa a função de distribuição conjunta conforme critério de comparação com a cópula empírica. As funções marginais do quantitativo ótimo de recursos e da função objetivo foram determinados no item 5.5, foi obtida a função lognormal ($\psi=20,5018$; $\sigma_L=0,1058$) para a função objetivo, e a função normal ($\mu=135.165$; $\sigma=7.158$) para o quantitativo de recursos.

Utilizando a cópula Arquimediana de *Frank* representando a função de distribuição conjunta, e as equações específicas 81 a 84, é obtido o valor da função de *Debay* (D_K) para várias possibilidades do parâmetro da curva (θ), escolhendo aquele cuja relação iguale o coeficiente de *Kendall* ($\tau=0.39$), foi obtido para o valor o parâmetro ($\theta=4,06$), uma vez determinado o parâmetro fica também definida a cópula, resultando na sua forma final conforme equação 105.

$$C(u,v) = -\frac{1}{4,06} \ln \left(1 + \frac{\left(e^{-4,06u} - 1 \right) \left(e^{-4,06v} - 1 \right)}{\left(e^{-4,06} - 1 \right)} \right) \quad (105)$$

A cópula de *Clayton*, definida pelas equações 75 a 77 e cujo parâmetro da curva utilizando o coeficiente de *Kendall* ($\tau=0.39$) previamente calculado, resulta no coeficiente da curva ($\theta=1,28$), e na forma final conforme equação 106.

$$C(u,v) = \left(u^{-1,28} + v^{-1,28} - 1 \right)^{-\left(\frac{1}{1,28} \right)} \quad (106)$$

A cópula de *Gumble-Hougaard*, definida pelas equações 78 a 80 tem seu parâmetro calculado em ($\theta=1,64$), e a forma final pela equação 107.

$$C(u,v) = e^{-\left\{ \left[(-\ln(u))^{1,64} + (-\ln(v))^{1,64} \right]^{\frac{1}{1,64}} \right\}} \quad (107)$$

A estimativa da cópula empírica adotando o método de Ané e Kharoubi (2003) para o número de variáveis ($n=2$) e número de amostras ($T=99$), conforme equação 87 apresenta após substituição das variáveis a forma final representada pela equação 108.

$$\hat{C}(T)\left(\frac{t_1}{99}, \frac{t_2}{99}\right) = \frac{1}{99} \cdot \sum_{t=1}^{99} \prod_{i=1}^2 I(r_i^t \leq t_i) \quad (108)$$

A pesquisa da melhor cópula Arquimediana dentre as apresentadas no trabalho foi baseada no método gráfico e no critério de *Cramér-Von-Misses* para a seleção. Os gráficos “QQ plot” como um segundo critério, mostram a relação entre a cópula empírica e a cópula Arquimediana, quanto mais afastados forem os pontos da reta de referência, com coeficiente angular de 45°, significa menos aderência ao modelo empírico daquele ponto. As cópulas de *Frank* (figura 5.37) e de *Gumble-Hougaard* (figura 5.36) são visualmente muito aderentes à referência, enquanto a cópula de *Cleyton* (figura 5.35) é a menos aderente. O resultado da seleção utilizando o critério de *Cramér-Von-Misses*, conforme figura 5.38, também indica as cópulas de *Frank*, valor acumulado de (0,0025) e de *Gumble-Hougaard*, valor acumulado de (0,003), como as mais representativas aos dados devido os baixos valores acumulados a medida que se caminha na escala da frequência relativa acumulada da cópula empírica, a cópula de *Cleyton* apresenta valor acumulado de (0,0134), neste critério não tem interesse o comportamento das curvas ao longo do caminho. Portanto, ambos os critérios de seleção foram coincidentes em suas interpretações, escolhendo-se para representar o problema a cópula de *Frank*, correspondente ao mínimo valor pelo critério de *Cramér-Von-Misses*.

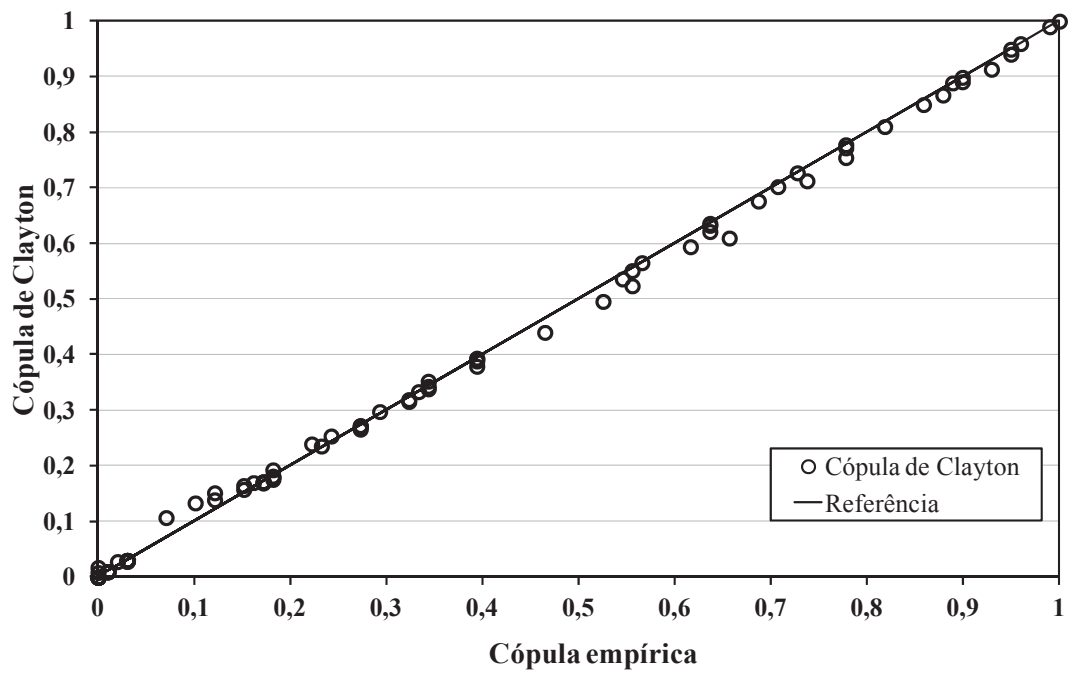


Figura 5.35: Gráfico “QQ plot” entre a cópula empírica e cópula de *Clayton*

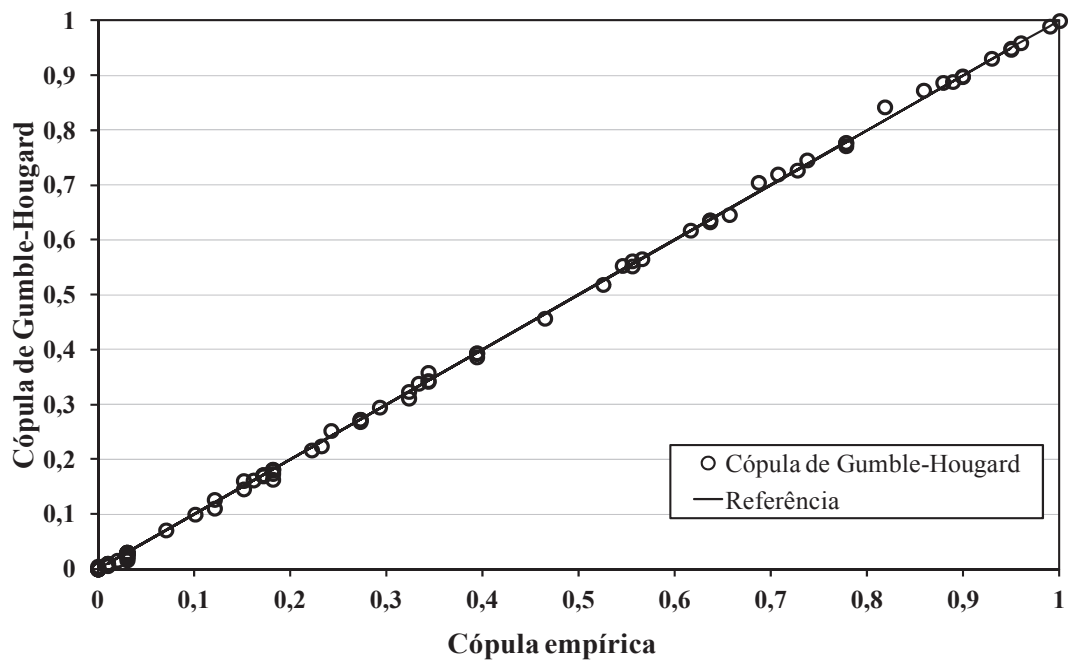


Figura 5.36: Gráfico “QQ plot” entre a cópula empírica e a cópula de *Gumble-Hougard*

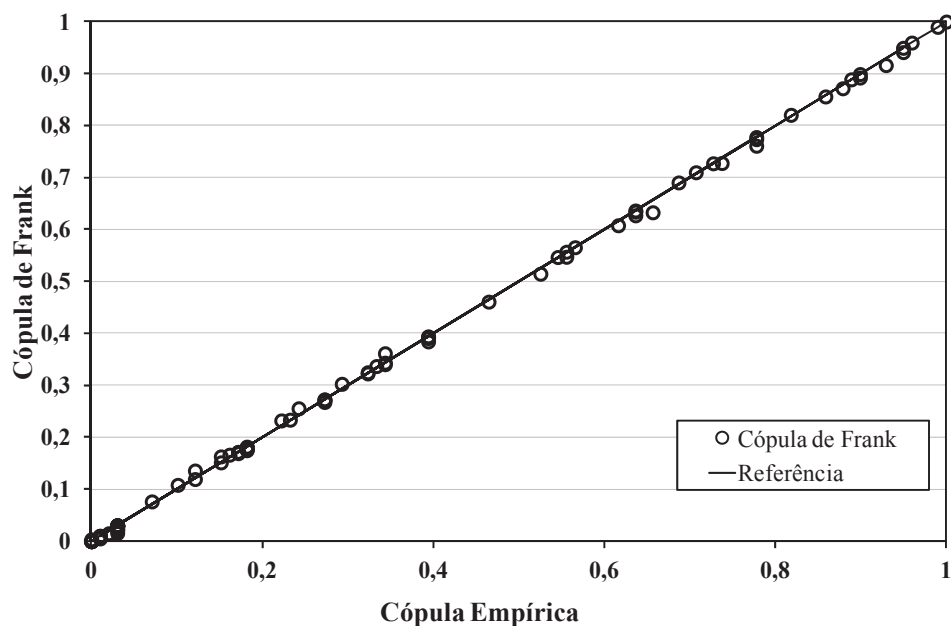


Figura 5.37: Gráfico “QQ plot” entre a cópula empírica e a cópula de *Frank*

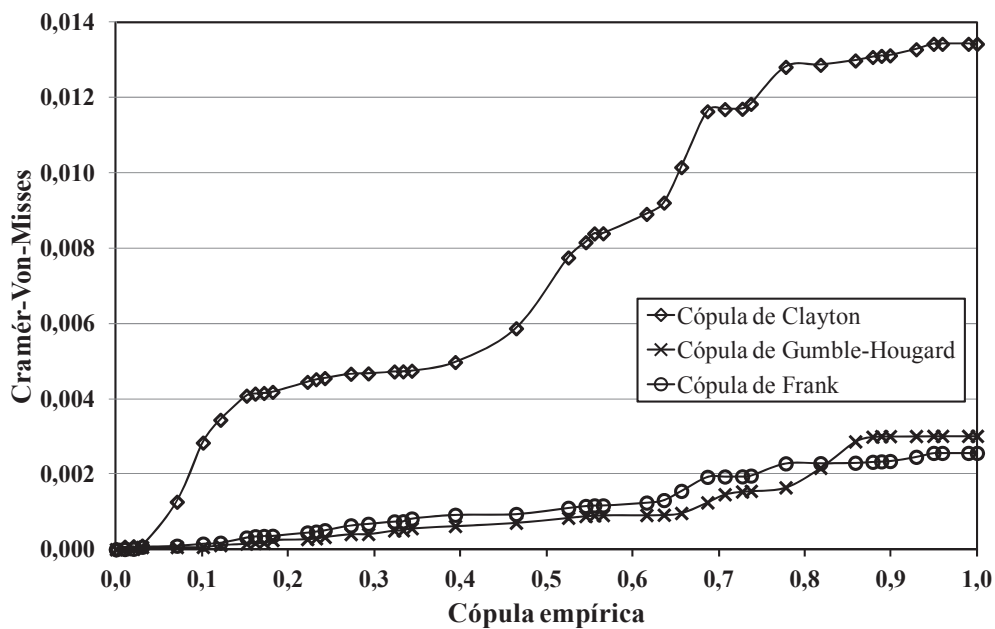


Figura 5.38: Gráfico do critério de *Cramér-Von-Mises*

Efetuada simulação pelo método de *Monte Carlo* conforme descrito por EMBRECHTS, LIMDSKOG E MCNEIL (2001), no item sobre cópulas, a figura 5.39 representa o resultado de 1000 iterações utilizando a cópula de *Frank* ajustada, em comparação aos dados originais do

quantitativo de recursos (revestimentos) e da função objetivo, isto possibilita a análise daquelas regiões do espaço amostral onde os dados são escassos, identificando valores extremos de máximos e mínimos das variáveis.

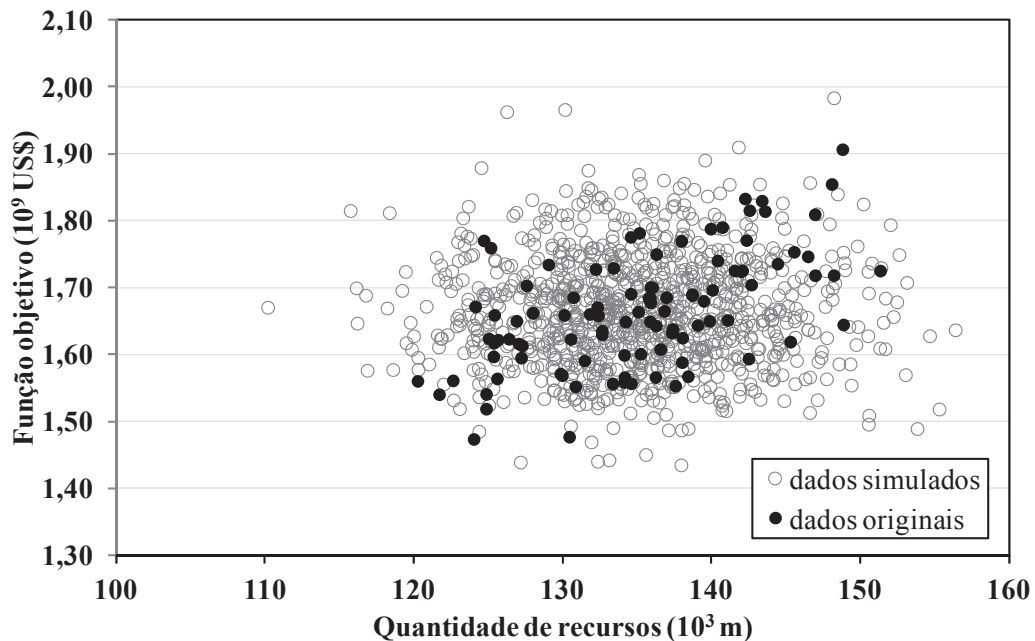


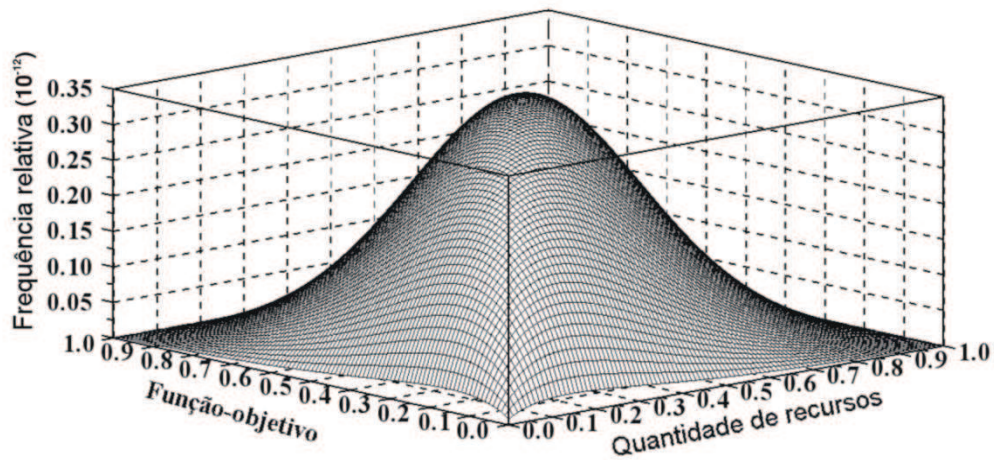
Figura 5.39: Dados simulados utilizando a cópula de *Frank* e os dados originais

O teste de *Hotelling* para verificar a hipótese nula de igualdade entre as variáveis explicativas: quantitativo de recursos e função objetivo das cópulas de *Frank* e cópula empírica, para o grau de liberdade 2, significância de 5%, e 1000 pontos gerados por simulação para a cópula de *Frank*, apresenta ($T^2 = 0,516$) e estatística ($F = 0,257$), e portando ($T^2 < F$), se aceita a hipótese que ambos os modelos tem mesma média, ou seja, o modelo de cópula de *Frank* é representativo. O software utilizado foi o *SIMFIT 6.0*. e o resultado encontra-se no APÊNDICE R.

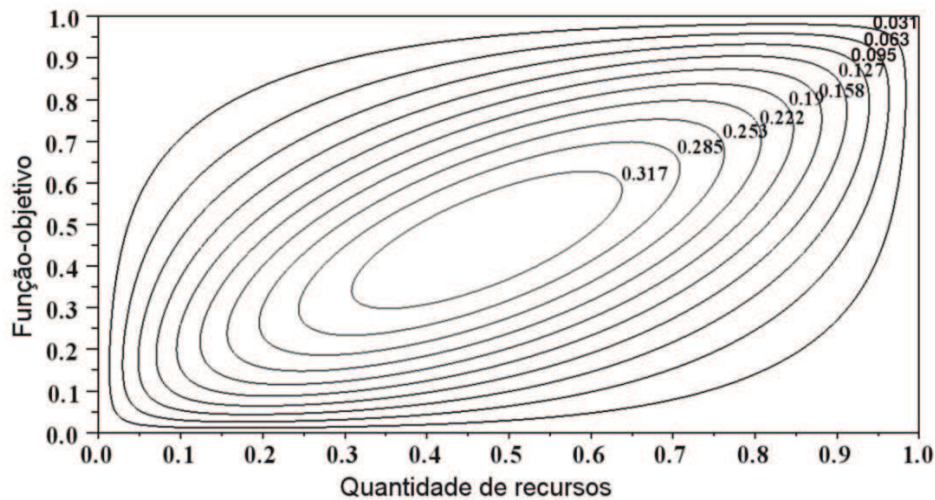
Os testes utilizando a estatística *t de Student* para verificar a igualdade entre as médias da variável resposta dos dois modelos de cópulas e a estatística *F* para verificar a igualdade entre variâncias estão no APÊNDICE S. Verificam-se tanto para a média (t calculado $<$ t crítico bicaudal) quanto para a variância (F calculado próximo de 1, e F calculado $>$ F crítico) que as hipóteses nulas são verdadeiras, considerando significância de 5%, e 10000 pontos gerados.

Os limites inferiores e superiores para o parâmetro teta da cópula de *Frank* (θ), considerando certo nível de significância, não foram determinados para este trabalho devido a complexidade computacional, porém é possível obtê-los através de técnica de reamostragem de *bootstrap*, onde são gerados grandes números de amostras por simulação de *Monte Carlo*, isto é feito a partir da simulação do portfólio de poços, do início do processo; sendo que para cada amostra é determinado novos pontos ótimos, ajustadas nas novas curvas das funções marginais, calculado os novos tau de *kendall* e os novos parâmetro de teta com base no modelo da cópula de *Frank*, ao final é efetuada estatística para determinar o valor médio e variância do parâmetro teta, estes valores são utilizados para o teste da hipótese nula da média ser igual a populacional com base na estatística *t de Student* e da hipótese nula da variância em ser igual a populacional com base na estatística *F de Fisher*. Estima-se para este problema, supondo 1000 amostragens de 100 pontos ótimos cada uma e utilizando o mesmo algoritmo desenvolvido, tempo computacional de 2000 dias. A técnica de *bootstrap* poderá ser encontrada em MEEKER e ESCOBAR (1998).

A seguir são apresentadas as figuras que resultaram da combinação de 100 valores da frequência relativa acumulada ou função de distribuição marginal da variável quantidade de recursos e 100 valores da função objetivo, bem como as suas respectivas funções inversas, que formam um “*grid*” e geram superfícies interpoladas. A figura 5.40 representa a superfície da função densidade conjunta em função das suas funções de distribuição marginal do quantitativo de recursos e da função objetivo, sendo que para melhor entendimento da topologia foi gerada a figura 5.41 que representada às curvas de níveis desta superfície, curvas de nível apresentam os pontos de iso valores desta superfície, para tal é necessário interpolar nos pontos onde não há valores medidos, isto pode ser feito através do ajuste de uma superfície quadrática, o aplicativo utilizado para isso foi o “*Scilab*”. Observa-se neste gráfico uma assimetria em relação aos eixos que passam pelo eixo da figura, maior frequência relativa caracteriza a sua moda e igual a $(0,348 \cdot 10^{-12})$ no ponto onde a função marginal da quantidade de recursos é igual a (0,47) e da função objetivo é igual a (0,46), em sua porção central apresenta forma elíptica, e seus extremos em curvas fechadas e suaves.



Figura² 5.40: Gráfico da função densidade de probabilidade conjunta e suas funções marginais.



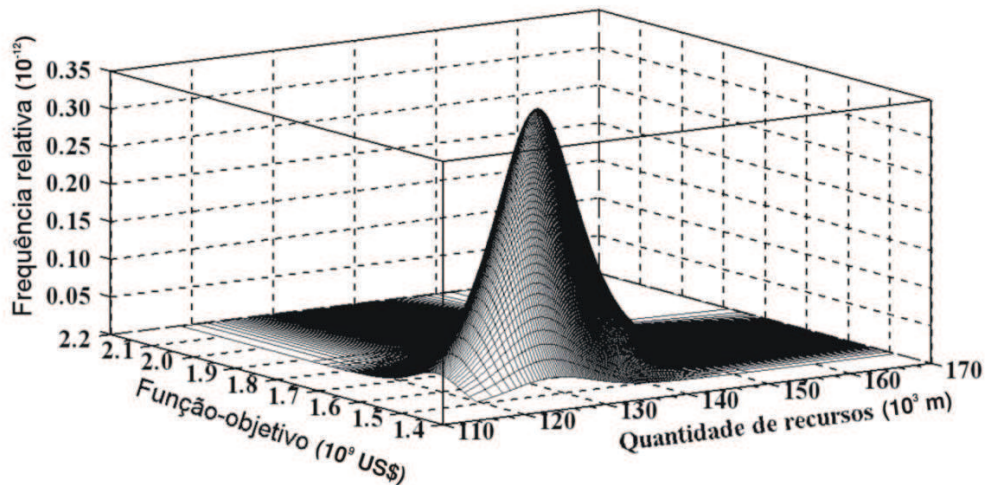
Figura³ 5.41: Gráfico das curvas de níveis da função densidade de probabilidade conjunta em frequência relativa (10^{-12}) e suas funções marginais

O gráfico da superfície (figura 5.42) e das curvas de nível (figura 5.43) da função densidade de probabilidade agora com as variáveis: quantidade de recursos e função objetivo, sendo representadas pelas suas funções marginais inversas. Observa-se novamente a forma elíptica das

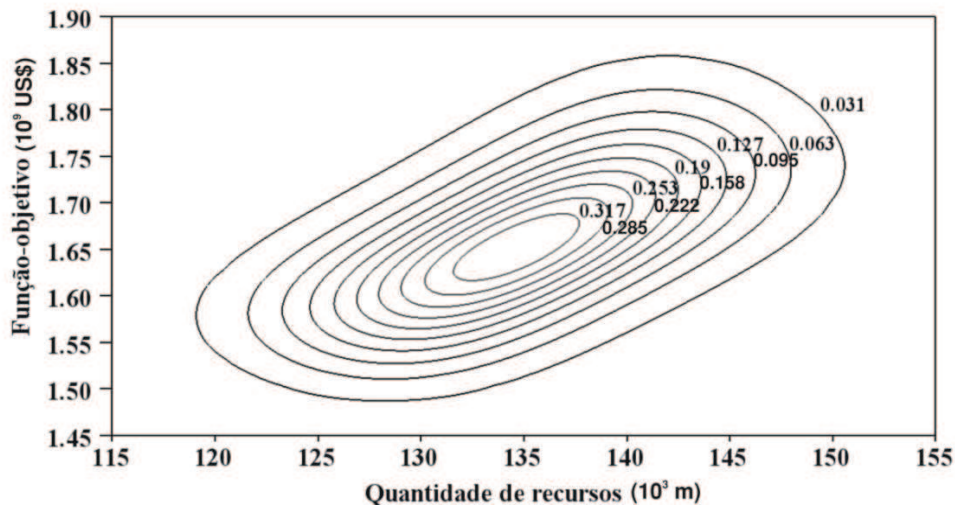
² A figura apresenta parte decimal separada da parte real através de ponto flutuante

³ Conforme nota 1.

curvas de nível e sua média situa-se no ponto onde a quantidade de recursos é igual a (134.626 m) e a função objetivo igual a (US\$ 1,651.10¹²).



Figura⁴ 5.42: Gráfico da função densidade de probabilidade e suas funções marginais inversas.



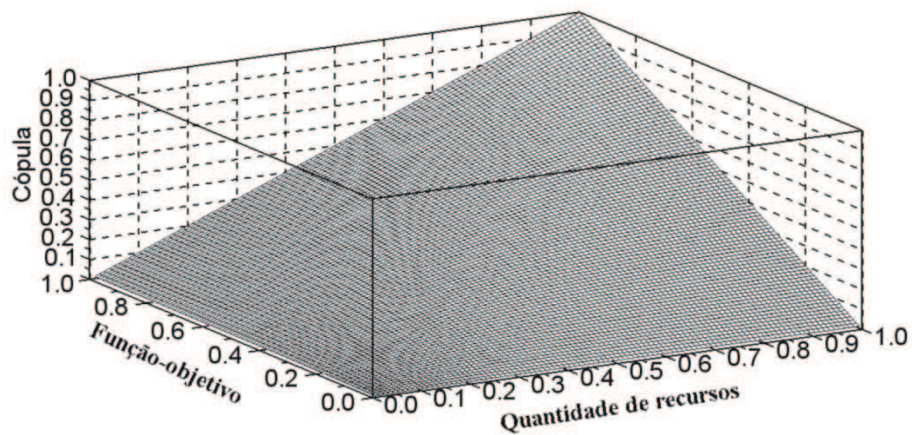
Figura⁵ 5.43: Gráfico das curva de níveis da função densidade de probabilidade conjunta em frequência relativa (10⁻¹⁵) e suas funções marginais inversa.

Os gráficos da figura 5.44e da figura 5.45 representam a superfície e as curvas de nível da função de distribuição de probabilidade acumulada aproximada pela cópula e os valores das

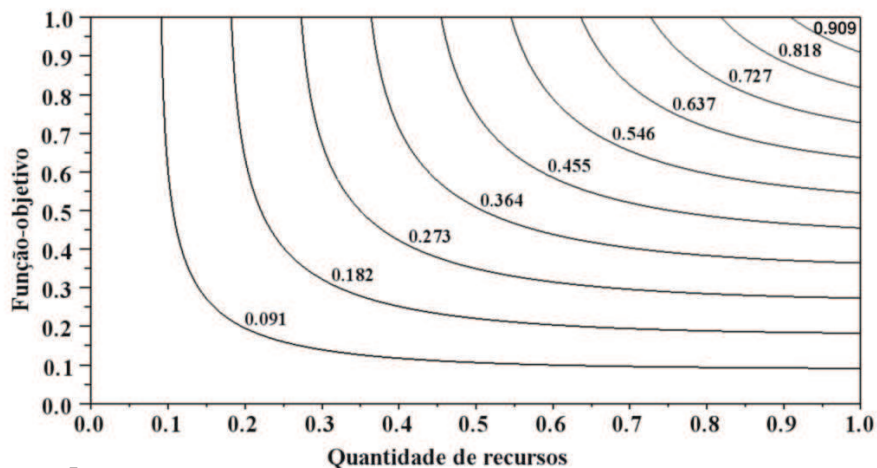
⁴ A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante

⁵ A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante

funções marginais das variáveis: quantitativo de recursos e função objetivo. Uma determinada curva de nível, que representa uma probabilidade da função conjunta, delimita perfeitamente os limites das duas variáveis, sendo uma ferramenta de grande utilidade para o tomador de decisão. É possível ter a média da distribuição, cópula igual a (0,5) na curva formada pelos extremos: quantidade de recursos entre (0,5 e 1,0) e função objetivo entre (0,5 e 1,0).



Figura⁶ 5.44: Gráfico da cópula e das funções marginais

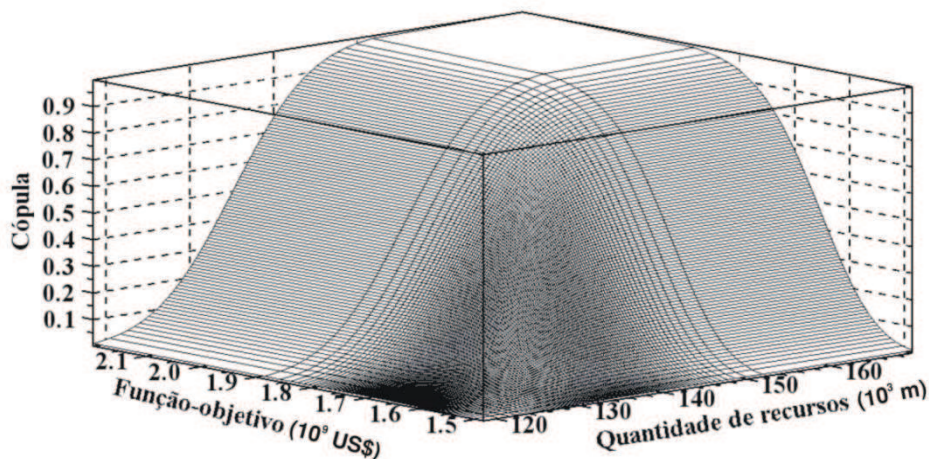


Figura⁷ 5.45: Gráfico das curvas de níveis da cópula e das funções marginais

⁶ A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante

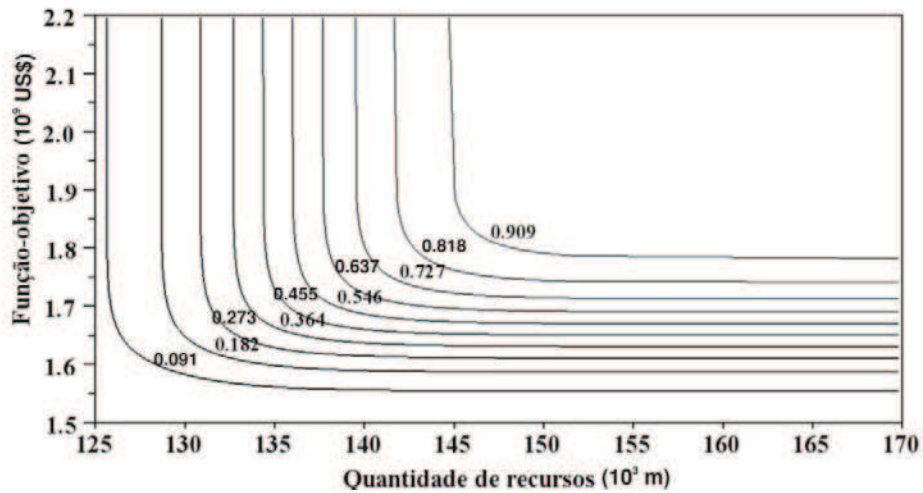
⁷ Mesma observação da nota 5.

Os gráficos a seguir da superfície (figura 5.46) e das curvas de nível da cópula (figura 5.47), em função das marginais inversas da quantidade de recursos e da função objetivo mostram o caráter prático deste estudo, pois é possível para o tomador de decisão, uma vez escolhido o nível de risco para o empreendimento conforme um pré-julgamento efetuado, verificar quais valores correspondem ao mínimo quantitativo de recursos e a máxima função objetivo. Supondo que foi escolhido o percentil de (0,727) ou (72,7%) para a tomada de decisão, observa-se que a quantidade de recursos mínima corresponde a (140.10^3 m) com função objetivo mínima de $(\text{US\$ } 1,80.10^{12})$ e máxima de $(\text{US\$ } 2,20.10^{12})$, abaixo desta quantidade de recursos ocorre uma diminuição do percentil da cópula, e portanto não atendendo a premissa inicial de risco, a partir da quantidade de recursos de (143.10^3 m) observa-se que a função objetivo é de $(\text{US\$ } 1,73.10^{12})$ e tende a manter-se neste valor a medida que aumenta a quantidade de recursos, ou seja, não vale a pena investir em mais recursos porque não haverá ganhos expressivos, conclusão: deve-se adquirir quantitativo de recursos entre $(140.10^3 \text{ e } 143.10^3 \text{ m})$, os 02 pontos de transição da curva e os trechos retos, com predileção ao menor valor. Outra abordagem é pré definir a quantidade de recursos e verificar o percentil da cópula e o valor da função objetivo.



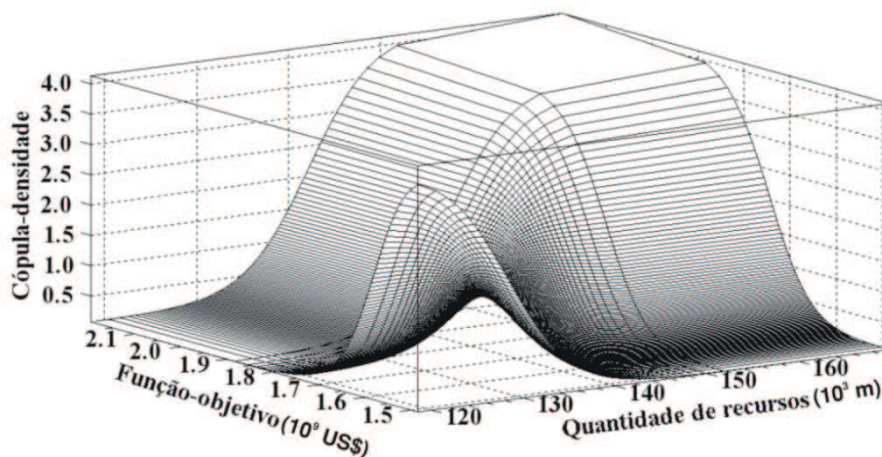
Figura⁸ 5.46: Gráfico da cópula em função de suas marginais inversa

⁸ A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante



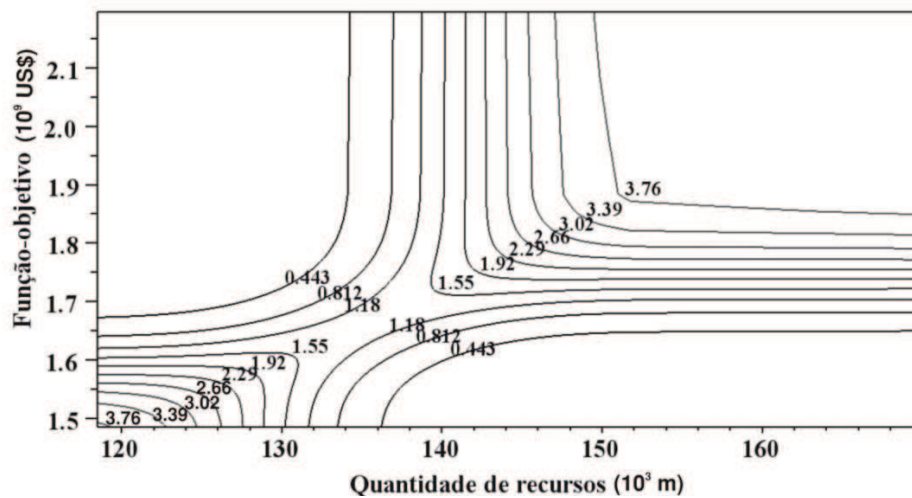
Figura⁹ 5.47: Gráfico das curvas de nível da cópula em função de suas marginais inversa

Os gráficos de superfície, figura 5.48 e das curvas de nível, figura 5.49, representam a densidade da cópula em função de suas marginais inversas para a cópula de *Frank*. Enquanto as figuras 5.50 e 5.51 representam a densidade da cópula em função das suas marginais. Observam-se nestas figuras as deformações nos pontos extremos, topologia característica da cópula de *Frank*, onde as maiores frequências situam-se nos extremos.

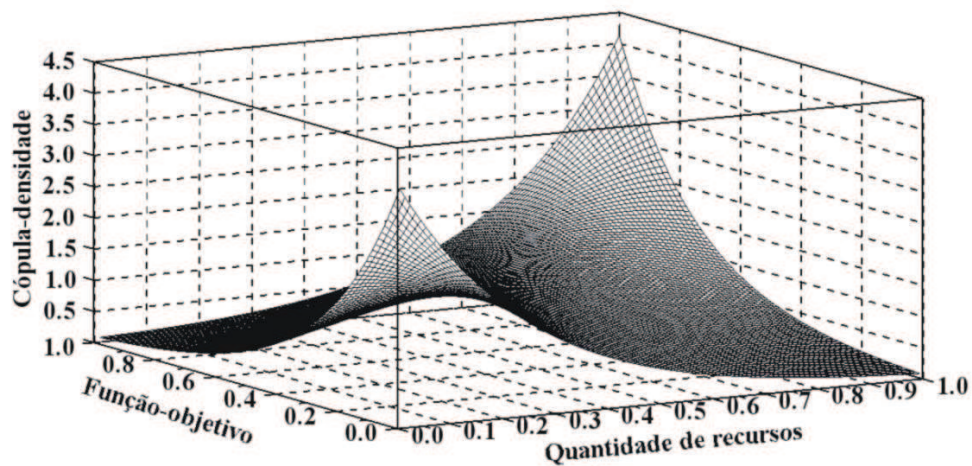


Figura¹⁰ 5.48: Gráfico densidade da cópula em função de suas marginais inversa

⁹ A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante



Figura¹¹ 5.49: Gráfico das curvas de nível da densidade da cópula em função de suas marginais inversa

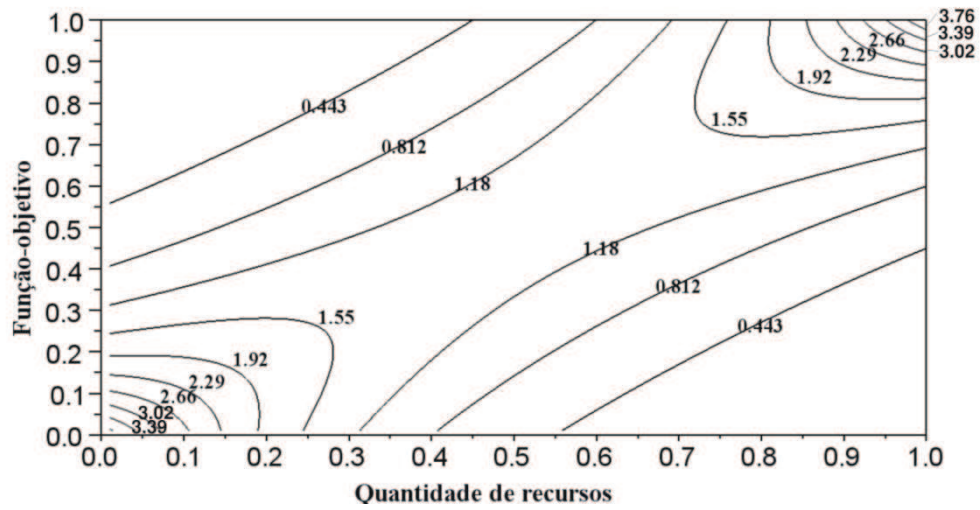


Figura¹² 5.50: Gráfico da densidade da cópula em função de suas marginais

¹⁰ A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante

¹¹ Mesma observação da nota 9.

¹² A figura encontra-se com a parte decimal dos números separadas da parte inteira através de ponto flutuante



Figura¹³ 5.51: Gráfico das curvas de nível da densidade da cópula em função das marginais

¹³ Mesma observação da nota 11.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este trabalho cumpriu o objetivo principal de desenvolver uma metodologia que possibilita a determinação do quantitativo ótimo dos recursos materiais utilizados na construção dos poços de petróleo, este assunto tem grande relevância para a indústria petrolífera, pois a falta destes recursos impactam negativamente as metas de produção e de descoberta de novos campos de petróleo. Tem grande importância para a academia por ser o primeiro trabalho acadêmico com este objetivo, conforme constatado pela revisão bibliográfica, ele registra a pesquisa de diferentes modelos matemáticos e a construção e comprovação da metodologia através de um caso prático tendo por base de projeto os poços do pré-sal.

A seguir as conclusões mais relevantes dos capítulos passados.

Conclusões sobre o capítulo da revisão bibliográfica

Não foram encontrados trabalhos acadêmicos que tivessem como objeto de pesquisa os recursos materiais dos poços de petróleo e nem de métodos que obtivessem seus quantitativos ótimos.

Conclusões do capítulo sobre fundamentos

A metodologia foi desenvolvida segundo os conceitos da teoria sobre inventário e supply chain, engenharia de poço, estatística, simulação estocástica, algoritmo genético e cópulas, sua utilidade, facilidade e eficácia foi plenamente comprovada através dos resultados obtidos pelo caso prático do portfólio de poços marítimos que teve por base o cenário do pré-sal.

Houve a necessidade de adquirir conhecimentos em disciplinas que não são comuns para a engenharia de petróleo, mas que foram fundamentais para a construção da metodologia, é o caso da teoria sobre inventários que emprestou as conceituações sobre fluxo de materiais e como

modelar esta dinâmica, disto originou a equação da função objetivo que considera os termos de receitas e dos custos diretos e indiretos devidos o excesso ou a falta do material.

Outra disciplina é a da simulação e modelagem, seus conceitos possibilitaram construir aplicativo que simula utilizando o método de *Monte Carlo* para o portfólio de poços, cenários de necessidades dos materiais ou demanda ao longo de um período de planejamento.

A utilização de algoritmos genéticos foi importante porque o método possibilitou tratar a complexidade do problema, o de grande número de variáveis inteiras e reais que é característico em portfólio e de permitir o uso de modelos de demanda mais sofisticados, fornecendo as respostas dos pontos ótimos para cada cenário, este método foi comprovado para uma equação trigonométrica.

O conhecimento sobre cópulas possibilitou a construção da função de distribuição de probabilidade conjunta entre os quantitativos de recursos ótimo obtidos pela otimização e os valores da função objetivo, facilitando substancialmente o tomador de decisão quanto qual valor de quantitativo de recurso é o ideal para uma determinada situação de risco ou confiança.

Conclusões do capítulo sobre modelagem teórica

Foi comprovada a eficácia do aplicativo e do método de simulação confrontando as saídas com o aplicativo comercial *Primavera Risk Analyser*, com pequeno erro entre as médias das distribuições, -5,6% para o quantitativo de recursos materiais do aplicativo.

A função objetivo que considera receitas e gastos calculados segundo a teoria de inventário se mostrou superior caso utilizasse somente os custos do recurso para a tomada de decisão, pois a decisão é com base nos casos mais lucrativos e não somente os menos custosos.

Diante do resultado obtido pela metodologia é recomendável sua utilização nos processos que envolvam decisões sobre quantitativos de recursos a adquirir e nas situações de retro análise dos problemas de scheduling, redefinindo o sequenciamento de poços até uma condição mais lucrativa do portfólio, isto é verificado quando o resultado da otimização da função objetivo não está no final do planejamento, ou seja, é vantajoso ter o *backlogging*, ou a falta do recurso a partir

daquele estágio de tempo até o final do planejamento, pois os custos de estocagem e de aquisição do recurso serão superiores aos custos da falta do recurso.

Não há aplicativos disponíveis no mercado que promovam após a geração dos cenários de necessidade de material por simulação de *Monte Carlo* a otimização dos cenários e ainda forneça a função de distribuição de probabilidade conjunta obtida pelo método das cópulas para o tomador de decisão.

O ideal para a cadeia de suprimento e para a empresa é que haja a otimização de todo o fluxo de movimentação do recurso, do fabricante para a empresa que o adquiriu e desta para o local de aplicação, modelando não somente o quantitativo ótimo, mas as capacidades ótimas dos armazéns, as localizações ótimas dos centros de distribuição, tipos de transportes ótimos, roteamentos e sequenciamentos ótimos. O todo é um problema difícil de resolver devido ao número de variáveis e surgimento de objetivos conflitantes.

Conclusões do capítulo sobre o caso prático

Os dados do caso prático foram de difícil obtenção nos meios tradicionais de pesquisa, principalmente os referentes a custos, probabilidades e receitas dos campos de petróleo, visto que o problema era quantificar as necessidades de revestimentos para os poços exploratórios, nesta fase só se tem suposições a respeito dos campos e as informações são consideradas sigilosas pelas empresas.

O tempo de processamento do algoritmo desenvolvido depende fundamentalmente da escolha das variáveis: número de iterações para a simulação, número de tarefas do cronograma, número de cromossomos das gerações, número de divisão para o cálculo das integrais por cálculo numérico, e intervalo de planejamento. O algoritmo leva 48 horas para simular e otimizar 100 cenários de demanda de recursos em um computador Lenovo, core dual de 2Mbytes de memória RAM, sendo a parte sobre cópulas processada numa segunda etapa sem grandes esforços computacionais.

A utilização da metodologia para o caso prático mostrou que a quantidade ideal de revestimento a ser adquirido para os poços exploratórios considerando 100 cenários possíveis e as condições de projeto de poço iguais a do pré-sal é de 140.000 m para um nível de confiança de 73%, sendo que nestas condições a função objetivo (receita - custos) tem valor mínimo de US\$ 1,73.10¹² e máximo assintótico em US\$ 2,20. 10¹². O caso base congelado, sem considerar os cenários, é de 145.000 m e US\$ 1,92. 10¹² respectivamente, neste caso um tomador de decisão caso adquira a quantidade do caso base estará sendo conservador, porém terá custos superiores ao otimizado e possível sobra de recursos.

A inferência estatística e o gráfico comparativo das simulações mostraram que a partir de 100 cenários obtidos por simulação as respostas são confiáveis.

O ajustamento das funções de densidade de probabilidade para a função objetivo do caso prático apresenta a função lognormal como a mais adequada dentre as consideradas (uniforme, triangular, exponencial, normal e lognormal) e utilizando o critério do qui-quadrado. No caso do quantitativo de recursos materiais a função que melhor se ajustou foi a normal.

A análise dos termos da função objetivo em função do aumento do quantitativo de recursos apresenta a receita aumentando até o ponto ótimo do recurso, diminuindo a partir deste ponto; os custos totais apresentam queda até o ponto ótimo, aumentando a partir deste ponto; a função objetivo tem o mesmo comportamento que a receita. Analisando somente os custos de estocagem acrescidos ao de aquisição observa-se que estes aumentam a medida que aumenta o quantitativo de recursos; os custos devido a falta do recurso apresentam queda dos valores enquanto se aumenta a quantidade de recursos.

Do processo de análise de sensibilidade de 12 variáveis que compõem a função objetivo a taxa mínima de atratividade, o intervalo de tempo entre início do poço e início da produção, e a taxa de declínio dos campos são as mais significativas e possuem relação inversa influenciando exponencialmente a resposta final da função objetivo. A análise de sensibilidade também mostrou que não tendo quantidade de recursos no início do planejamento esta relação inversa é mais pronunciada.

Dentre as cópulas Arquimedianas analisadas (*Gumbel-Hougaard*, *Clayton* e *Frank*), e utilizando os critérios gráficos e de *Cramer-Von-Misses* para a seleção, foi encontrada a cópula de *Frank* como a mais adequada aos dados do problema. Teste estatístico de *Hotelling* para funções multivariadas, estatística *t de Student* e estatística *F de Fisher* comprovaram que as médias e as variâncias são iguais a cópula empírica de *Deheuvels* a um nível de significância de 5%.

6.1. Recomendações para futuros trabalhos

A teoria sobre inventário tem muitos casos cujas soluções podem ser adaptadas aos estudos de recursos materiais de poços, e que são extensões dos modelos mais simples, determinísticos e estocásticos apresentados neste trabalho, são os modelos para multi estágios, neste caso responde a questão do quantitativo ótimo para atender vários intervalos de planejamentos, o suprimento de recursos se dará no início de cada estágio.

Sugere-se em um futuro trabalho tratar a questão de múltiplos recursos, este problema é interessante porque as restrições impostas pela empresa dizem respeito a “pool” de recursos e não a um recurso em particular, a otimização e a tomada de decisão vai ser para o “pool”.

Abordar também problemas multiobjetivos, por exemplo: minimizar os custos e maximizar o atendimento, é a questão do trade off responsividade e lucratividade.

Admitindo a possibilidade de mudança na alocação dos poços do portfólio, alterando não somente o deslocamento temporal, mas a relação de dependência sugere-se refazer o estudo dos quantitativos ótimos dos recursos para várias possibilidades da carteira de poços, com isso será possível julgar qual a combinação da carteira de poços que atendam ao ótimo da função objetivo e consequente quantitativo ótimo de recursos.

Recomenda-se testar outras famílias de cópulas na solução do problema de recursos, tal como a normal e a *t de Student*.

Utilizar outros modelos para a previsão dos custos dos materiais devido a dependência com a variável tempo.

Por fim recomendo que a construção de modelos que tenham dependência entre as variáveis utilize o método das cópulas para modelar suas funções de probabilidade conjunta, pois possibilita considerar o acoplamento de funções marginais não normais, o que é difícil ou mesmo impossível com outros métodos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMOWITZ, M.; STEGUN, I.A. *Handbook of mathematical functions*. 10^a ed. Washington: United States Department of Commerce. 1972. 1045 p.

ACCIOLY, R.M.S.; CHIYOSHI, F.Y. Modeling dependence with copulas: a useful tool for field development decision process. *Elsevier: Journal of Petroleum Science and Engineering* 44, 2004, pg 83-91. Disponível em www.sciencedirect.com. Acesso em Junho de 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis 2009*. Rio de Janeiro: ANP, 2009. 218 p. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 01 de Março 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Sumário Executivo Externo do Campo de Piranema*. Rio de Janeiro: ANP, 2007. 2.p. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 01 de Março 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Portaria ANP n.º 25, DE 6.3.2002- DOU 7.3.2002. *Anexo- Regulamento Técnico n.º 2/2002: Procedimento a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás*. 06 de Março de 2002. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 27 Agosto de 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Glossário*. Rio de Janeiro: ANP, 2009. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=27026&m=glossário&t1=&t2=glossário&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1278277810265>>. Acessado em 04 de Julho de 2010.

ALOISE, D.J. et al. Scheduling Workover Rigs for Onshore Oil Production. *Discrete Applied Mathematics*. Elsevier. v.154, p.695-702, Novembro 2005. Disponível em <www.elsevier.com/locate/dam>. Acesso em Maio de 2009.

ALVES, I. et al. OTC 20177: Pré-salt Santos basin- well construction learning curve acceleration. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Houston. 4-7 de Maio de 2009. 12 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Exploration and Production Department. *Introduction to Oil and Gas Production: book one of the vocation training series*. 5. ed. Washington, 1996. 111 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Exploration and Production Department. *Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells: API Recommended Practice 53*. 3. ed. Washington, 1997. 72 p.

ANDRADE, D.F. et al. Using copulas in risk analysis. In: WINTER SIMULATION CONFERENCE 2006. 2006. p. 727-732. ACM Digital Library .Disponível em <<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=1218112.1218248&prelayout=tabs>>. Acesso em 01 de Dezembro de 2011.

ANÉ, T.; KHAROUBI, C. Dependence Structure and risk measure. *The Journal of Business*. Chicago: The University of Chicago Press , Julho de 2003, vol. 76, n. 3, p. 411-438. Disponível em [HTTP://www.jstor.org/stable/10.1086/375253](http://www.jstor.org/stable/10.1086/375253). Acesso em Dezembro de 2011.

ARAÚJO, R.M. *Modelo de Simulação para Avaliação do Fluxo de Transporte Rodoviário de Sondas de Perfuração Terrestre de Poços de Petróleo*. 2002. 126 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, Rio de Janeiro. *NBR-6023*; referências bibliográficas. Rio de Janeiro, 1989, 19 p.

AL-HARTHY, M.; BEGG, S.; BRATVOLD, R.B. Copulas: A new technique to model dependence in petroleum decision making. *Science Direct: Journal of Petroleum Science and Engineering*. Petrol-01489. Outubro de 2005, 14 p. Disponível em WWW.sciencedirect.com. Acesso em Novembro de 2011.

BARROS, P.R.A. *Metodologia para Seleção de Poços Direcionais ou Horizontais em Campos de Águas Profundas e Ultra profundas Utilizando Simulações Estocásticas*. 2004. 126 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo), Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual Norte Fluminense, Macaé, 2004.

BATISTA, B.C.D. *Análise das Operações com Embarcações de Apoio Offshore na Bacia de Campos-Rj*. 2005. 103 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Oceânica), Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia-(COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

BELTRÃO, R.L.C. et al. OTC 19880: Challenges and new technology for de development of the pre-salt chluster, Santos basin, Brasil. In: *OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*. Houston. 2009. 11 p.

BLOOMFIELD, K.K.; LANEY, P.T. *Estimating well costs for enhanced geothermal system application*. Idaho Falls: IDAHO NATIONAL LABORATORY RENEWABLE ENERGY AND POWER TECHNOLOGIES, Agosto 2005. 95 p. (relatório para o U.S. Department of Energy).

BOURGOYNE JR, A.T. at al, *Applied Drilling Engineering*. 2. ed. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1991. 502 p.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 9 de Dezembro de 1998. número 236. p.2. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 18 de Outubro de 1999. número 199. p.21-22. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 27 de Outubro de 2000. número 208. p.41-42. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 27 de Setembro de 2001. número 186. p.51-55. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 03 de Outubro de 2002. número 192. p.53-54. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 16 de Dezembro de 2003. seção 3. número 244. p.145-146. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 07 dezembro de 2004.

número 234. p.83. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 30 de Novembro de 2004. número 229. p.154-157. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 17 de Junho de 2008. número 114. p.85. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 09 de Abril de 2008. número 68. p.80. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 24 de Março de 2008. seção 3. número 56. p.77-82. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 06 de Maio de 2009. número 84. p.104-105. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 19 de Julho de 2006. número 137. p.186. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 27 de Abril de 2006. número 80. p.87. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 27 de Março de 2006. número 59. p.68. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 24 de Fevereiro de 2006. número 40. p.77. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 17 de Fevereiro de 2006. número 35. p.76. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BRASIL. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil-seção 3*. Contratos, Editais e Avisos do Ministério das Minas e Energia. Brasília: Imprensa Nacional, 06 de Fevereiro de 2006. número 26. p.66-71. Disponível em <<http://portal.in.gov.br/in>>. Acesso em 11 de Junho 2010.

BUSINESSDICTIONARY.COM, *BusinessDictionary.com*. Disponível em <<http://www.businessdictionary.com/>>. Acesso em 04 de Julho de 2010.

CANELAS, A. *Investimento em exploração e produção após a abertura da indústria petrolífera no Brasil: impactos econômicos*. Março de 2004. 104 p. Monografia (Bacharelado em Economia), Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CERVO, A.L.; BERVIAN, P.A.; SILVA, R. *Metodologia Científica*. 6ª ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall. 2007. 162 p.

- CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKKE, B.H. *Análise de investimento: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial*. 9. ed. São Paulo: Editora Atlas S.A, 2000. 458 p.
- CHAPRA, S.C.; CANALE, R.P. *Numerical Methods for Engineers*. 5. ed. New York: McGraw-Hill, 2006. 926 p.
- CHOPRA, S.; MEINDL, P. *Gerenciamento da Cadeia de Suprimento*. Tradução de Cláudia Freire. Revisão técnica de Paulo Roberto Leite. São Paulo: Prentice Hall, 2003. 465 p. Título original (Supply chain management: strategy, planning, and operation).
- COLIN, E.C. *Pesquisa Operacional: 170 Aplicações em Estratégia, Finanças, Logística, Produção, Marketing e Vendas*. Rio de Janeiro: LTC- Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 2007. 501 p.
- CUNHA, J.C.; DEMIRDAL, B.; GUI, P. SPE 94980: *Use of quantitative risk analysis for uncertainty quantification on drilling operations- review and lessons learned*. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE. Rio de Janeiro. 20-23 Junho 2005, 07 p.
- CUNHA, U.S. *Econometria*. Manaus: Editora da Universidade Federal do Amazonas. 2008. 77 p.
- CUNHA, M.C.C. *Métodos Numéricos*. 2.ed. Campinas: Editora da Unicamp, 2009. 276 p.
- DEHEUVELS, P. *An Asymptotic Decomposition for Multivariate Distribution-Tree test of Independence*. Journal of Multivariate Analysis. Ed. 01. Science Direct. Elsevier. Março de 1981, vol 11, p. 102-113. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0047259X81901366>. Acessado em Setembro de 2011.

- DUARTE, H.M. *Um Estudo Algorítimo de Problema de Logística na Indústria de Petróleo e Gás Natural*. 2006. 121 p. Dissertação (Mestrado em Sistemas e Computação), Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.
- EAGLE, K. Using Simulated Annealing to Schedule Oil Field Drilling Rig. *Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS)*, v.26, p.35-43, Nov-December 1966.
- ECONOMIDES, M.J.; WATTERS, L.T.; DUNN-NORMAN, S. *Petroleum Well Construction*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 1998. 622 p.
- EMBRECHTS, P.; LINDSKOG, F.; MCNEIL, A. *Modeling dependence with copulas and applications to risk management*. Department of Mathematics. ETHZ. Zurich, 2001. 48 p.
- FARLEX INC. The free Dictionary by farlex. Dicionário multilinguístico de sinônimos e tradutor. Disponível em <<http://www.thefreedictionary.com/>>. Acesso 2009-2010.
- FARO, C. *Fundamentos de Matemática Financeira: uma introdução ao cálculo financeiro e a análise de investimento de risco*. São Paulo: Saraiva, 2006. 457 p.
- FANCHI, J.R. *Principles of applied reservoir simulation*. 2. ed. Houston: Elsevier, 2001. 355 p.
- FILARDO, J.G.; MARTINS, J.A.; LIMA, G.A.C. Previsão do Comportamento dos Custos das Atividades de Poço. In: VI SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE POÇO. Petrobras. Rio de Janeiro. Outubro 2007. 7 p.
- FILARDO, J.G. Simulador de Recursos de Poços: Riser de Completação. IN: I SPCADE: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO, CONTROLE E AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO EMPRESARIAL DO E&P. Petrobras. Salvador. September de 2003. 9 p.

FILARDO, J.G.; MOROOKA, C.K. SPE 141672: Methodology for dimensioning of the resources for construction of the oil wells. In: BRASIL OFFSHORE CONFERENCE AND EXHIBITION. Macaé. 14–17 Junho 2011. 16 p.

FILARDO, J.G.; ACCIOLY, R.M.S. Tomada de decisão na engenharia de poço em ambiente de risco considerando dependências. IN: VI SPCADE: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO, CONTROLE E AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO EMPRESARIAL DO E&P. Petrobras. Rio de Janeiro. Junho de 2012. 18 p.

FISZ, M. *Probability theory and mathematical statistics*. 3. ed. United State of America: John Wiley & Sons, Inc, 1967. 677 p.

FOGARTY, D.W.; BLACKSTONE JR, J.H.; HOFFMANN, T.R., *Production & Inventory Management*. 2 ed. Cincinnati: South-Western Publishing Co., 1991. 870 p.

FORMIGLI, J.M. Santos basin pre-salt cluster: how to make production development technical and economically feasible. In: RIO OIL & GAS 2008. 2008, Rio de Janeiro. 49 p.

FREIDENFELDS, J. *Capacity Expansion: Analysis of Simple Models with Applications*. New York: Elsevier North Holland, 1981, 291 p.

FREITAS FILHO, P. JOSÉ DE. *Introdução a Modelagem e Simulação de Sistemas: com aplicação em Arena*. Florianópolis: Visual Books, 2001. 322 p.

FREES, E.W.; VALDEZ, E. Understanding relationships using copulas. In: *NAAJ.North American Actuarial Journal*. Vol 2. No 1. January 1998. p. 1-25. Disponível em www.soa.org/library/journals/north-american-actuarial-journal/1998/january/naaj9801_1.pdf - 2008-10-23. Acesso em Outubro de 2011.

GEN, M.; CHENG, R. *Genetic Algorithms & Engineering Optimization*. United State of America: John Willey & Sons Inc. 2000. 494 p.

- GENEST, C.; RIVEST, L.P. Statistical inference procedures for bivariate Archimedean copulas. *Journal of the American Statistical Association*. vol 88. 2003. p. 1034-1033. Disponível em <<http://www.jstor.org/pss/2290796>>. Acesso em Fevereiro de 2012.
- GOLDBERG, D. E. *Genetic Algorithms in Search, optimization, and machine learning*. United States of America: Addison Wesley Longman Inc. 1989. 412 p.
- GREEN, J. et al. *Excel 2007 VBA Programmer's Reference*. Indianapolis: Wiley Publishing Inc. 2007. 1143 p.
- HASLE, G. et al. Well Activity Scheduling: An Application of Constraint Reasoning. *SINTEF: Artificial Intelligence in the Petroleum Industry: Symbolic and Computational Applications I*, p.21, Editions Technip, 1996.
- HAX, A.C.; Candea D. *Production and Inventory Management*. New Jersey: Prentice-Hall, 1984. 513 p.
- HINES, W.W.; MONTGOMERY, D.C. *Probability and Statistics in Engineering and Management Science*. 3 ed. New York: John Wiley & Sons, 1990. 732 p.
- HILLIER, F.S.; LIEBERMAN, G.J. *Introductions to operations research*. 5 ed. Nova York: McGraw-Hill Publishing Company, 1990. 954 p.
- HOFFMANN, R.; VIEIRA S. *Análise de regressão: uma introdução à econometria*. 2 ed. São Paulo: Editora HUCITEC, 1977. 379 p.
- IBIDAPO-OBE, O.; ASAOLU, O. Chapter 22: Optimization Problems in applied sciences: form classical through stochastic to intelligent metaeuristic approaches. In: BADIRU, A.B. (editor). *Handbook of Industrial and Systems Engineering*. [S.I.]. 2006. Disponível em

<<http://www.crcnetbase.com>.> .Acesso em Junho de 2010.(e Book ISBN: 978-1-4200-3834-7).

IBRAGIMOV, R., MÜLLER, U.K. t-statistic based correlation and heterogeneity robust inference. *Journal of Business and Economic Statistics*. 2010.Taylor & Francis (editor). vol 28. N.o 4. p. 453-468. Disponível em <<http://dx.doi.org/10.1198/jbes.2009.08046>>. Acesso em Outubro de 2012.

IRGENS, M.; LAVENUE, W.L. SPE 110805: Use of Advanced Optimization Techniques to Manage a Complex Drilling Schedule. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Califórnia, 9 p. Novembro de 2007.

JACINTO, C.M.C. Otimização do percurso das sondas no desenvolvimento de um campo: O caso de Albacora Leste. In: IV SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE POÇO. Petrobrás. Rio de Janeiro. 5 p. Novembro de 2001.

JOHSON, L.A.; MONTGOMERY, D.C. *Operations Research in Production Planning, Scheduling, and Inventory Control*. United State of America: John Wiley & Sons, 1974. 525 p.

KAISER, M.J. Modeling the time and cost to drill an offshore well. *Jornal Energy* 34. Elsevier. Louisiana, 22 Maio de 2009. Disponível em www.elsevier.com/locate/energy

LAKE, L.W.; MITCHELL, R.F. *Petroleum Engineering Handbook: Volume II Drilling Engineering*. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2006. 763 p.

LACHTERMACHER, G. *Pesquisa Operacional na Tomada de Decisões: modelagem em Excel*. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2004. 384 p.

LI, K.; HORNE, R.N. SPE 83470: A decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms. *SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting*, California, 9 p. Maio de 2003.

MACHADO, E.C.M.N. *Operação de Redes de Escoamento de Petróleo Utilizando Algoritmo Genético Multiobjetivo*. 2006. 145 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil e Ambiental), Centro de Ciências e Recursos Naturais, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006.

MARCON INTERNATIONAL INC. Relatório: OSV values, trends & market indicator: a broker's perspective of the Gulf of Mexico. Contém informações sobre as tarifas das embarcações PSV. Disponível em < <http://www.marcon.com> > Acesso em Abril 2010.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. *The future of geothermal energy: impact of enhanced geothermal system (EGS) on the United States in 21st century*. Idaho Falls, 2006. 372 p. Disponível em < <http://geothermal.inel.gov> > e http://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_technology.html. Acesso em Março de 2010.

MAKRIDAKIS, S.; WHEELWRIGHT, S.C.; HYNDMAN, R.J. *Forecasting: Methods and Applications*. 3 ed. United State of America: John Wiley & Sons, 1998. 642p.

MARTINS, J.A.L.; HUBNER, E.L.; SANTOS, J.W.R. *Glossário de engenharia submarinha*. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1997. 20 p.

MEEKER, W.Q.; ESCOBAR, L.A. *Statistical methods for reliability datas*. United States of America: John Wiley & Sons, 1998. 681 p.

MEGILL, R.E. *An Introduction to Risk Analysis*. 2. ed. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1979. 274 p.

MEICHIORI, M.R. Which archimedean copula is the right one? *YieldCurve.com e-Journal*. Universidad Nacional del Litoral. Argentina, 2003. 20 p.

MICROSOFT office project 2007, versão 12.0.6423.1000. Microsoft Corporation, 2006.

MILONE, G. *Estatística: geral e aplicada*. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2004. 483 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. MME. Prominp – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. Brasília: MME, 2010. Disponível em <<http://www.onip.org.br> e <<https://portal.prominp.com.br/prom/index.do>>. Acesso em Março de 2010.

MIURA, K. *Um Estudo sobre a Segurança Operacional na Construção e Reparo de Poços Marítimos de Petróleo*. 2004. 242 p. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo)- Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade de Campinas, Campinas, 2004.

MODEL RISK 4, Vose Software. 2007. Disponível em <http://www.vosesoftware.com/>.

MORGADO, F.E.F. *Guia de Referência do VBA*. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda. 2004. 270 p.

MOHAGHEGH, S. *Virtual-Intelligence Applications in Petroleum Engineering: Part-2- Evolutionary Computing*, SPE, West Virginia University, 2000.

NAHMIAS, S. *Production and Operation Analysis*. 3 ed. United State of America: Irwin/McGraw-Hill, 1997. 858 p.

NASCIMENTO, J.M. *Ferramenta Computacionais Híbridas para a Otimização da Produção de Petróleo em Águas Profundas*. 2002. 134 p. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação), Instituto de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

- NELSEN, R.B. *An Introduction to Copulas*. Portland: Springer Science, 2006. 270 p.
- NETTO, M.A.C.; MACULAN, N.; FIGUEIREDO, E.D. Inventory Consolidation in the Upstream Segment of Brazilian Oil and Gas Industry. *Marine Systems & Ocean Technology Oil: Journal of SOBENA (Sociedade Brasileira de Engenharia Naval)*, Rio de Janeiro, v.3, n.1, p.25-35, Junho 2007.
- NEWENDORP, P. D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Oklahoma: The Petroleum Publishing Company, 1975. 663 p.
- NIST/SEMATECH. *e-Handbook of Statistical Methods*. 2003. Disponível em <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/>. Acesso em Dezembro de 2011.
- ONO, R.T. *Modelagem Sistêmica e Planejamento Logístico da Cadeia de Suprimento de Petróleo*. 2007. 213 p. Tese (Doutorado em Engenharia), Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2007.
- ORACLE Crystal Ball, versão 2000.2. Oracle, 2011. Disponível em <http://www.oracle.com/crystalball>. Acesso em Fevereiro de 2011.
- ORACLE Primavera risk analysis, versão 8.6.0018. Oracle, 2009.
- PAIVA, R.O. *Otimização do Itinerário de Sondas de Intervenção*. 1997. 102 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1997.
- PEREIRA, R.A. *Escalonamento de Desenvolvimentos de Poços de Petróleo: GRASP*. 2005. 92 p. Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação), Instituto de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

PERRIN, D. *Well Completion and Services: Oil and Gas Field Development Techniques*. Paris: Editions Technip: Institut Français Du Pétrole Publications, 1999. 325 p.

FINLAYSON, B.A. et al. Section 3: mathematics. In PERRY, R.H. (editor). *Perry's chemical engineers' handbook*. 7 ed. Nova York: Mc Graw-Hill, 1997. não paginado.

PETERS, W.S.; SUMMERS, G.W. *Análise Estatística e Processo Decisório*. Tradução de Nathanael C. Caixeiro. 2. ed. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1978. 683 p. Versão inglesa. (Statistical Analysis for Business Decisions).

PETROBRAS. *Sitop: situação operacional das plataformas, sondas e barcos*. Rio de Janeiro. Acesso restrito ao público interno. Acesso em Junho de 2010.

PETROBRAS. *Relacionamento com o Investidor: central de downloads*. Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/investidores>>. Acesso em 02 de Dezembro 2009.

PETROBRAS. *Plano de Negócio 2009-2013*. Rio de Janeiro: Petrobras, 26 de Janeiro de 2009. 103 p. Disponível em <<http://petrobras.com.br/pt/investidores>>. Acesso em 05 de Dezembro 2009

PETROBRAS. *Análise Financeira e Demonstrações Contábeis 2007*. Rio de Janeiro: Petrobras. Março de 2008. Disponível em <<http://petrobras.com.br/pt/investidores>>. Acesso em 05 de Dezembro 2009.

PORTEUS, E.L. Stochastic Inventory Theory. *Handbook in Operational Research and Management Science*. v.2, p.605-652, 1990. Disponível em < www.elsevier.com >.

PRASAD, S. Classification of Inventory Models and Systems. *International Journal of Production Economics*. v. 34, p. 209-222, Novembro de 1993. Disponível em <www.elsevier.com>. Acesso em Abril de 2009.

RANDIN, R.L. *Optimization in operations research*. New Jersey: Prentice-Hall, 1998. 919 p.

RENCHER, A.C. *Methods of Multivariate Analyses*. 2. ed. United States of America: John Wiley & Sons. 2002. 715 p.

RODRIGUES, V.F. *Capítulo 3: poços submarinos de petróleo- visão operações conjuntas*. Rio de Janeiro PETROBRAS. Maio de 2006. 120-187 p. (Apostila para o curso sobre entrega/recebimento de poços submarinos- operações conjuntas entre UEPs, sondas e barcos especiais). Reprodução restrita ao público interno.

ROMAN, S. *Writing Excel Macros with VBA*. 2. ed. United States of America: O'Reilly & Associates Inc.2002. 476 p.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda. Petrobras, 2006. 832 p.

RUBINSTEIN, R.Y.; KROESE, D.P. *Simulation and the Monte Carlo method*. 2 ed. New Jersey: John Wiley and Sons, 2008. 356 p.

SCILAB The Service Company for Open Source Scilab Software. Scilab 5.3.3. Scilab Enterprise, 2011. Disponível em < <http://www.scilab.org/>>. Acessado em Outubro/2011.

SEALION SHIP LTDA. Catálogo do Toisa Coral, Toisa Crest, Toisa Conquerer: 5228 BHP DP2 Rov support and platform supply vessel. Disponível em www.sealionshipping.co.uk. Acesso em Março de 2010.

SIMFIT 6.7. University of Manchester. 2012. Disponível em <http://www.simfit.manchester.ac.uk/>.

SOKOLOWSKI, J.A.; BANKS, C. *Modeling and Simulation Fundamentals: Theoretical underpinnings and practical domains*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2010. 437 p.

SOONG, T.T. *Fundamentals of probability and statistics for engineers*. Buffalo: John Wiley & Sons, 2004. 391 p.

SPERANDIO, D.; MENDES, J.T.; SILVA, L.H.M. *Cálculo Numérico: características matemáticas e computacionais dos métodos numéricos*. São Paulo: Prentice Hall, 2003. 354 p.

S-PLUS 8. Insightful Corporation, 2007.

STATSOFT INC., 2007. *Electronic Statistics Textbook*. Tulsa, OK: StatSoft. WEB: <<http://www.statsoft.com/textbook/stathome.html>>. Acesso no período de Janeiro de 2008 a 2012.

THE NEW YORK TIMES. *Credit crisis-the essentials*. Maio de 2010. The New York Times-business time. Disponível em http://topics.nytimes.com/top/reference/timestopics/subjects/c/credit_crisis/index.html?scp=1&sq=the%20financial%20crises&st=cse. Acesso em 17 de Maio de 2010.

THOMAS, J.E. et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2004. 271 p.

TRANSOCEAN LTDA. *Fleet status reporter. Relatório sobre as sondas de perfuração da Transocean*. New York. 13 de Abril 2009. Disponível em <<http://www.deepwater.com/fw/main/Home-1.html>>. Acesso em Abril de 2010.

TRIVEDI, P.K.; ZIMMER, D.M. *Copula Modeling: An Introduction for Practitioners. Foundations and trends in Econometrics*. Nova York: Departament of Economics New York University. 2005, vol. 1, n. 1, p. 1-111. Disponível em <<http://www.nowpublishers.com/product.aspx?product=ECO&doi=0800000005>>. Acesso em Janeiro 2012.

UNITED STATES OF AMERICA .Department of Labor. Bureau of Labor Statistics. *Producer Price Index Detail Report: Data for April 2010*. United States of America. Abril de 2010. Vol 14. No. 4. 167 p. Disponível em <<http://www.bls.gov/>>. Acesso em Junho de 2010.

VASCONCELLOS, R.V.J. C. *Um Algoritmo Genético para o Problema de Scheduling de Projetos com Restrição de Recursos : uma Solução com Gerenciamento de Risco*. 2007. 240 p. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Produção), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

VEIGA, S.L. *Modelo Hierarquizado para Scheduling de Suprimento de Petróleo*. 2006. 100 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Informática Industrial), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2006.

VIANA, H.L. *Método para Dimensionamento da Quantidade Ótima de Sondas de Produção em Um Campo de Petróleo: Estudo de Caso*. 2003. 157 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

VOSE, D. *Quantitative Risk Analysis: a Guide to Monte Carlo Simulation Modeling*. Chichester: John Willey & Sons Ltda, 1996. 328 p.

WESTPHAL, H. *Algoritmo Genético Aplicado à Otimização Multiobjectivo em Redes de Distribuição de Petróleos e Derivados*. 2006. 113 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Informática Industrial), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2006.

WILLIAMSON, H.S.; SAWARYN, S.J.; MORRISON, J.W. SPE 89984: Some Pitfalls in well forecasting. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers Inc. Texas: 26-29 Setembro de 2004, 14 p.

WIKIMIDIA FOUNDATION INC. *Wikipedia: the free encyclopedia*. Disponível em http://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page Acesso em várias datas 2009-2010.

WREDE, R.; SPIEGEL, M. *Teoria e Problemas de Cálculo Avançado*. Traduzido por Adonai Schlup Sant'Anna 2. ed. São Paulo: The McGraw-Hill Companies Inc., 2002. 400 p. Versão original inglesa. (Schaum's Outline of Theory and Problems of Advanced Calculus).

YU, L.; VOIT, E.O. Construction of bivariate S-distributions with copulas. *Elsevier: Computational Statistics & Data Analysis* 51. 2006. p. 1822-1839. Disponível em www.sciencedirect.com.

@RISK for Excel, versão 4.5.5. Palisade Corporation, 2005.

APÊNDICE A- Árvore de decisão das atividades de poço

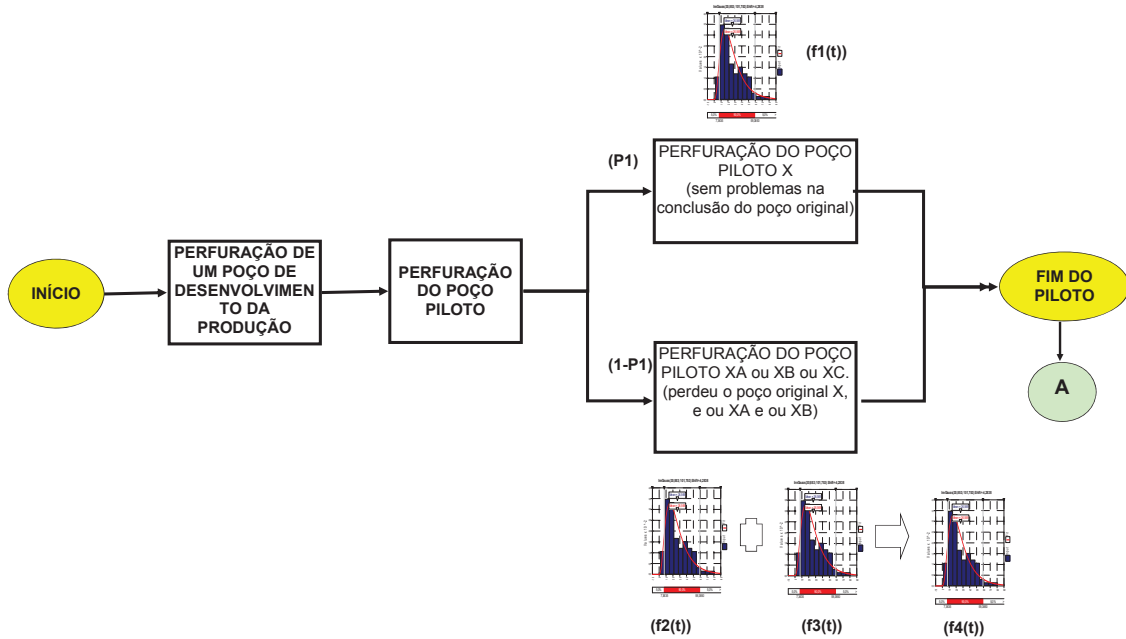


Figura 1: Perfuração de poço piloto para o desenvolvimento da produção.

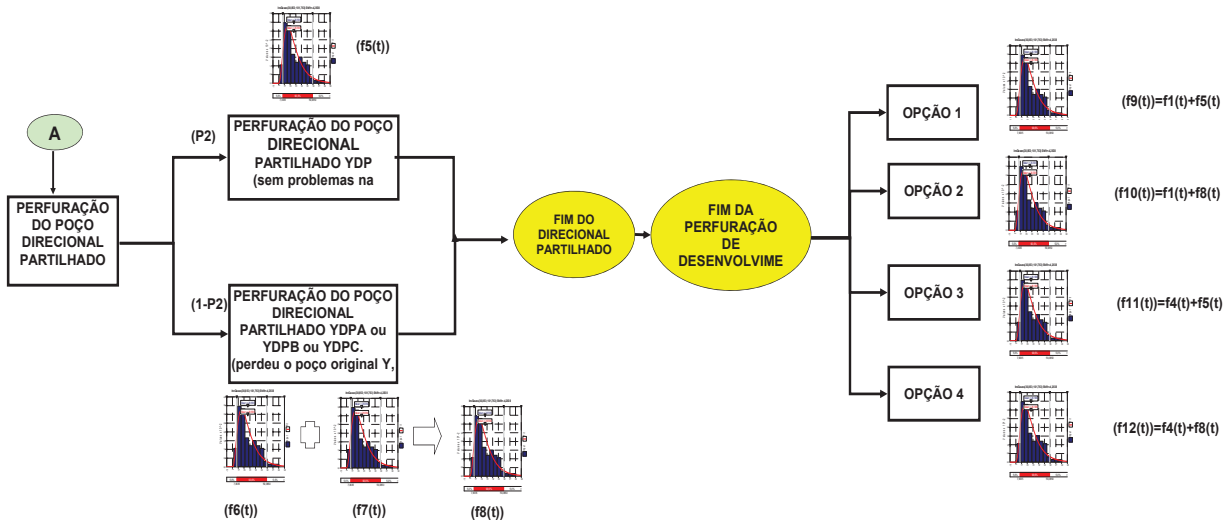


Figura 2: Perfuração de poço partilhado para o desenvolvimento da produção.

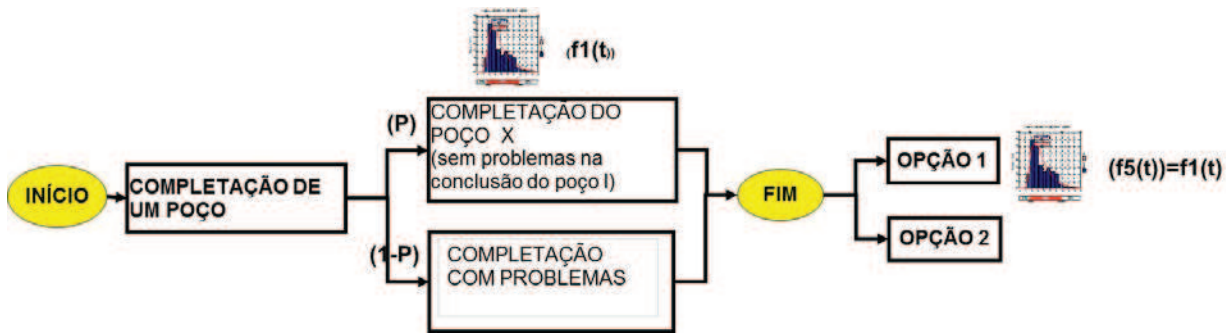


Figura 3: Completação

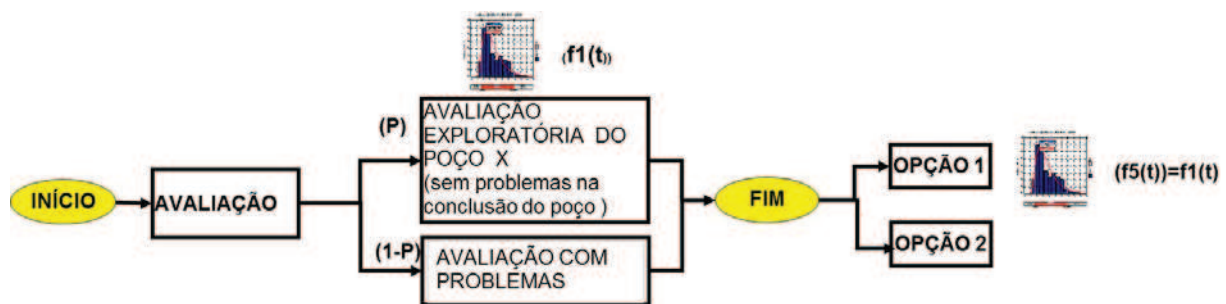


Figura 4: Avaliação exploratória

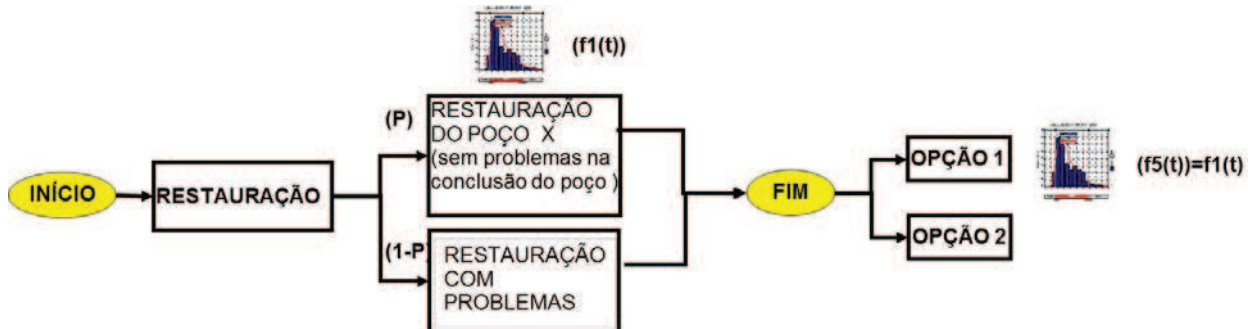


Figura 5: Restauração

APÊNDICE B- Função de distribuição acumulada triangular

Abaixo a dedução das fórmulas para encontrar o valor da variável independente dado o valor da função de distribuição acumulada triangular.

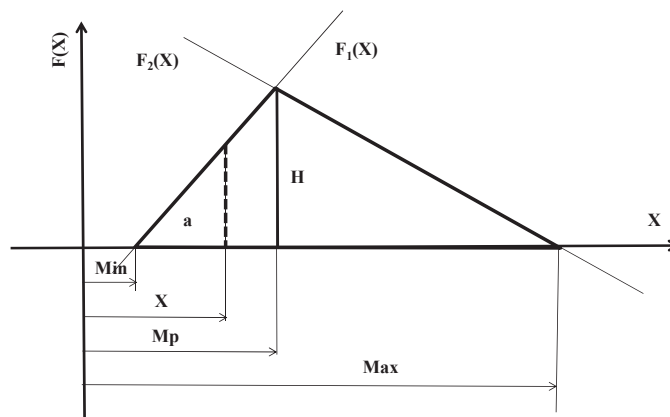


Figura: Gráfico da Função Densidade de Probabilidade Triangular

Equação da altura H

Condição: área total (A_T) = área do triângulo A + área do triângulo B = 1, sendo:

$$\frac{(Mp - Min)}{2} \cdot H + \frac{(Max - Mp)}{2} \cdot H = 1 \quad (1)$$

$$H = \frac{2}{(Max - Min)} \quad (2)$$

Equações das retas $F_1(X)$ e $F_2(X)$

-Caso I, para $Min \leq X \leq Mp$, temos:

$$F_1(X) = \frac{H}{(Mp - Min)} \cdot (X - Min) \quad (3)$$

-Caso II, para $Mp < X \leq Max$, temos:

$$F_2(X) = \frac{H}{(Mp - Max)} \cdot (X - Max) \quad (4)$$

Equação para determinar os valores da variável independente (X) para o caso I

Definição: A Função de Distribuição Acumulada é a área acumulada da função a partir do valor Min.

Dada a área (a) sobre a função $F_1(X)$, obtemos para X:

$$a = \frac{(X - Min)}{2} \cdot F_1(X) = \frac{(X - Min)}{2} \cdot \left[\frac{H}{(Mp - Min)} \cdot (X - Min) \right] \quad (5)$$

De onde obtemos:

$$X_1 = Min + \sqrt{a \cdot (Mp - Min) \cdot (Max - Min)} \quad (6)$$

$$X_2 = Min - \sqrt{a \cdot (Mp - Min) \cdot (Max - Min)} \quad (7)$$

Equação para determinar os valores da variável independente (X) para o caso II

Dada a área (a) sobre a função $F_1(X)$ e $F_2(X)$, sendo a área total (A_T) = 1, temos a diferença de áreas (b): $b = A_T - a$, portanto, isolando (a), temos:

$$a = 1 - \frac{(Max - X)}{2} \cdot F_2(X) = 1 - \frac{(Max - X)}{2} \cdot \left[\frac{H}{(Max - X)} \cdot (X - Max) \right] \quad (8)$$

De onde obtemos as equações para as duas raízes:

$$X_3 = Max + \sqrt{-(Mp - Max) \cdot (Max - Min) \cdot (1 - a)} \quad (9)$$

$$X_4 = Max - \sqrt{-(Mp - Max) \cdot (Max - Min) \cdot (1 - a)} \quad (10)$$

APÊNDICE C- Taxa de declínio dos campos de petróleo-modelo exponencial.

Conforme (ROSA,2006, cap. 11, p. 501), a análise da curva de declínio é um método simplificado e bastante usado na prática para a realização do ajuste do histórico e previsões do comportamento de poços e reservatórios.

A taxa de declínio considerando o modelo de declínio exponencial pode ser calculada através da equação:

$$b = -\frac{1}{q} \cdot \frac{dq}{dt} \quad (1)$$

Separando as variáveis e integrando resulta na equação da vazão em função do tempo:

$$q(t) = q_0 \cdot e^{(-b \cdot t)} \quad (2)$$

O volume acumulado de petróleo (N_p) a ser produzido pode ser estimado da equação acima, sabendo que a vazão acumulada a partir de um tempo inicial 0 até tempo final t, é:

$$N_p = \int_0^t q(t) \cdot dt = \int_0^t q_0 \cdot e^{(-b \cdot t)} \cdot dt \quad (3)$$

Integrando resulta na equação 4

$$N_p = \frac{q_0}{-b} \cdot \left(e^{(-b \cdot t)} - 1 \right) \quad (4)$$

Caso queiramos determinar a taxa de declínio considerando um volume de petróleo pré-existente, poderemos rearranjar a fórmula acima, obteremos uma função implícita para b, equação 5:

$$q_0 \cdot e^{(-b \cdot t)} + N_p \cdot b - q_0 = 0 \quad (5)$$

Cuja resolução pode ser encontrada utilizando-se um dos métodos da programação não linear para otimização uni variada sem restrição. Foi utilizado o Solver, que é o aplicativo disponível no Excel, utiliza o método do gradiente reduzido generalizado (ou de Fletcher – Reeves), portanto somente se aplica aos casos onde a função é diferenciável.

Os dados de entrada para a otimização foram referente a um campo de petróleo cuja reserva recuperável esteja situada em 95.000.000 bbl, vazão inicial de produção do campo de 30.000 bbl/dia, duração da produção de 27 anos. Obtém-se para a taxa de declínio exponencial o valor de 0,000299246 dias⁻¹.

Tabela: Cálculo da taxa de declínio dos campos com o uso do solver.

volume da reserva recuperável		95.000.000,00	bbl
Vazão Inicial do Campo		30.000,00	bbl/dia
Taxa de declínio calculada		0,000299246	dia ⁻¹
anos de produção	dias	vol acum em bbl	reserva remanescente em bbl
0,00	0	0,00	95.000.000,00
1,00	365	10.373.185,40	84.626.814,60
2,00	730	19.673.046,52	75.326.953,48
3,00	1095	28.010.641,33	66.989.358,67
4,00	1460	35.485.536,53	59.514.463,47
5,00	1825	42.186.996,54	52.813.003,46
6,00	2190	48.195.049,52	46.804.950,48
7,00	2555	53.581.443,00	41.418.557,00
8,00	2920	58.410.500,75	36.589.499,25
9,00	3285	62.739.890,86	32.260.109,14
10,00	3650	66.621.314,48	28.378.685,52
11,00	4015	70.101.123,15	24.898.876,85
12,00	4380	73.220.872,41	21.779.127,59
13,00	4745	76.017.817,96	18.982.182,04
14,00	5110	78.525.360,64	16.474.639,36
15,00	5475	80.773.445,28	14.226.554,72
16,00	5840	82.788.918,25	12.211.081,75
17,00	6205	84.595.848,15	10.404.151,85
18,00	6570	86.215.813,12	8.784.186,88
19,00	6935	87.668.158,64	7.331.841,36
20,00	7300	88.970.228,45	6.029.771,55
21,00	7665	90.137.571,75	4.862.428,25
22,00	8030	91.184.128,81	3.815.871,19
23,00	8395	92.122.397,54	2.877.602,46
24,00	8760	92.963.582,62	2.036.417,38
25,00	9125	93.717.729,40	1.282.270,60
26,00	9490	94.393.843,83	606.156,17
27,00	9855	95.000.000,00	0,00

Procedimento para o Solver

A função objetivo a ser otimizada foi a da célula “H34” da planilha Excel, corresponde a soma da reserva remanescente após a produção do campo durante 27 anos, procurando a máxima lucratividade para o negócio o que é obtida caso seja praticamente esgotada a reserva ao final deste prazo, portanto procura-se solução cuja resposta seja o mais próximo de zero.

As variáveis de decisão, que são aquelas que o programa pode atribuir valores para tentar otimizar a função objetivo se resume unicamente na taxa de declínio “b”, célula “G4” da planilha Excel. Quanto as restrições que poderiam ser atribuídos ao modelo, não há. Foi encontrada resposta para o problema de otimização e gerado relatório:

	E	F	G	H
1				
2		volume da reserva recuperável	95000000	bbl
3		Vazão Inicial do Campo	30000	bbl/dia
4		Taxa de declínio calculada	0,000299245708362389	dia ⁻¹
5				
6	anos de produção	dias	vol acum em bbl	reserva remanescente em bbl
7	0	=0	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F7)-1)	=\$G\$2-G7
8	1	=365'E8	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F8)-1)	=\$G\$2-G8
9	2	=365'E9	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F9)-1)	=\$G\$2-G9
10	3	=365'E10	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F10)-1)	=\$G\$2-G10
11	4	=365'E11	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F11)-1)	=\$G\$2-G11
12	5	=365'E12	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F12)-1)	=\$G\$2-G12
13	6	=365'E13	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F13)-1)	=\$G\$2-G13
14	7	=365'E14	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F14)-1)	=\$G\$2-G14
15	8	=365'E15	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F15)-1)	=\$G\$2-G15
16	9	=365'E16	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F16)-1)	=\$G\$2-G16
17	10	=365'E17	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F17)-1)	=\$G\$2-G17
18	11	=365'E18	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F18)-1)	=\$G\$2-G18
19	12	=365'E19	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F19)-1)	=\$G\$2-G19
20	13	=365'E20	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F20)-1)	=\$G\$2-G20
21	14	=365'E21	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F21)-1)	=\$G\$2-G21
22	15	=365'E22	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F22)-1)	=\$G\$2-G22
23	16	=365'E23	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F23)-1)	=\$G\$2-G23
24	17	=365'E24	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F24)-1)	=\$G\$2-G24
25	18	=365'E25	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F25)-1)	=\$G\$2-G25
26	19	=365'E26	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F26)-1)	=\$G\$2-G26
27	20	=365'E27	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F27)-1)	=\$G\$2-G27
28	21	=365'E28	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F28)-1)	=\$G\$2-G28
29	22	=365'E29	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F29)-1)	=\$G\$2-G29
30	23	=365'E30	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F30)-1)	=\$G\$2-G30
31	24	=365'E31	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F31)-1)	=\$G\$2-G31
32	25	=365'E32	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F32)-1)	=\$G\$2-G32
33	26	=365'E33	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F33)-1)	=\$G\$2-G33
34	27	=365'E34	=(-1*\$G\$4)*(\$G\$3)*(EXP(-\$G\$4*\$F34)-1)	=\$G\$2-G34

Figura: Planilha do Excel com a função objetivo, a variável de entrada e formulações

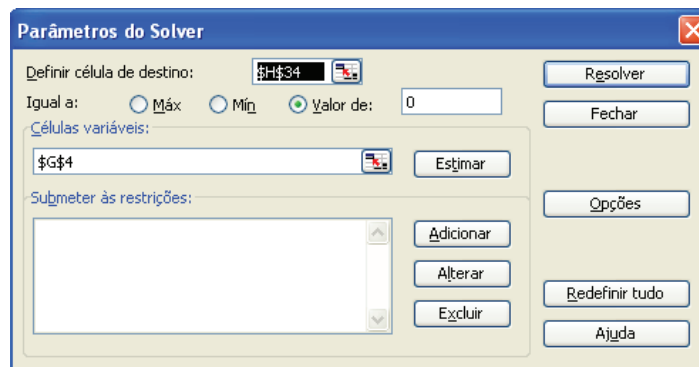


Figura: Retrato da máscara do Solver com os parâmetros de entrada

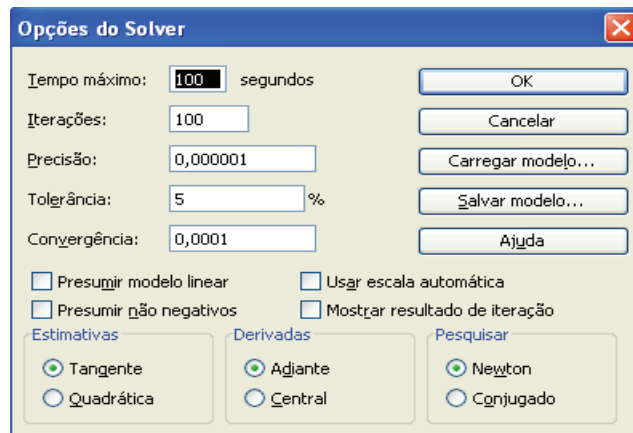


Figura: Retrato do Solver com as opções para o método de otimização

Microsoft Excel 11.0 Relatório de resposta			
Planilha: [producao exponencial.xls]95			
Relatório criado: 15/06/2010 14:11:39			
Célula de destino (Valor de)			
Célula	Nome	Valor original	Valor final
\$H\$34	reserva remanescente em bbl	0,00	0,00
Células ajustáveis			
Célula	Nome	Valor original	Valor final
\$G\$4	Taxa de declínio calculada	0,000299246	0,000299246
Restrições			
NENHUMA			

Figura: Retrato do relatório final após a otimização.

APÊNDICE D- Contratos de concessão

Tabela: Tempos dos contratos de concessão e dos valores dos leilões da ANP para os blocos da Bacia de Santos

round	ano da DOU	blocos da bacia de Santos	tempo do contrato exploratório em anos	tempo do contrato de da produção em anos	Valor pago no leilão em R\$	Valor médio anual pago por leilão em R\$
0	09/12/1998	1,2,3,4,400,500	3	27	sem leilão	
1	18/10/21999	2	3	27	28.263.463,00	60.196.976,33
		3	3	27	18.165.365,00	
		4	3	27	134.162.101,00	
2	27/10/2000	10	3	27	101.995.032,00	70.504.477,00
		11	3	27	15.164.235,00	
		7	3	27	67.635.032,00	
		8	3	27	51.450.054,00	
		9	3	27	116.278.032,00	
3	37.161,00	22	8	27	59.040.234,00	17.949.937,60
		15	7	27	614.550,00	
		17	8	27	20.701.906,00	
		14	7	27	8.109.294,00	
4	31/10/2002	21	8	27	1.283.704,00	14.527.500,00
		29	7	27	15.148.000,00	
		31	7	27	13.907.000,00	
5	16/12/2003	36	5	27	1.380.408,00	7.890.401,80
		38	5	27	35.347.000,00	
		39	5	27	1.001.998,00	
		40	5	27	651.225,00	
		41	7	27	1.071.378,00	
6	07/12/2004	não ofertado				
7	06/02/2006	não ofertado				
9	24/03/2008	56	5	27	90.550.063,00	83.328.701,75
		57	5	27	144.880.063,00	
		58	5	27	344.090.063,00	
		59	5	27	19.921.063,00	
		61	5	27	6.246.111,00	
		62	5	27	6.506.251,00	
10	06/05/2009	63	5	27	9.180.000,00	
		64	5	27	45.256.000,00	
médias por bloco na bacia de Santos ¹			5,11	27,00	48.499.986,61	
número de blocos licitados na bacia de Santos			29			
valor médio anual pago aos leilões do round 0 ao 10 na bacia de Santos em R\$						42.399.665,75
Taxa anual média devido valor médio pago aos leilões distribuído em 5,11 anos						8.302.032,45

1- excluído do calculo o round 0 por não ter havido leilao

Fonte: DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO-SEÇÃO 3 (2010)

APÊNDICE E- Estatística das taxas diárias das sondas de perfuração

Tabela: Relação das sondas de perfuração da Transocean com as taxas diárias de contrato.



Transocean Ltd. (NYSE: RIG) Fleet Status Report

Updated: April 13, 2010

Revisions to Fleet Status Report Noted in Bold

Dynamically positioned ★

Rig Type/Name	Floater Type	Water Depth (Feet)	Drilling Depth (Feet)	Location	Customer	Estimated Contract Start Date ⁽²⁾	Estimated Expiration Date ⁽²⁾	Current Contract Dayrate ⁽⁴⁾ (Dollars)
High Specification Floaters:								
Ultra-Deepwater (25)								
Discoverer Americas ⁽¹⁴⁾	ship	12.000	40.000	USGOM	Statoil	nov/09	out/13	482.000
Discoverer Clear Leader ^{(5), (14)}	ship	12.000	40.000	USGOM	Chevron	ago/09	jul/14	500.000
Discoverer Inspiration ⁽¹⁴⁾	ship	12.000	40.000	USGOM	Chevron	mar/10	fev/15	472.000
Dhirubhai Deepwater KG1 ⁽⁷⁾	ship	12.000	35.000	India	Reliance	ago/09	ago/14	510.000
Dhirubhai Deepwater KG2 ⁽⁷⁾	ship	12.000	35.000	India	Reliance	mar/10	fev/15	510.000
Petrobras 10000 ^{(12), (14), (21)}	ship	10.000	37.500	Angola	Petrobras	out/09	ago/19	408.000
Discoverer Deep Seas ⁽¹⁴⁾	ship	10.000	35.000	USGOM	Chevron	mar/09	fev/11	512.000
Discoverer Enterprise ⁽¹⁴⁾	ship	10.000	35.000	USGOM	BP	dez/07	mar/11	523.000
Discoverer Spirit ⁽¹⁴⁾	ship	10.000	35.000	USGOM	Anadarko	dez/07	nov/10	505.000
				USGOM	Anadarko	nov/10	nov/13	520.000
GSF C.R. Luigs ⁽¹⁴⁾	ship	10.000	35.000	USGOM	BHP Billiton	set/09	set/13	522.000
GSF Jack Ryan ⁽¹⁴⁾	ship	10.000	35.000	Nigeria	Total	jun/09	jul/13	425.000
Deepwater Discovery ^{(13), (14)}	ship	10.000	30.000	Brazil	Devon	out/09	jan/14	463.000
Deepwater Frontier	ship	10.000	30.000	India	Reliance	ago/08	ago/11	477.000
Deepwater Millennium ^{(13), (14)}	ship	10.000	30.000	Brazil	Anadarko	nov/08	mai/10	495.000
						mai/10	mai/13	568.000
Deepwater Pathfinder	ship	10.000	30.000	Ghana	Eni	mar/10	abr/10	550.000
				USGOM	Eni	set/10	abr/15	650,000 ⁽¹⁴⁾
Deepwater Horizon ⁽¹⁴⁾	semi	10.000	30.000	USGOM	BP	set/07	set/10	See Footnote 11
				USGOM	BP	set/10	set/13	497.000
Deepwater Expedition	ship	10.000	30.000	India	Reliance	jul/08	set/10	375.000
				Malaysia	Petronas/BHP	out/10	out/13	640,000 ⁽¹⁴⁾
Cajun Express ^{(13), (14)}	semi	8.500	35.000	Brazil	Petrobras	mai/10	mai/13	535,000 ⁽²⁴⁾
Deepwater Nautilus ⁽¹⁴⁾	semi	8.000	30.000	USGOM	Shell	dez/08	dez/11	542.000
GSF Explorer	ship	7.800	30.000	Indonesia	Marathon-led Consortium	mai/10	mar/12	510.000
GSF Development Driller I ⁽¹⁴⁾	semi	7.500	37.500	USGOM	BHP Billiton	jun/08	jun/12	514.000
GSF Development Driller II ⁽¹⁴⁾	semi	7.500	37.500	USGOM	BP	nov/08	nov/13	580.000
Development Driller III	semi	7.500	37.500	USGOM	BP	nov/09	nov/16	403.000
Sedco Energy ^{(13), (14)}	semi	7.500	30.000	Nigeria	Chevron	jan/08	dez/10	485.000
Sedco Express ⁽¹⁴⁾	semi	7.500	30.000	Angola	BP	jun/05	Jun-10	188,000 ⁽¹²⁾
				Mediterranean Sea	Noble Energy	set/10	nov/11	530.000

Fonte: TRANSOCEAN (2010)

Estatística dos dados da tabela

Lâmina de Água das Sondas

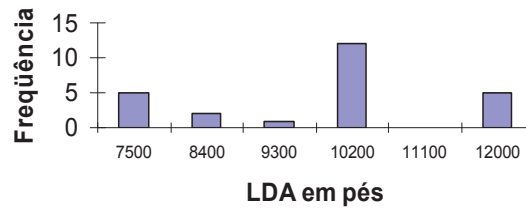


Figura: Lamina de água das sondas de perfuração da Transocean
Fonte: TRANSOCEAN (2010)

Capacidade de Perfuração das Sondas

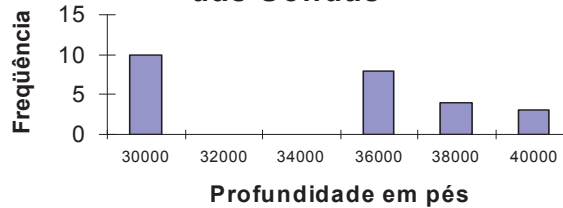


Figura: Capacidade de perfuração das sondas de perfuração da Transocean
Fonte: TRANSOCEAN (2010)

Cálculo do percentual representativo de um dia de aguardando em relação ao custo de aquisição dos materiais:

considerando :

- taxa diária média das sondas de perfuração = US\$ 510.000

- comprimento médio da coluna de revestimento de um poço

- custo métrico do revestimento = US\$ 260

$$\frac{510000 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{dia}} \right] \cdot 1 [\text{dias}]}{3000 [\text{m}]} = 170 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{m}} \right] \quad (1)$$

$$\frac{170 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{m}} \right] + 260 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{m}} \right]}{260 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{m}} \right]} = 1,65 \quad (2)$$

APÊNDICE F- Relação de poços realizados

Os poços marítimos realizados em 2009, abaixo, foram utilizados no estudo dos desvios de planejamento dos poços.

Poço	Atividade	Realização (Dias)	Planejamento (Dias)	Desvio Relativo
1	PERFURAÇÃO-1	21	11	0,86
2	PERFURAÇÃO-2	15	27	-0,44
3	PERFURAÇÃO-3	66	39	0,69
4	PERFURAÇÃO-4	96	39	1,46
5	PERFURAÇÃO-5	62	53	0,17
6	PERFURAÇÃO-6	96	67	0,44
7	PERFURAÇÃO-7	69	50	0,38
8	PERFURAÇÃO-8	88	75	0,17
9	PERFURAÇÃO-9	40	55	-0,27
10	PERFURAÇÃO-10	79	64	0,23
11	PERFURAÇÃO-11	79	49	0,61
12	PERFURAÇÃO-12	40	43	-0,06
13	PERFURAÇÃO-13	12	22	-0,45
14	PERFURAÇÃO-14	35	66	-0,47
15	PERFURAÇÃO-15	62	71	-0,13
16	PERFURAÇÃO-16	49	70	-0,30
17	PERFURAÇÃO-17	21	30	-0,30
18	PERFURAÇÃO-18	217	91	1,38
19	PERFURAÇÃO-19	31	17	0,82
20	PERFURAÇÃO-20	114	84	0,36
21	PERFURAÇÃO-21	25	22	0,14
22	PERFURAÇÃO-22	76	58	0,31
23	PERFURAÇÃO-23	8	58	-0,86
24	PERFURAÇÃO-24	57	57	0,00
25	PERFURAÇÃO-25	70	85	-0,18
26	PERFURAÇÃO-26	38	44	-0,14
27	PERFURAÇÃO-27	39	36	0,08
28	PERFURAÇÃO-28	127	114	0,11
29	PERFURAÇÃO-29	121	90	0,34
30	PERFURAÇÃO-30	51	35	0,46

Poço	Atividade	Realização (Dias)	Planejamento (Dias)	Desvio Relativo
31	PERFURAÇÃO-31	37	24	0,54
32	PERFURAÇÃO-32	51	46	0,11
33	PERFURAÇÃO-33	10	13	-0,23
34	PERFURAÇÃO-34	29	37	-0,22
35	PERFURAÇÃO-35	21	54	-0,61
36	PERFURAÇÃO-36	63	27	1,33
37	PERFURAÇÃO-37	57	54	0,07
38	PERFURAÇÃO-38	67	53	0,26
39	PERFURAÇÃO-39	58	52	0,12
40	PERFURAÇÃO-40	37	50	-0,26
41	PERFURAÇÃO-41	57	55	0,04
42	PERFURAÇÃO-42	66	60	0,09
43	PERFURAÇÃO-43	3	3	0,03
44	PERFURAÇÃO-44	39	72	-0,46
45	PERFURAÇÃO-45	57	60	-0,05
46	PERFURAÇÃO-46	56	106	-0,47
47	PERFURAÇÃO-47	43	106	-0,59
48	PERFURAÇÃO-48	49	19	1,58
49	PERFURAÇÃO-49	44	22	1,00
50	PERFURAÇÃO-50	158	112	0,41
51	PERFURAÇÃO-51	103	53	0,94
52	PERFURAÇÃO-52	15	178	-0,92
53	PERFURAÇÃO-53	117	49	1,39
54	PERFURAÇÃO-54	40	8	excluido
55	PERFURAÇÃO-55	8	11	-0,27
56	PERFURAÇÃO-56	120	152	-0,21
57	PERFURAÇÃO-57	126	90	0,40
58	PERFURAÇÃO-58	89	31	1,87
59	PERFURAÇÃO-59	75	276	-0,73
60	PERFURAÇÃO-60	77	80	-0,04

Poço	Atividade	Realização (Dias)	Planejamento (Dias)	Desvio Relativo
1	COMPLETAÇÃO-1	27	29	-0,07
2	COMPLETAÇÃO-2	35	29	0,21
3	COMPLETAÇÃO-3	28	29	-0,03
4	COMPLETAÇÃO-4	33	29	0,14
5	COMPLETAÇÃO-5	25	37	-0,32
6	COMPLETAÇÃO-6	40	47	-0,15
7	COMPLETAÇÃO-7	29	21	0,38
8	COMPLETAÇÃO-8	32	8	excluído
9	COMPLETAÇÃO-9	54	24	1,25
10	COMPLETAÇÃO-10	60	58	0,03
11	COMPLETAÇÃO-11	75	80	-0,06
12	COMPLETAÇÃO-12	44	48	-0,08
13	COMPLETAÇÃO-13	40	60	-0,33
14	COMPLETAÇÃO-14	18	46	-0,60
15	COMPLETAÇÃO-15	28	43	-0,35
16	COMPLETAÇÃO-16	131	391	-0,66
17	COMPLETAÇÃO-17	26	16	0,63
18	COMPLETAÇÃO-18	32	55	-0,42
19	COMPLETAÇÃO-19	45	54	-0,17
20	COMPLETAÇÃO-20	36	53	-0,32
21	COMPLETAÇÃO-21	52	49	0,06
22	COMPLETAÇÃO-22	34	55	-0,38
23	COMPLETAÇÃO-23	41	55	-0,25
24	COMPLETAÇÃO-24	33	55	-0,40
25	COMPLETAÇÃO-25	31	34	-0,09
26	COMPLETAÇÃO-26	35	40	-0,13
27	COMPLETAÇÃO-27	29	35	-0,17
28	COMPLETAÇÃO-28	14	28	-0,50
29	COMPLETAÇÃO-29	29	30	-0,03
30	COMPLETAÇÃO-30	119	28	excluído
31	COMPLETAÇÃO-31	100	43	1,33
32	COMPLETAÇÃO-32	28	55	-0,49
33	COMPLETAÇÃO-33	48	57	-0,16
34	COMPLETAÇÃO-34	23	16	0,44
35	COMPLETAÇÃO-35	49	47	0,04
36	COMPLETAÇÃO-36	14	10	0,40
37	COMPLETAÇÃO-37	48	45	0,07

Poço	Atividade	Realização (Dias)	Planejamento (Dias)	Desvio Relativo
1	RESTAURAÇÃO-1	47	36	0,31
2	RESTAURAÇÃO-2	23	9	1,56
3	RESTAURAÇÃO-3	31	26	0,19
4	RESTAURAÇÃO-4	40	30	0,33
5	RESTAURAÇÃO-5	21	15	0,40
6	RESTAURAÇÃO-6	157	59	1,66
7	RESTAURAÇÃO-7	42	9	excluído
8	RESTAURAÇÃO-8	24	28	-0,14

APÊNDICE G- Estatística do desvio de planejamento

Tabela: Estatística descritiva e função densidade de probabilidade triangular ajustada para a perfuração

PERFURAÇÃO		
	FUNÇÃO AJUSTADA	HISTOGRAMA
FUNÇÃO	Triangular	N/A
MÍNIMO	-1,029268498	N/A
MAIS PROVÁVEL	-0,230769231	N/A
MÁXIMO	2,000012251	N/A
VALOR ACUM A ESQUERDA	-0,681	-0,681
% ACUMULADA A ESQUERDA	5,00%	5,08%
VALOR ACUM A DIREITA	1,419	1,419
% ACUMULADA A DIREITA	95,00%	94,92%
VALOR BICAUDAL	2,1002	2,1002
% BICAUDAL	90,00%	89,83%
MÍNIMO	-1,0293	-0,91573
MÁXIMO	2	1,871
MÉDIA	0,24666	0,17875
MODA	-0,23077	-0,30000 [est]
MEDIANA	0,16185	0,093167
DESVIO PADRÃO	0,64097	0,62006
VARIÂNCIA	0,41085	0,37795
ACHATAMENTO	0,4056	0,7601
CURTOSE	2,4	3,2405

Tabela: Estatística descritiva e função densidade de probabilidade triangular ajustada para a
completação

COMPLETAÇÃO		
	FUNÇÃO AJUSTADA	HISTOGRAMA
FUNÇÃO	TRIANGULAR	N/A
MÍNIMO	-0,664961637	N/A
MAIS PROVÁVEL	-0,664961637	N/A
MÁXIMO	1,47636634	N/A
VALOR ACUM A ESQUERDA	-0,611	-0,611
% ACUMULADA A ESQUERDA	5,00%	2,86%
VALOR ACUM A DIREITA	0,998	0,998
% ACUMULADA A DIREITA	95,00%	94,29%
VALOR BICAUDAL	1,6083	1,6083
% BICAUDAL	90,00%	91,43%
MÍNIMO	-0,66496	-0,66496
MÁXIMO	1,4764	1,3256
MÉDIA	0,048814	-0,034687
MODA	-0,66496	-0,16533 [est]
MEDIANA	-0,037781	-0,088235
DESVIO PADRÃO	0,50472	0,44286
VARIÂNCIA	0,25474	0,19052
ACHATAMENTO	0,5657	1,4782
CURTOSE	2,4	5,4306

Tabela: Estatística descritiva e função densidade de probabilidade triangular ajustada para a
restauração

RESTAURAÇÃO		
	FUNÇÃO AJUSTADA	HISTOGRAMA
FUNÇÃO	TRIANGULAR	N/A
MÍNIMO	-0,142857143	N/A
MAIS PROVÁVEL	-0,142857143	N/A
MÁXIMO	2,194738263	N/A
VALOR ACUM A ESQUERDA	-0,084	-0,084
% ACUMULADA A ESQUERDA	5,00%	14,29%
VALOR ACUM A DIREITA	1,672	1,672
% ACUMULADA A DIREITA	95,00%	100,00%
VALOR BICAUDAL	1,7557	1,7557
% BICAUDAL	90,00%	85,71%
MÍNIMO	-0,14286	-0,14286
MÁXIMO	2,1947	1,661
MÉDIA	0,63634	0,61499
MODA	-0,14286	0,17282 [est]
MEDIANA	0,54181	0,33333
DESVIO PADRÃO	0,55098	0,70156
VARIÂNCIA	0,30358	0,42188
ACHATAMENTO	0,5657	0,7319
CURTOSE	2,4	1,8937

APÊNDICE H- Relação dos poços utilizados na simulação

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
1	perfuração do desenvolvimento da produção	60	02/11/2008	01/01/2009	0	2	
2	completação	40	01/01/2009	10/02/2009	1	3	
3	completação	20	10/02/2009	02/03/2009	2	4	
4	movimentação	6	02/03/2009	08/03/2009	3	5	
5	perfuração exploratória	42	08/03/2009	19/04/2009	4	6	2208
6	movimentação	5	19/04/2009	24/04/2009	5	7	
7	perfuração exploratória	83	24/04/2009	16/07/2009	6	8	3400
8	movimentação	5	16/07/2009	21/07/2009	7	9	
9	perfuração exploratória	22	21/07/2009	12/08/2009	8	10	1296
10	docagem	60	12/08/2009	11/10/2009	9	0	
11	perfuração exploratória	99	24/09/2008	01/01/2009	0	12	3412
12	perfuração exploratória-fase 2	33	01/01/2009	03/02/2009	11	13	
13	movimentação	3	03/02/2009	06/02/2009	12	14	
14	perfuração exploratória	134	06/02/2009	20/06/2009	13	15	3872
15	movimentação	3	20/06/2009	23/06/2009	14	16	
16	perfuração exploratória	150	23/06/2009	20/11/2009	15	17	3896
17	avaliação exploratória	40	20/11/2009	30/12/2009	16	18	
18	movimentação	2	30/12/2009	01/01/2010	17	19	
19	perfuração do desenvolvimento da produção	25	01/01/2010	26/01/2010	18	20	
20	perfuração do desenvolvimento da produção	11	26/01/2010	06/02/2010	19	21	
21	completação	20	06/02/2010	26/02/2010	20	22	
22	completação	24	26/02/2010	22/03/2010	21	23	
23	completação	13	22/03/2010	04/04/2010	22	24	
24	movimentação	2	04/04/2010	06/04/2010	23	25	
25	perfuração do desenvolvimento da produção	28	06/04/2010	04/05/2010	24	26	
26	perfuração do desenvolvimento da produção	12	04/05/2010	16/05/2010	25	27	
27	perfuração do desenvolvimento da produção	12	16/05/2010	28/05/2010	26	28	
28	completação	19	28/05/2010	16/06/2010	27	29	
29	completação	24	16/06/2010	10/07/2010	28	30	
30	completação	12	10/07/2010	22/07/2010	29	31	
31	perfuração do desenvolvimento da produção	7	22/07/2010	29/07/2010	30	32	
32	perfuração do desenvolvimento da produção	39	29/07/2010	06/09/2010	31	33	
33	perfuração do desenvolvimento da produção	6	06/09/2010	12/09/2010	32	34	
34	perfuração do desenvolvimento da produção	27	12/09/2010	09/10/2010	33	35	
35	perfuração do desenvolvimento da produção	5	09/10/2010	14/10/2010	34	36	
36	perfuração do desenvolvimento da produção	31	14/10/2010	14/11/2010	35	37	
37	perfuração do desenvolvimento da produção	9	14/11/2010	23/11/2010	36	38	
38	completação	6	23/11/2010	29/11/2010	37	39	
39	perfuração do desenvolvimento da produção	11	29/11/2010	10/12/2010	38	40	
40	completação	14	10/12/2010	24/12/2010	39	41	
41	completação	10	24/12/2010	03/01/2011	40	0	
42	perfuração exploratória	13	19/12/2008	01/01/2009	0	43	1784
43	perfuração exploratória-fase 2	19	01/01/2009	20/01/2009	42	44	
44	movimentação	2	20/01/2009	22/01/2009	43	45	
45	perfuração exploratória	34	22/01/2009	25/02/2009	44	46	1920
46	docagem	60	25/02/2009	26/04/2009	45	47	
47	movimentação	5	26/04/2009	01/05/2009	46	48	
48	perfuração exploratória	150	01/05/2009	28/09/2009	47	49	4240
49	movimentação	3	28/09/2009	01/10/2009	48	50	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
50	perfuração exploratória	34	01/10/2009	04/11/2009	49	51	1920
51	movimentação	5	04/11/2009	09/11/2009	50	52	
52	perfuração exploratória	50	09/11/2009	29/12/2009	51	53	2388
53	movimentação	3	29/12/2009	01/01/2010	52	54	
54	perfuração exploratória	58	01/01/2010	28/02/2010	53	55	2729,6
55	movimentação	5	28/02/2010	05/03/2010	54	56	
56	perfuração exploratória	110	05/03/2010	23/06/2010	55	57	4400
57	movimentação	5	23/06/2010	28/06/2010	56	58	
58	perfuração exploratória	31	28/06/2010	29/07/2010	57	59	3200
59	avaliação exploratória	40	29/07/2010	07/09/2010	58	60	
60	perfuração exploratória	56	07/09/2010	02/11/2010	59	61	
61	docagem	60	02/11/2010	01/01/2011	60	0	
62	excluído	270	12/08/2008	09/05/2009	0	63	
63	excluído	85	09/05/2009	02/08/2009	62	64	
64	movimentação	2	02/08/2009	04/08/2009	63	65	
65	perfuração do desenvolvimento da produção	28	04/08/2009	01/09/2009	64	66	
66	perfuração do desenvolvimento da produção	12	01/09/2009	13/09/2009	65	67	
67	perfuração do desenvolvimento da produção	12	13/09/2009	25/09/2009	66	68	
68	completação	19	25/09/2009	14/10/2009	67	69	
69	completação	24	14/10/2009	07/11/2009	68	70	
70	completação	12	07/11/2009	19/11/2009	69	71	
71	restauração	43	19/11/2009	01/01/2010	70	72	
72	docagem	150	01/01/2010	31/05/2010	71	73	
73	perfuração do desenvolvimento da produção	25	31/05/2010	25/06/2010	72	74	
74	perfuração do desenvolvimento da produção	18	25/06/2010	13/07/2010	73	75	
75	perfuração do desenvolvimento da produção	12	13/07/2010	25/07/2010	74	76	
76	completação	20	25/07/2010	14/08/2010	75	77	
77	completação	22	14/08/2010	05/09/2010	76	78	
78	completação	13	05/09/2010	18/09/2010	77	79	
79	perfuração do desenvolvimento da produção	25	18/09/2010	13/10/2010	78	80	
80	perfuração do desenvolvimento da produção	18	13/10/2010	31/10/2010	79	81	
81	perfuração do desenvolvimento da produção	12	31/10/2010	12/11/2010	80	82	
82	completação	20	12/11/2010	02/12/2010	81	83	
83	completação	22	02/12/2010	24/12/2010	82	84	
84	completação	13	24/12/2010	06/01/2011	83	0	
85	perfuração do desenvolvimento da produção	15	17/12/2008	01/01/2009	0	86	
86	perfuração do desenvolvimento da produção	9	01/01/2009	10/01/2009	85	87	
87	completação	47	10/01/2009	26/02/2009	86	88	
88	movimentação	2	26/02/2009	28/02/2009	87	89	
89	perfuração do desenvolvimento da produção	40	28/02/2009	09/04/2009	88	90	
90	completação	43	09/04/2009	22/05/2009	89	91	
91	movimentação	2	22/05/2009	24/05/2009	90	92	
92	perfuração do desenvolvimento da produção	25	24/05/2009	18/06/2009	91	93	
93	completação	34	18/06/2009	22/07/2009	92	94	
94	completação	6	22/07/2009	28/07/2009	93	95	
95	completação	16	28/07/2009	13/08/2009	94	96	
96	movimentação	2	13/08/2009	15/08/2009	95	97	
97	perfuração do desenvolvimento da produção	28	15/08/2009	12/09/2009	96	98	
98	perfuração do desenvolvimento da produção	20	12/09/2009	02/10/2009	97	99	
99	movimentação	2	02/10/2009	04/10/2009	98	100	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
100	perfuração do desenvolvimento da produção	40	04/10/2009	13/11/2009	99	101	
101	completação	2	13/11/2009	15/11/2009	100	102	
102	completação	45	15/11/2009	30/12/2009	101	103	
103	movimentação	2	30/12/2009	01/01/2010	102	104	
104	perfuração do desenvolvimento da produção	38	01/01/2010	08/02/2010	103	105	
105	completação	2	08/02/2010	10/02/2010	104	106	
106	completação	43	10/02/2010	25/03/2010	105	107	
107	movimentação	2	25/03/2010	27/03/2010	106	108	
108	perfuração do desenvolvimento da produção	30	27/03/2010	26/04/2010	107	109	
109	perfuração do desenvolvimento da produção	36	26/04/2010	01/06/2010	108	110	
110	completação	47	01/06/2010	18/07/2010	109	111	
111	movimentação	2	18/07/2010	20/07/2010	110	112	
112	perfuração do desenvolvimento da produção	33	20/07/2010	22/08/2010	111	113	
113	docagem	150	22/08/2010	19/01/2011	112	0	
114	perfuração exploratória	28	04/12/2008	01/01/2009	0	115	3427,2
115	perfuração exploratória-fase 2	39	01/01/2009	09/02/2009	114	116	
116	avaliação exploratória	40	09/02/2009	21/03/2009	115	117	
117	movimentação	4	21/03/2009	25/03/2009	116	118	
118	perfuração exploratória	76	25/03/2009	09/06/2009	117	119	2808
119	avaliação exploratória	40	09/06/2009	19/07/2009	118	120	
120	movimentação	2	19/07/2009	21/07/2009	119	121	
121	perfuração exploratória	114	21/07/2009	12/11/2009	120	122	3336
122	movimentação	5	12/11/2009	17/11/2009	121	123	
123	perfuração exploratória	45	17/11/2009	01/01/2010	122	124	2160
124	avaliação exploratória	43	01/01/2010	13/02/2010	123	125	
125	movimentação	5	13/02/2010	18/02/2010	124	126	
126	perfuração exploratória	32	18/02/2010	22/03/2010	125	127	1432
127	movimentação	5	22/03/2010	27/03/2010	126	128	
128	perfuração exploratória	112	27/03/2010	17/07/2010	127	129	3299,2
129	avaliação exploratória	0	17/07/2010	17/07/2010	128	130	
130	movimentação	5	17/07/2010	22/07/2010	129	131	
131	perfuração exploratória	41	22/07/2010	01/09/2010	130	132	2152
132	movimentação	2	01/09/2010	03/09/2010	131	133	
133	perfuração exploratória	53	03/09/2010	26/10/2010	132	134	2144
134	movimentação	2	26/10/2010	28/10/2010	133	135	
135	perfuração exploratória	27	28/10/2010	24/11/2010	134	136	1440
136	movimentação	5	24/11/2010	29/11/2010	135	137	
137	perfuração exploratória	40	29/11/2010	08/01/2011	136	0	2080
138	perfuração do desenvolvimento da produção	75	18/10/2008	01/01/2009	0	139	
139	perfuração do desenvolvimento da produção	11	01/01/2009	12/01/2009	138	140	
140	completação	20	12/01/2009	01/02/2009	139	141	
141	perfuração do desenvolvimento da produção	129	01/02/2009	10/06/2009	140	142	
142	completação	20	10/06/2009	30/06/2009	141	143	
143	perfuração do desenvolvimento da produção	90	30/06/2009	28/09/2009	142	144	
144	completação	20	28/09/2009	18/10/2009	143	145	
145	docagem	75	18/10/2009	01/01/2010	144	146	
146	perfuração do desenvolvimento da produção	108	01/01/2010	19/04/2010	145	147	
147	completação	62	19/04/2010	20/06/2010	146	148	
148	completação	53	20/06/2010	12/08/2010	147	149	
149	completação	53	12/08/2010	04/10/2010	148	150	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
150	completação	53	04/10/2010	26/11/2010	149	151	
151	perfuração do desenvolvimento da produção	30	26/11/2010	26/12/2010	150	152	
152	perfuração do desenvolvimento da produção	12	26/12/2010	07/01/2011	151	0	
153	perfuração exploratória	48	14/11/2008	01/01/2009	0	154	2204
154	avaliação exploratória	0	01/01/2009	01/01/2009	153	0	
155	movimentação	2	11/10/2009	13/10/2009	0	156	
156	perfuração do desenvolvimento da produção	14	13/10/2009	27/10/2009	155	157	
157	completação	47	27/10/2009	13/12/2009	156	158	
158	movimentação	5	13/12/2009	18/12/2009	157	159	
159	perfuração exploratória	14	18/12/2009	01/01/2010	158	160	2432
160	perfuração exploratória-fase 2	28	01/01/2010	29/01/2010	159	161	
161	movimentação	2	29/01/2010	31/01/2010	160	162	
162	perfuração exploratória	36	31/01/2010	08/03/2010	161	163	2000
163	avaliação exploratória	40	08/03/2010	17/04/2010	162	164	
164	movimentação	2	17/04/2010	19/04/2010	163	165	
165	perfuração exploratória	41	19/04/2010	30/05/2010	164	166	2112
166	avaliação exploratória	40	30/05/2010	09/07/2010	165	167	
167	movimentação	6	09/07/2010	15/07/2010	166	168	
168	perfuração exploratória	43	15/07/2010	27/08/2010	167	169	2240
169	avaliação exploratória	40	27/08/2010	06/10/2010	168	170	
170	movimentação	6	06/10/2010	12/10/2010	169	171	
171	perfuração exploratória	56	12/10/2010	07/12/2010	170	172	2592
172	movimentação	6	07/12/2010	13/12/2010	171	173	
173	perfuração exploratória	19	13/12/2010	01/01/2011	172	0	1473.6
174	perfuração exploratória	45	17/11/2008	01/01/2009	0	175	3120
175	perfuração exploratória-fase 2	45	01/01/2009	15/02/2009	174	176	
176	avaliação exploratória	30	15/02/2009	17/03/2009	175	177	
177	docagem	52	17/03/2009	08/05/2009	176	178	
178	movimentação	5	08/05/2009	13/05/2009	177	179	
179	perfuração exploratória	60	13/05/2009	12/07/2009	178	180	2320
180	perfuração do desenvolvimento da produção	64	12/07/2009	14/09/2009	179	181	
181	completação	45	14/09/2009	29/10/2009	180	182	
182	perfuração do desenvolvimento da produção	64	29/10/2009	01/01/2010	181	183	
183	completação	45	01/01/2010	15/02/2010	182	184	
184	perfuração do desenvolvimento da produção	15	15/02/2010	02/03/2010	183	185	
185	perfuração do desenvolvimento da produção	15	02/03/2010	17/03/2010	184	186	
186	perfuração do desenvolvimento da produção	15	17/03/2010	01/04/2010	185	187	
187	perfuração do desenvolvimento da produção	15	01/04/2010	16/04/2010	186	188	
188	perfuração do desenvolvimento da produção	15	16/04/2010	01/05/2010	187	189	
189	perfuração do desenvolvimento da produção	15	01/05/2010	16/05/2010	188	190	
190	perfuração do desenvolvimento da produção	15	16/05/2010	31/05/2010	189	191	
191	perfuração do desenvolvimento da produção	15	31/05/2010	15/06/2010	190	192	
192	perfuração do desenvolvimento da produção	15	15/06/2010	30/06/2010	191	193	
193	perfuração do desenvolvimento da produção	15	30/06/2010	15/07/2010	192	194	
194	perfuração do desenvolvimento da produção	15	15/07/2010	30/07/2010	193	195	
195	perfuração do desenvolvimento da produção	15	30/07/2010	14/08/2010	194	196	
196	perfuração do desenvolvimento da produção	15	14/08/2010	29/08/2010	195	197	
197	perfuração do desenvolvimento da produção	15	29/08/2010	13/09/2010	196	198	
198	perfuração do desenvolvimento da produção	15	13/09/2010	28/09/2010	197	199	
199	perfuração do desenvolvimento da produção	15	28/09/2010	13/10/2010	198	200	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
200	perfuração do desenvolvimento da produção	15	13/10/2010	28/10/2010	199	201	
201	perfuração do desenvolvimento da produção	91	28/10/2010	27/01/2011	200	0	
202	docagem	92	01/06/2010	01/09/2010	0	203	
203	movimentação	4	01/09/2010	05/09/2010	202	204	
204	perfuração do desenvolvimento da produção	36	05/09/2010	11/10/2010	203	205	
205	completação	29	11/10/2010	09/11/2010	204	206	
206	movimentação	4	09/11/2010	13/11/2010	205	207	
207	perfuração do desenvolvimento da produção	48	13/11/2010	31/12/2010	206	208	
208	completação	23	31/12/2010	23/01/2011	207	0	
209	perfuração do desenvolvimento da produção	7	25/12/2008	01/01/2009	0	210	
210	perfuração do desenvolvimento da produção	19	01/01/2009	20/01/2009	209	211	
211	perfuração do desenvolvimento da produção	27	20/01/2009	16/02/2009	210	212	
212	completação	29	16/02/2009	17/03/2009	211	213	
213	movimentação	4	17/03/2009	21/03/2009	212	214	
214	perfuração do desenvolvimento da produção	26	21/03/2009	16/04/2009	213	215	
215	perfuração do desenvolvimento da produção	27	16/04/2009	13/05/2009	214	216	
216	completação	29	13/05/2009	11/06/2009	215	217	
217	movimentação	4	11/06/2009	15/06/2009	216	218	
218	restauração	30	15/06/2009	15/07/2009	217	219	
219	movimentação	4	15/07/2009	19/07/2009	218	220	
220	restauração	26	19/07/2009	14/08/2009	219	221	
221	movimentação	4	14/08/2009	18/08/2009	220	222	
222	restauração	28	18/08/2009	15/09/2009	221	223	
223	movimentação	4	15/09/2009	19/09/2009	222	224	
224	restauração	55	19/09/2009	13/11/2009	223	225	
225	movimentação	4	13/11/2009	17/11/2009	224	226	
226	restauração	45	17/11/2009	01/01/2010	225	227	
227	movimentação	6	01/01/2010	07/01/2010	226	228	
228	perfuração do desenvolvimento da produção	40	07/01/2010	16/02/2010	227	229	
229	completação	30	16/02/2010	18/03/2010	228	230	
230	movimentação	5	18/03/2010	23/03/2010	229	231	
231	perfuração do desenvolvimento da produção	70	23/03/2010	01/06/2010	230	232	
232	completação	45	01/06/2010	16/07/2010	231	233	
233	docagem	60	16/07/2010	14/09/2010	232	234	
234	movimentação	4	14/09/2010	18/09/2010	233	235	
235	restauração	40	18/09/2010	28/10/2010	234	236	
236	restauração	15	28/10/2010	12/11/2010	235	237	
237	restauração	15	12/11/2010	27/11/2010	236	238	
238	movimentação	4	27/11/2010	01/12/2010	237	239	
239	perfuração do desenvolvimento da produção	8	01/12/2010	09/12/2010	238	240	
240	completação	10	09/12/2010	19/12/2010	239	241	
241	movimentação	4	19/12/2010	23/12/2010	240	242	
242	perfuração do desenvolvimento da produção	30	23/12/2010	22/01/2011	241	0	
243	perfuração exploratória	30	02/12/2008	01/01/2009	0	244	3416
244	perfuração exploratória-fase 2	42	01/01/2009	12/02/2009	243	245	
245	avaliação exploratória	0	12/02/2009	12/02/2009	244	246	
246	movimentação	3	12/02/2009	15/02/2009	245	247	
247	completação	45	15/02/2009	01/04/2009	246	248	
248	movimentação	4	01/04/2009	05/04/2009	247	249	
249	restauração	29	05/04/2009	04/05/2009	248	250	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
200	perfuração do desenvolvimento da produção	15	13/10/2010	28/10/2010	199	201	
201	perfuração do desenvolvimento da produção	91	28/10/2010	27/01/2011	200	0	
202	docagem	92	01/06/2010	01/09/2010	0	203	
203	movimentação	4	01/09/2010	05/09/2010	202	204	
204	perfuração do desenvolvimento da produção	36	05/09/2010	11/10/2010	203	205	
205	completação	29	11/10/2010	09/11/2010	204	206	
206	movimentação	4	09/11/2010	13/11/2010	205	207	
207	perfuração do desenvolvimento da produção	48	13/11/2010	31/12/2010	206	208	
208	completação	23	31/12/2010	23/01/2011	207	0	
250	movimentação	4	04/05/2009	08/05/2009	249	251	
251	perfuração do desenvolvimento da produção	60	08/05/2009	07/07/2009	250	252	
252	completação	30	07/07/2009	06/08/2009	251	253	
253	movimentação	5	06/08/2009	11/08/2009	252	254	
254	restauração	24	11/08/2009	04/09/2009	253	255	
255	movimentação	4	04/09/2009	08/09/2009	254	256	
256	restauração	26	08/09/2009	04/10/2009	255	257	
257	movimentação	4	04/10/2009	08/10/2009	256	258	
258	restauração	26	08/10/2009	03/11/2009	257	259	
259	movimentação	4	03/11/2009	07/11/2009	258	260	
260	restauração	20	07/11/2009	27/11/2009	259	261	
261	movimentação	4	27/11/2009	01/12/2009	260	262	
262	restauração	20	01/12/2009	21/12/2009	261	263	
263	movimentação	4	21/12/2009	25/12/2009	262	264	
264	perfuração do desenvolvimento da produção	7	25/12/2009	01/01/2010	263	265	
265	perfuração do desenvolvimento da produção	29	01/01/2010	30/01/2010	264	266	
266	perfuração do desenvolvimento da produção	22	30/01/2010	21/02/2010	265	267	
267	perfuração do desenvolvimento da produção	22	21/02/2010	15/03/2010	266	268	
268	completação	16	15/03/2010	31/03/2010	267	269	
269	completação	16	31/03/2010	16/04/2010	268	270	
270	completação	17	16/04/2010	03/05/2010	269	271	
271	completação	21	03/05/2010	24/05/2010	270	272	
272	movimentação	5	24/05/2010	29/05/2010	271	273	
273	completação	32	29/05/2010	30/06/2010	272	274	
274	movimentação	5	30/06/2010	05/07/2010	273	275	
275	completação	32	05/07/2010	06/08/2010	274	276	
276	docagem	300	06/08/2010	02/06/2011	275	0	
277	perfuração do desenvolvimento da produção	62	31/10/2008	01/01/2009	0	278	
278	completação	62	01/01/2009	04/03/2009	277	279	
279	movimentação	2	04/03/2009	06/03/2009	278	280	
280	perfuração do desenvolvimento da produção	30	06/03/2009	05/04/2009	279	281	
281	perfuração do desenvolvimento da produção	12	05/04/2009	17/04/2009	280	282	
282	movimentação	2	17/04/2009	19/04/2009	281	283	
283	perfuração do desenvolvimento da produção	30	19/04/2009	19/05/2009	282	284	
284	perfuração do desenvolvimento da produção	12	19/05/2009	31/05/2009	283	285	
285	docagem	120	31/05/2009	28/09/2009	284	286	
286	movimentação	3	28/09/2009	01/10/2009	285	287	
287	perfuração do desenvolvimento da produção	92	01/10/2009	01/01/2010	286	288	
288	completação	57	01/01/2010	27/02/2010	287	289	
289	movimentação	2	27/02/2010	01/03/2010	288	290	
290	perfuração do desenvolvimento da produção	30	01/03/2010	31/03/2010	289	291	
291	perfuração do desenvolvimento da produção	12	31/03/2010	12/04/2010	290	292	
292	movimentação	2	12/04/2010	14/04/2010	291	293	
293	perfuração do desenvolvimento da produção	14	14/04/2010	28/04/2010	292	294	
294	completação	20	28/04/2010	18/05/2010	293	295	
295	completação	16	18/05/2010	03/06/2010	294	296	
296	completação	20	03/06/2010	23/06/2010	295	297	
297	docagem	60	23/06/2010	22/08/2010	296	298	
298	movimentação	3	22/08/2010	25/08/2010	297	299	
299	perfuração exploratória	90	25/08/2010	23/11/2010	298	300	2904

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
300	movimentação	2	23/11/2010	25/11/2010	299	301	
301	perfuração do desenvolvimento da produção	28	25/11/2010	23/12/2010	300	302	
302	perfuração do desenvolvimento da produção	12	23/12/2010	04/01/2011	301	0	
303	docagem	48	13/12/2008	30/01/2009	0	304	
304	restauração	13	30/01/2009	12/02/2009	303	305	
305	movimentação	4	12/02/2009	16/02/2009	304	306	
306	perfuração do desenvolvimento da produção	18	16/02/2009	06/03/2009	305	307	
307	perfuração do desenvolvimento da produção	31	06/03/2009	06/04/2009	306	308	
308	completação	16	06/04/2009	22/04/2009	307	309	
309	completação	16	22/04/2009	08/05/2009	308	310	
310	completação	10	08/05/2009	18/05/2009	309	311	
311	restauração	10	18/05/2009	28/05/2009	310	312	
312	restauração	10	28/05/2009	07/06/2009	311	313	
313	movimentação	4	07/06/2009	11/06/2009	312	314	
314	perfuração do desenvolvimento da produção	18	11/06/2009	29/06/2009	313	315	
315	perfuração do desenvolvimento da produção	31	29/06/2009	30/07/2009	314	316	
316	completação	18	30/07/2009	17/08/2009	315	317	
317	completação	18	17/08/2009	04/09/2009	316	318	
318	completação	10	04/09/2009	14/09/2009	317	319	
319	movimentação	4	14/09/2009	18/09/2009	318	320	
320	restauração	12	18/09/2009	30/09/2009	319	321	
321	restauração	12	30/09/2009	12/10/2009	320	322	
322	perfuração do desenvolvimento da produção	18	12/10/2009	30/10/2009	321	323	
323	perfuração do desenvolvimento da produção	31	30/10/2009	30/11/2009	322	324	
324	completação	16	30/11/2009	16/12/2009	323	325	
325	completação	16	16/12/2009	01/01/2010	324	326	
326	completação	10	01/01/2010	11/01/2010	325	327	
327	restauração	10	11/01/2010	21/01/2010	326	328	
328	restauração	10	21/01/2010	31/01/2010	327	329	
329	restauração	12	31/01/2010	12/02/2010	328	330	
330	movimentação	4	12/02/2010	16/02/2010	329	331	
331	perfuração do desenvolvimento da produção	18	16/02/2010	06/03/2010	330	332	
332	perfuração do desenvolvimento da produção	42	06/03/2010	17/04/2010	331	333	
333	completação	20	17/04/2010	07/05/2010	332	334	
334	completação	20	07/05/2010	27/05/2010	333	335	
335	completação	10	27/05/2010	06/06/2010	334	336	
336	movimentação	4	06/06/2010	10/06/2010	335	337	
337	perfuração do desenvolvimento da produção	18	10/06/2010	28/06/2010	336	338	
338	perfuração do desenvolvimento da produção	31	28/06/2010	29/07/2010	337	339	
339	completação	16	29/07/2010	14/08/2010	338	340	
340	completação	16	14/08/2010	30/08/2010	339	341	
341	completação	10	30/08/2010	09/09/2010	340	342	
342	movimentação	4	09/09/2010	13/09/2010	341	343	
343	perfuração do desenvolvimento da produção	18	13/09/2010	01/10/2010	342	344	
344	perfuração do desenvolvimento da produção	31	01/10/2010	01/11/2010	343	345	
345	completação	18	01/11/2010	19/11/2010	344	346	
346	completação	18	19/11/2010	07/12/2010	345	347	
347	completação	10	07/12/2010	17/12/2010	346	348	
348	movimentação	4	17/12/2010	21/12/2010	347	349	
349	completação	20	21/12/2010	10/01/2011	348	0	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
350	perfuração exploratória	43	19/11/2008	01/01/2009	0	351	2166,4
351	perfuração exploratória-fase 2	27	01/01/2009	28/01/2009	350	352	
352	avaliação exploratória	30	28/01/2009	27/02/2009	351	353	
353	movimentação	1	27/02/2009	28/02/2009	352	354	
354	restauração	9	28/02/2009	09/03/2009	353	355	
355	movimentação	1	09/03/2009	10/03/2009	354	356	
356	perfuração do desenvolvimento da produção	30	10/03/2009	09/04/2009	355	357	
357	perfuração do desenvolvimento da produção	25	09/04/2009	04/05/2009	356	358	
358	completação	15	04/05/2009	19/05/2009	357	359	
359	completação	15	19/05/2009	03/06/2009	358	360	
360	completação	10	03/06/2009	13/06/2009	359	361	
361	movimentação	2	13/06/2009	15/06/2009	360	362	
362	completação	40	15/06/2009	25/07/2009	361	363	
363	movimentação	2	25/07/2009	27/07/2009	362	364	
364	completação	28	27/07/2009	24/08/2009	363	365	
365	movimentação	2	24/08/2009	26/08/2009	364	366	
366	abandono	20	26/08/2009	15/09/2009	365	367	
367	movimentação	2	15/09/2009	17/09/2009	366	368	
368	perfuração do desenvolvimento da produção	25	17/09/2009	12/10/2009	367	369	
369	perfuração do desenvolvimento da produção	25	12/10/2009	06/11/2009	368	370	
370	completação	24	06/11/2009	30/11/2009	369	371	
371	completação	10	30/11/2009	10/12/2009	370	372	
372	docagem	22	10/12/2009	01/01/2010	371	373	
373	docagem	15	01/01/2010	16/01/2010	372	374	
374	movimentação	2	16/01/2010	18/01/2010	373	375	
375	abandono	22	18/01/2010	09/02/2010	374	376	
376	movimentação	2	09/02/2010	11/02/2010	375	377	
377	abandono	22	11/02/2010	05/03/2010	376	378	
378	movimentação	2	05/03/2010	07/03/2010	377	379	
379	abandono	24	07/03/2010	31/03/2010	378	380	
380	movimentação	2	31/03/2010	02/04/2010	379	381	
381	perfuração do desenvolvimento da produção	50	02/04/2010	22/05/2010	380	382	
382	completação	24	22/05/2010	15/06/2010	381	383	
383	completação	10	15/06/2010	25/06/2010	382	384	
384	movimentação	1	25/06/2010	26/06/2010	383	385	
385	restauração	21	26/06/2010	17/07/2010	384	386	
386	docagem	60	17/07/2010	15/09/2010	385	387	
387	movimentação	1	15/09/2010	16/09/2010	386	388	
388	restauração	21	16/09/2010	07/10/2010	387	389	
389	movimentação	1	07/10/2010	08/10/2010	388	390	
390	restauração	21	08/10/2010	29/10/2010	389	391	
391	movimentação	1	29/10/2010	30/10/2010	390	392	
392	restauração	21	30/10/2010	20/11/2010	391	393	
393	movimentação	1	20/11/2010	21/11/2010	392	394	
394	perfuração do desenvolvimento da produção	30	21/11/2010	21/12/2010	393	395	
395	perfuração do desenvolvimento da produção	25	21/12/2010	15/01/2011	394	0	
396	perfuração do desenvolvimento da produção	80	13/10/2008	01/01/2009	0	397	
397	perfuração do desenvolvimento da produção	56	01/01/2009	26/02/2009	396	398	
398	completação	45	26/02/2009	12/04/2009	397	399	
399	movimentação	5	12/04/2009	17/04/2009	398	400	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
400	perfuração exploratória	152	17/04/2009	16/09/2009	399	401	4688,8
401	movimentação	4	16/09/2009	20/09/2009	400	402	
402	perfuração exploratória	103	20/09/2009	01/01/2010	401	0	3580
403	perfuração exploratória	33	29/11/2008	01/01/2009	0	404	4528,8
404	perfuração exploratória-fase 2	87	01/01/2009	29/03/2009	403	405	
405	movimentação	6	29/03/2009	04/04/2009	404	406	
406	perfuração exploratória	170	04/04/2009	21/09/2009	405	407	4480
407	movimentação	5	21/09/2009	26/09/2009	406	408	
408	perfuração exploratória	97	26/09/2009	01/01/2010	407	409	4528,8
409	perfuração exploratória-fase 2	38	01/01/2010	08/02/2010	408	410	
410	movimentação	6	08/02/2010	14/02/2010	409	411	
411	perfuração exploratória	110	14/02/2010	04/06/2010	410	412	4536
412	movimentação	5	04/06/2010	09/06/2010	411	413	
413	completação	175	09/06/2010	01/12/2010	412	414	
414	perfuração do desenvolvimento da produção	160	01/12/2010	10/05/2011	413	0	
415	completação	10	22/12/2008	01/01/2009	0	416	
416	completação	14	01/01/2009	15/01/2009	415	417	
417	completação	10	15/01/2009	25/01/2009	416	418	
418	movimentação	1	25/01/2009	26/01/2009	417	419	
419	perfuração do desenvolvimento da produção	30	26/01/2009	25/02/2009	418	420	
420	perfuração do desenvolvimento da produção	30	25/02/2009	27/03/2009	419	421	
421	completação	25	27/03/2009	21/04/2009	420	422	
422	completação	10	21/04/2009	01/05/2009	421	423	
423	movimentação	1	01/05/2009	02/05/2009	422	424	
424	perfuração do desenvolvimento da produção	30	02/05/2009	01/06/2009	423	425	
425	perfuração do desenvolvimento da produção	30	01/06/2009	01/07/2009	424	426	
426	completação	25	01/07/2009	26/07/2009	425	427	
427	completação	10	26/07/2009	05/08/2009	426	428	
428	docagem	15	05/08/2009	20/08/2009	427	429	
429	movimentação	1	20/08/2009	21/08/2009	428	430	
430	perfuração do desenvolvimento da produção	30	21/08/2009	20/09/2009	429	431	
431	perfuração do desenvolvimento da produção	25	20/09/2009	15/10/2009	430	432	
432	completação	30	15/10/2009	14/11/2009	431	433	
433	completação	10	14/11/2009	24/11/2009	432	434	
434	movimentação	1	24/11/2009	25/11/2009	433	435	
435	perfuração do desenvolvimento da produção	37	25/11/2009	01/01/2010	434	436	
436	perfuração do desenvolvimento da produção	13	01/01/2010	14/01/2010	435	437	
437	completação	24	14/01/2010	07/02/2010	436	438	
438	completação	10	07/02/2010	17/02/2010	437	439	
439	movimentação	1	17/02/2010	18/02/2010	438	440	
440	perfuração do desenvolvimento da produção	30	18/02/2010	20/03/2010	439	441	
441	perfuração do desenvolvimento da produção	25	20/03/2010	14/04/2010	440	442	
442	completação	24	14/04/2010	08/05/2010	441	443	
443	completação	10	08/05/2010	18/05/2010	442	444	
444	movimentação	1	18/05/2010	19/05/2010	443	445	
445	perfuração do desenvolvimento da produção	30	19/05/2010	18/06/2010	444	446	
446	perfuração do desenvolvimento da produção	25	18/06/2010	13/07/2010	445	447	
447	completação	24	13/07/2010	06/08/2010	446	448	
448	completação	10	06/08/2010	16/08/2010	447	449	
449	perfuração do desenvolvimento da produção	50	16/08/2010	05/10/2010	448	450	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
450	completação	32	05/10/2010	06/11/2010	449	0	
451	completação	9	23/12/2008	01/01/2009	0	452	
452	completação	36	01/01/2009	06/02/2009	451	453	
453	movimentação	5	06/02/2009	11/02/2009	452	454	
454	perfuração exploratória	52	11/02/2009	04/04/2009	453	455	3680
455	movimentação	10	04/04/2009	14/04/2009	454	456	
456	perfuração do desenvolvimento da produção	50	14/04/2009	03/06/2009	455	457	
457	completação	68	03/06/2009	10/08/2009	456	458	
458	movimentação	5	10/08/2009	15/08/2009	457	459	
459	perfuração do desenvolvimento da produção	72	15/08/2009	26/10/2009	458	460	
460	completação	30	26/10/2009	25/11/2009	459	0	
461	perfuração do desenvolvimento da produção	37	25/11/2009	01/01/2010	0	0	
462	completação	53	01/01/2010	23/02/2010	0	463	
463	movimentação	10	23/02/2010	05/03/2010	462	464	
464	completação	45	05/03/2010	19/04/2010	463	465	
465	movimentação	5	19/04/2010	24/04/2010	464	466	
466	perfuração do desenvolvimento da produção	72	24/04/2010	05/07/2010	465	467	
467	movimentação	5	05/07/2010	10/07/2010	466	468	
468	perfuração do desenvolvimento da produção	56	10/07/2010	04/09/2010	467	469	
469	completação	68	04/09/2010	11/11/2010	468	470	
470	movimentação	5	11/11/2010	16/11/2010	469	471	
471	perfuração do desenvolvimento da produção	90	16/11/2010	14/02/2011	470	0	
472	restauração	12	20/12/2008	01/01/2009	0	473	
473	movimentação	1	01/01/2009	02/01/2009	472	474	
474	restauração	10	02/01/2009	12/01/2009	473	475	
475	movimentação	1	12/01/2009	13/01/2009	474	476	
476	restauração	10	13/01/2009	23/01/2009	475	477	
477	movimentação	1	23/01/2009	24/01/2009	476	478	
478	restauração	14	24/01/2009	07/02/2009	477	479	
479	docagem	35	07/02/2009	14/03/2009	478	480	
480	movimentação	1	14/03/2009	15/03/2009	479	481	
481	completação	12	15/03/2009	27/03/2009	480	482	
482	movimentação	1	27/03/2009	28/03/2009	481	483	
483	restauração	9	28/03/2009	06/04/2009	482	484	
484	movimentação	1	06/04/2009	07/04/2009	483	485	
485	restauração	14	07/04/2009	21/04/2009	484	486	
486	movimentação	1	21/04/2009	22/04/2009	485	487	
487	restauração	4	22/04/2009	26/04/2009	486	488	
488	completação	15	26/04/2009	11/05/2009	487	489	
489	movimentação	1	11/05/2009	12/05/2009	488	490	
490	restauração	10	12/05/2009	22/05/2009	489	491	
491	movimentação	1	22/05/2009	23/05/2009	490	492	
492	restauração	16	23/05/2009	08/06/2009	491	493	
493	movimentação	1	08/06/2009	09/06/2009	492	494	
494	restauração	21	09/06/2009	30/06/2009	493	495	
495	movimentação	1	30/06/2009	01/07/2009	494	496	
496	restauração	21	01/07/2009	22/07/2009	495	497	
497	completação	15	22/07/2009	06/08/2009	496	498	
498	movimentação	1	06/08/2009	07/08/2009	497	499	
499	completação	10	07/08/2009	17/08/2009	498	500	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
500	movimentação	1	17/08/2009	18/08/2009	499	501	
501	restauração	29	18/08/2009	16/09/2009	500	502	
502	completação	24	16/09/2009	10/10/2009	501	503	
503	movimentação	2	10/10/2009	12/10/2009	502	504	
504	restauração	15	12/10/2009	27/10/2009	503	505	
505	movimentação	2	27/10/2009	29/10/2009	504	506	
506	restauração	15	29/10/2009	13/11/2009	505	507	
507	movimentação	2	13/11/2009	15/11/2009	506	508	
508	restauração	18	15/11/2009	03/12/2009	507	509	
509	movimentação	1	03/12/2009	04/12/2009	508	510	
510	restauração	28	04/12/2009	01/01/2010	509	511	
511	movimentação	1	01/01/2010	02/01/2010	510	512	
512	restauração	7	02/01/2010	09/01/2010	511	513	
513	movimentação	1	09/01/2010	10/01/2010	512	514	
514	restauração	25	10/01/2010	04/02/2010	513	515	
515	movimentação	1	04/02/2010	05/02/2010	514	516	
516	restauração	24	05/02/2010	01/03/2010	515	517	
517	movimentação	1	01/03/2010	02/03/2010	516	518	
518	restauração	7	02/03/2010	09/03/2010	517	519	
519	movimentação	1	09/03/2010	10/03/2010	518	520	
520	restauração	25	10/03/2010	04/04/2010	519	521	
521	movimentação	1	04/04/2010	05/04/2010	520	522	
522	restauração	25	05/04/2010	30/04/2010	521	523	
523	movimentação	1	30/04/2010	01/05/2010	522	524	
524	restauração	24	01/05/2010	25/05/2010	523	525	
525	movimentação	1	25/05/2010	26/05/2010	524	526	
526	restauração	17	26/05/2010	12/06/2010	525	527	
527	movimentação	1	12/06/2010	13/06/2010	526	528	
528	restauração	17	13/06/2010	30/06/2010	527	529	
529	movimentação	2	30/06/2010	02/07/2010	528	530	
530	restauração	23	02/07/2010	25/07/2010	529	531	
531	movimentação	2	25/07/2010	27/07/2010	530	532	
532	restauração	23	27/07/2010	19/08/2010	531	533	
533	movimentação	2	19/08/2010	21/08/2010	532	534	
534	restauração	23	21/08/2010	13/09/2010	533	535	
535	movimentação	2	13/09/2010	15/09/2010	534	536	
536	restauração	23	15/09/2010	08/10/2010	535	537	
537	restauração	1	08/10/2010	09/10/2010	536	538	
538	restauração	25	09/10/2010	03/11/2010	537	539	
539		24	03/11/2010	27/11/2010	538	540	
540	movimentação	2	27/11/2010	29/11/2010	539	541	
541	restauração	16	29/11/2010	15/12/2010	540	542	
542	movimentação	1	15/12/2010	16/12/2010	541	543	
543	restauração	16	16/12/2010	01/01/2011	542	0	
544	perfuração exploratória	95	28/09/2008	01/01/2009	0	545	3547,2
545	movimentação	5	01/01/2009	06/01/2009	544	546	
546	perfuração exploratória	85	06/01/2009	01/04/2009	545	547	4320
547	avaliação exploratória	40	01/04/2009	11/05/2009	546	548	
548	movimentação	5	11/05/2009	16/05/2009	547	549	
549	perfuração do desenvolvimento da produção	100	16/05/2009	24/08/2009	548	550	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
550	avaliação exploratória	75	24/08/2009	07/11/2009	549	551	
551	movimentação	5	07/11/2009	12/11/2009	550	552	
552	perfuração do desenvolvimento da produção	50	12/11/2009	01/01/2010	551	553	
553	movimentação	4	01/01/2010	05/01/2010	552	554	
554	perfuração exploratória	77	05/01/2010	23/03/2010	553	555	3280
555	movimentação	4	23/03/2010	27/03/2010	554	556	
556	perfuração exploratória	120	27/03/2010	25/07/2010	555	557	5240
557	avaliação exploratória	26	25/07/2010	20/08/2010	556	558	
558	perfuração exploratória	30	20/08/2010	19/09/2010	557	559	5240
559	movimentação	4	19/09/2010	23/09/2010	558	560	
560	perfuração exploratória	110	23/09/2010	11/01/2011	559	0	3920
561	perfuração do desenvolvimento da produção	41	21/11/2008	01/01/2009	0	562	
562	completação	6	01/01/2009	07/01/2009	561	563	
563	perfuração do desenvolvimento da produção	18	07/01/2009	25/01/2009	562	564	
564	completação	47	25/01/2009	13/03/2009	563	565	
565	docagem	20	13/03/2009	02/04/2009	564	566	
566	restauração	30	02/04/2009	02/05/2009	565	567	
567	restauração	30	02/05/2009	01/06/2009	566	568	
568	perfuração do desenvolvimento da produção	103	01/06/2009	12/09/2009	567	569	
569	completação	20	12/09/2009	02/10/2009	568	570	
570	perfuração do desenvolvimento da produção	35	02/10/2009	06/11/2009	569	571	
571	perfuração do desenvolvimento da produção	56	06/11/2009	01/01/2010	570	0	
572	completação	9	23/12/2008	01/01/2009	0	573	
573	completação	20	01/01/2009	21/01/2009	572	574	
574	movimentação	5	21/01/2009	26/01/2009	573	575	
575	restauração	36	26/01/2009	03/03/2009	574	576	
576	movimentação	5	03/03/2009	08/03/2009	575	577	
577	restauração	55	08/03/2009	02/05/2009	576	578	
578	movimentação	4	02/05/2009	06/05/2009	577	579	
579	perfuração do desenvolvimento da produção	26	06/05/2009	01/06/2009	578	580	
580	perfuração do desenvolvimento da produção	27	01/06/2009	28/06/2009	579	581	
581	completação	29	28/06/2009	27/07/2009	580	582	
582	movimentação	5	27/07/2009	01/08/2009	581	583	
583	completação	85	01/08/2009	25/10/2009	582	584	
584	movimentação	4	25/10/2009	29/10/2009	583	585	
585	perfuração do desenvolvimento da produção	39	29/10/2009	07/12/2009	584	586	
586	completação	25	07/12/2009	01/01/2010	585	587	
587	movimentação	4	01/01/2010	05/01/2010	586	588	
588	perfuração do desenvolvimento da produção	30	05/01/2010	04/02/2010	587	589	
589	perfuração do desenvolvimento da produção	27	04/02/2010	03/03/2010	588	590	
590	completação	29	03/03/2010	01/04/2010	589	591	
591	movimentação	5	01/04/2010	06/04/2010	590	592	
592	restauração	30	06/04/2010	06/05/2010	591	593	
593	movimentação	4	06/05/2010	10/05/2010	592	594	
594	perfuração do desenvolvimento da produção	26	10/05/2010	05/06/2010	593	595	
595	perfuração do desenvolvimento da produção	27	05/06/2010	02/07/2010	594	596	
596	completação	29	02/07/2010	31/07/2010	595	0	
597	perfuração do desenvolvimento da produção	30	02/12/2008	01/01/2009	0	598	
598	perfuração do desenvolvimento da produção	10	01/01/2009	11/01/2009	597	599	
599	restauração	70	11/01/2009	22/03/2009	598	600	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
600	restauração	40	22/03/2009	01/05/2009	599	601	
601	docagem	21	01/05/2009	22/05/2009	600	602	
602	movimentação	2	22/05/2009	24/05/2009	601	603	
603	perfuração do desenvolvimento da produção	30	24/05/2009	23/06/2009	602	604	
604	perfuração do desenvolvimento da produção	12	23/06/2009	05/07/2009	603	605	
605	movimentação	2	05/07/2009	07/07/2009	604	606	
606	movimentação	2	05/07/2009	07/07/2009	605	607	
607	perfuração do desenvolvimento da produção	30	07/07/2009	06/08/2009	606	608	
608	perfuração do desenvolvimento da produção	12	06/08/2009	18/08/2009	607	609	
609	movimentação	2	18/08/2009	20/08/2009	608	610	
610	completação	108	20/08/2009	06/12/2009	609	611	
611	restauração	26	06/12/2009	01/01/2010	610	612	
612	movimentação	2	01/01/2010	03/01/2010	611	613	
613	perfuração do desenvolvimento da produção	25	03/01/2010	28/01/2010	612	614	
614	perfuração do desenvolvimento da produção	28	28/01/2010	25/02/2010	613	615	
615	completação	47	25/02/2010	13/04/2010	614	616	
616	movimentação	2	13/04/2010	15/04/2010	615	617	
617	perfuração exploratória	30	15/04/2010	15/05/2010	616	618	1520
618	avaliação exploratória	30	15/05/2010	14/06/2010	617	619	
619	completação	34	14/06/2010	18/07/2010	618	0	
620	perfuração do desenvolvimento da produção	38	24/11/2008	01/01/2009	0	621	
621	perfuração do desenvolvimento da produção	25	01/01/2009	26/01/2009	620	622	
622	completação	30	26/01/2009	25/02/2009	621	623	
623	completação	7	25/02/2009	04/03/2009	622	624	
624	movimentação	5	04/03/2009	09/03/2009	623	625	
625	perfuração do desenvolvimento da produção	39	09/03/2009	17/04/2009	624	626	
626	completação	29	17/04/2009	16/05/2009	625	627	
627	movimentação	5	16/05/2009	21/05/2009	626	628	
628	perfuração do desenvolvimento da produção	45	21/05/2009	05/07/2009	627	629	
629	completação	30	05/07/2009	04/08/2009	628	630	
630	movimentação	5	04/08/2009	09/08/2009	629	631	
631	perfuração do desenvolvimento da produção	33	09/08/2009	11/09/2009	630	632	
632	perfuração do desenvolvimento da produção	33	11/09/2009	14/10/2009	631	633	
633	completação	29	14/10/2009	12/11/2009	632	634	
634	movimentação	4	12/11/2009	16/11/2009	633	635	
635	completação	30	16/11/2009	16/12/2009	634	636	
636	movimentação	4	16/12/2009	20/12/2009	635	637	
637	abandono	12	20/12/2009	01/01/2010	636	638	
638	abandono	13	01/01/2010	14/01/2010	637	639	
639	perfuração do desenvolvimento da produção	55	14/01/2010	10/03/2010	638	640	
640	completação	55	10/03/2010	04/05/2010	639	641	
641	perfuração do desenvolvimento da produção	55	04/05/2010	28/06/2010	640	642	
642	completação	55	28/06/2010	22/08/2010	641	643	
643	movimentação	5	22/08/2010	27/08/2010	642	644	
644	completação	70	27/08/2010	05/11/2010	643	645	
645	movimentação	5	05/11/2010	10/11/2010	644	646	
646	perfuração do desenvolvimento da produção	70	10/11/2010	19/01/2011	645	0	
647	completação	45	17/11/2008	01/01/2009	0	648	
648	completação	45	01/01/2009	15/02/2009	647	649	
649	movimentação	2	15/02/2009	17/02/2009	648	650	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
650	perfuração exploratória	90	17/02/2009	18/05/2009	649	651	3040
651	avaliação exploratória	0	18/05/2009	18/05/2009	650	652	
652	docagem	30	18/05/2009	17/06/2009	651	653	
653	movimentação	3	17/06/2009	20/06/2009	652	654	
654	perfuração exploratória	100	20/06/2009	28/09/2009	653	655	3320
655	avaliação exploratória	40	28/09/2009	07/11/2009	654	656	
656	movimentação	13	07/11/2009	20/11/2009	655	657	
657	perfuração exploratória	21	20/11/2009	11/12/2009	656	658	960
658	avaliação exploratória	21	11/12/2009	01/01/2010	657	659	
659	avaliação exploratória	19	01/01/2010	20/01/2010	658	660	
660	movimentação	2	20/01/2010	22/01/2010	659	661	
661	perfuração exploratória	35	22/01/2010	26/02/2010	660	662	1806,4
662	docagem	60	26/02/2010	27/04/2010	661	663	
663	movimentação	2	27/04/2010	29/04/2010	662	664	
664	perfuração exploratória	178	29/04/2010	24/10/2010	663	665	3880
665	movimentação	2	24/10/2010	26/10/2010	664	666	
666	perfuração exploratória	27	26/10/2010	22/11/2010	665	667	1513,6
667	avaliação exploratória	40	22/11/2010	01/01/2011	666	0	
668	movimentação	6	26/12/2008	01/01/2009	0	669	
669	perfuração exploratória	42	01/01/2009	12/02/2009	668	670	2200
670	avaliação exploratória	40	12/02/2009	24/03/2009	669	671	
671	movimentação	10	24/03/2009	03/04/2009	670	672	
672	perfuração exploratória	90	03/04/2009	02/07/2009	671	673	3280
673	docagem	70	02/07/2009	10/09/2009	672	674	
674	movimentação	4	10/09/2009	14/09/2009	673	675	
675	perfuração exploratória	35	14/09/2009	19/10/2009	674	676	1976
676	avaliação exploratória	40	19/10/2009	28/11/2009	675	677	
677	movimentação	4	28/11/2009	02/12/2009	676	678	
678	perfuração exploratória	30	02/12/2009	01/01/2010	677	679	2088
679	perfuração exploratória-fase 2	10	01/01/2010	11/01/2010	678	680	
680	movimentação	5	11/01/2010	16/01/2010	679	681	
681	perfuração exploratória	115	16/01/2010	11/05/2010	680	682	3480
682	movimentação	10	11/05/2010	21/05/2010	681	683	
683	perfuração exploratória	100	21/05/2010	29/08/2010	682	684	3040
684	movimentação	4	29/08/2010	02/09/2010	683	685	
685	perfuração exploratória	238	02/09/2010	28/04/2011	684	0	5440
686	perfuração do desenvolvimento da produção	131	23/08/2008	01/01/2009	0	687	
687	perfuração do desenvolvimento da produção	17	01/01/2009	18/01/2009	686	688	
688	avaliação exploratória	55	18/01/2009	14/03/2009	687	689	
689	movimentação	6	14/03/2009	20/03/2009	688	690	
690	perfuração do desenvolvimento da produção	40	20/03/2009	29/04/2009	689	691	
691	perfuração do desenvolvimento da produção	20	29/04/2009	19/05/2009	690	692	
692	movimentação	5	19/05/2009	24/05/2009	691	693	
693	perfuração do desenvolvimento da produção	45	24/05/2009	08/07/2009	692	694	
694	perfuração do desenvolvimento da produção	20	08/07/2009	28/07/2009	693	695	
695	docagem	21	28/07/2009	18/08/2009	694	696	
696	movimentação	5	18/08/2009	23/08/2009	695	697	
697	perfuração do desenvolvimento da produção	45	23/08/2009	07/10/2009	696	698	
698	completação	45	07/10/2009	21/11/2009	697	699	
699	movimentação	5	21/11/2009	26/11/2009	698	700	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
700	perfuração do desenvolvimento da produção	25	26/11/2009	21/12/2009	699	701	
701	completação	11	21/12/2009	01/01/2010	700	702	
702	completação	34	01/01/2010	04/02/2010	701	703	
703	movimentação	5	04/02/2010	09/02/2010	702	704	
704	perfuração do desenvolvimento da produção	40	09/02/2010	21/03/2010	703	705	
705	perfuração do desenvolvimento da produção	40	21/03/2010	30/04/2010	704	706	
706	completação	45	30/04/2010	14/06/2010	705	707	
707	movimentação	5	14/06/2010	19/06/2010	706	708	
708	perfuração do desenvolvimento da produção	25	19/06/2010	14/07/2010	707	709	
709	completação	45	14/07/2010	28/08/2010	708	710	
710	movimentação	5	28/08/2010	02/09/2010	709	711	
711	perfuração do desenvolvimento da produção	45	02/09/2010	17/10/2010	710	712	
712	perfuração do desenvolvimento da produção	45	17/10/2010	01/12/2010	711	713	
713	completação	45	01/12/2010	15/01/2011	712	0	
714	docagem	42	20/11/2008	01/01/2009	0	715	
715	docagem	3	01/01/2009	04/01/2009	714	716	
716	movimentação	2	04/01/2009	06/01/2009	715	717	
717	perfuração do desenvolvimento da produção	17	06/01/2009	23/01/2009	716	718	
718	perfuração do desenvolvimento da produção	10	23/01/2009	02/02/2009	717	719	
719	completação	16	02/02/2009	18/02/2009	718	720	
720	completação	22	18/02/2009	12/03/2009	719	721	
721	completação	11	12/03/2009	23/03/2009	720	722	
722	movimentação	2	23/03/2009	25/03/2009	721	723	
723	perfuração do desenvolvimento da produção	28	25/03/2009	22/04/2009	722	724	
724	perfuração do desenvolvimento da produção	8	22/04/2009	30/04/2009	723	725	
725	perfuração do desenvolvimento da produção	10	30/04/2009	10/05/2009	724	726	
726	completação	22	10/05/2009	01/06/2009	725	727	
727	completação	21	01/06/2009	22/06/2009	726	728	
728	completação	12	22/06/2009	04/07/2009	727	0	
729	movimentação	2	04/07/2009	06/07/2009	0	0	
730	perfuração do desenvolvimento da produção	32	06/07/2009	07/08/2009	0	731	
731	perfuração do desenvolvimento da produção	12	07/08/2009	19/08/2009	730	732	
732	perfuração do desenvolvimento da produção	10	19/08/2009	29/08/2009	731	733	
733	completação	19	29/08/2009	17/09/2009	732	734	
734	completação	24	17/09/2009	11/10/2009	733	735	
735	completação	12	11/10/2009	23/10/2009	734	736	
736	restauração	13	23/10/2009	05/11/2009	735	737	
737	restauração	12	05/11/2009	17/11/2009	736	738	
738	perfuração do desenvolvimento da produção	45	17/11/2009	01/01/2010	737	739	
739	completação	10	01/01/2010	11/01/2010	738	740	
740	completação	15	11/01/2010	26/01/2010	739	741	
741	completação	15	26/01/2010	10/02/2010	740	742	
742	completação	7	10/02/2010	17/02/2010	741	743	
743	perfuração do desenvolvimento da produção	40	17/02/2010	29/03/2010	742	744	
744	perfuração do desenvolvimento da produção	26	01/01/2010	27/01/2010	743	745	
745	completação	47	27/01/2010	15/03/2010	744	746	
746	perfuração do desenvolvimento da produção	40	15/03/2010	24/04/2010	745	747	
747	perfuração do desenvolvimento da produção	26	24/04/2010	20/05/2010	746	748	
748	completação	47	20/05/2010	06/07/2010	747	749	
749	perfuração do desenvolvimento da produção	45	06/07/2010	20/08/2010	748	750	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
750	completação	47	20/08/2010	06/10/2010	749	751	
751	restauração	25	06/10/2010	31/10/2010	750	752	
752	restauração	25	31/10/2010	25/11/2010	751	753	
753	docagem	30	25/11/2010	25/12/2010	752	754	
754	perfuração do desenvolvimento da produção	45	25/12/2010	08/02/2011	753	0	
755	restauração	15	17/12/2008	01/01/2009	0	756	
756	movimentação	4	01/01/2009	05/01/2009	755	757	
757	docagem	40	05/01/2009	14/02/2009	756	758	
758	movimentação	2	14/02/2009	16/02/2009	757	759	
759	perfuração do desenvolvimento da produção	7	16/02/2009	23/02/2009	758	760	
760	perfuração do desenvolvimento da produção	6	23/02/2009	01/03/2009	759	761	
761	perfuração do desenvolvimento da produção	13	01/03/2009	14/03/2009	760	762	
762	completação	19	14/03/2009	02/04/2009	761	763	
763	completação	23	02/04/2009	25/04/2009	762	764	
764	completação	12	25/04/2009	07/05/2009	763	765	
765	movimentação	2	07/05/2009	09/05/2009	764	766	
766	perfuração do desenvolvimento da produção	27	09/05/2009	05/06/2009	765	767	
767	perfuração do desenvolvimento da produção	15	05/06/2009	20/06/2009	766	768	
768	perfuração do desenvolvimento da produção	10	20/06/2009	30/06/2009	767	769	
769	completação	19	30/06/2009	19/07/2009	768	770	
770	completação	22	19/07/2009	10/08/2009	769	771	
771	completação	12	10/08/2009	22/08/2009	770	772	
772	movimentação	2	22/08/2009	24/08/2009	771	773	
773	perfuração do desenvolvimento da produção	32	24/08/2009	25/09/2009	772	774	
774	perfuração do desenvolvimento da produção	12	25/09/2009	07/10/2009	773	775	
775	perfuração do desenvolvimento da produção	10	07/10/2009	17/10/2009	774	776	
776	completação	19	17/10/2009	05/11/2009	775	777	
777	completação	24	05/11/2009	29/11/2009	776	778	
778	completação	12	29/11/2009	11/12/2009	777	779	
779	movimentação	2	11/12/2009	13/12/2009	778	780	
780	perfuração do desenvolvimento da produção	19	13/12/2009	01/01/2010	779	781	
781	perfuração do desenvolvimento da produção	23	01/01/2010	24/01/2010	780	782	
782	perfuração do desenvolvimento da produção	10	24/01/2010	03/02/2010	781	783	
783	completação	16	03/02/2010	19/02/2010	782	784	
784	completação	27	19/02/2010	18/03/2010	783	785	
785	completação	12	18/03/2010	30/03/2010	784	786	
786	completação	47	30/03/2010	16/05/2010	785	787	
787	perfuração do desenvolvimento da produção	40	16/05/2010	25/06/2010	786	788	
788	perfuração do desenvolvimento da produção	26	25/06/2010	21/07/2010	787	789	
789	completação	47	21/07/2010	06/09/2010	788	790	
790	perfuração do desenvolvimento da produção	45	06/09/2010	21/10/2010	789	791	
791	completação	47	21/10/2010	07/12/2010	790	792	
792	perfuração do desenvolvimento da produção	45	07/12/2010	21/01/2011	791	0	
793	completação	33	29/11/2008	01/01/2009	0	794	
794	completação	38	01/01/2009	08/02/2009	793	795	
795	movimentação	2	08/02/2009	10/02/2009	794	796	
796	completação	81	10/02/2009	02/05/2009	795	797	
797	completação	48	02/05/2009	19/06/2009	796	798	
798	movimentação	2	19/06/2009	21/06/2009	797	799	
799	perfuração do desenvolvimento da produção	58	21/06/2009	18/08/2009	798	800	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
800	completação	60	18/08/2009	17/10/2009	799	801	
801	completação	10	17/10/2009	27/10/2009	800	802	
802	docagem	45	27/10/2009	11/12/2009	801	803	
803	restauração	2	11/12/2009	13/12/2009	802	804	
804	restauração	19	13/12/2009	01/01/2010	803	805	
805	movimentação	2	01/01/2010	03/01/2010	804	806	
806	perfuração do desenvolvimento da produção	60	03/01/2010	04/03/2010	805	807	
807	completação	60	04/03/2010	03/05/2010	806	808	
808	perfuração do desenvolvimento da produção	58	03/05/2010	30/06/2010	807	809	
809	completação	47	30/06/2010	16/08/2010	808	810	
810	perfuração do desenvolvimento da produção	4	16/08/2010	20/08/2010	809	811	
811	perfuração do desenvolvimento da produção	58	20/08/2010	17/10/2010	810	812	
812	completação	47	17/10/2010	03/12/2010	811	813	
813	restauração	25	03/12/2010	28/12/2010	812	814	
814	perfuração do desenvolvimento da produção	4	28/12/2010	01/01/2011	813	0	
815	perfuração do desenvolvimento da produção	55	07/11/2008	01/01/2009	0	816	
816	completação	37	01/01/2009	07/02/2009	815	817	
817	completação	65	07/02/2009	13/04/2009	816	818	
818	movimentação	2	13/04/2009	15/04/2009	817	819	
819	completação	48	15/04/2009	02/06/2009	818	820	
820	docagem	45	02/06/2009	17/07/2009	819	821	
821	movimentação	2	17/07/2009	19/07/2009	820	822	
822	perfuração do desenvolvimento da produção	58	19/07/2009	15/09/2009	821	823	
823	completação	45	15/09/2009	30/10/2009	822	824	
824	completação	15	30/10/2009	14/11/2009	823	825	
825	completação	10	14/11/2009	24/11/2009	824	826	
826	avaliação exploratória	30	24/11/2009	24/12/2009	825	827	
827	restauração	2	24/12/2009	26/12/2009	826	828	
828	restauração	6	26/12/2009	01/01/2010	827	829	
829	perfuração do desenvolvimento da produção	53	01/01/2010	23/02/2010	828	830	
830	perfuração do desenvolvimento da produção	30	23/02/2010	25/03/2010	829	831	
831	completação	47	25/03/2010	11/05/2010	830	832	
832	perfuração do desenvolvimento da produção	4	11/05/2010	15/05/2010	831	833	
833	perfuração do desenvolvimento da produção	53	15/05/2010	07/07/2010	832	834	
834	perfuração do desenvolvimento da produção	30	07/07/2010	06/08/2010	833	835	
835	completação	47	06/08/2010	22/09/2010	834	836	
836	perfuração do desenvolvimento da produção	4	22/09/2010	26/09/2010	835	837	
837	perfuração do desenvolvimento da produção	58	26/09/2010	23/11/2010	836	838	
838	completação	48	23/11/2010	10/01/2011	837	0	
839	perfuração do desenvolvimento da produção	15	17/12/2008	01/01/2009	0	840	
840	perfuração do desenvolvimento da produção	24	01/01/2009	25/01/2009	839	841	
841	perfuração do desenvolvimento da produção	12	25/01/2009	06/02/2009	840	842	
842	completação	47	06/02/2009	25/03/2009	841	843	
843	movimentação	7	25/03/2009	01/04/2009	842	844	
844	perfuração do desenvolvimento da produção	25	01/04/2009	26/04/2009	843	845	
845	perfuração do desenvolvimento da produção	20	26/04/2009	16/05/2009	844	846	
846	completação	52	16/05/2009	07/07/2009	845	847	
847	movimentação	7	07/07/2009	14/07/2009	846	848	
848	perfuração do desenvolvimento da produção	24	14/07/2009	07/08/2009	847	849	
849	perfuração do desenvolvimento da produção	18	07/08/2009	25/08/2009	848	850	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
850	completação	90	25/08/2009	23/11/2009	849	851	
851	docagem	15	23/11/2009	08/12/2009	850	852	
852	movimentação	7	08/12/2009	15/12/2009	851	853	
853	perfuração do desenvolvimento da produção	17	15/12/2009	01/01/2010	852	854	
854	perfuração do desenvolvimento da produção	18	01/01/2010	19/01/2010	853	855	
855	perfuração do desenvolvimento da produção	26	19/01/2010	14/02/2010	854	856	
856	completação	52	14/02/2010	07/04/2010	855	857	
857	movimentação	5	07/04/2010	12/04/2010	856	858	
858	perfuração do desenvolvimento da produção	50	12/04/2010	01/06/2010	857	859	
859	completação	36	01/06/2010	07/07/2010	858	860	
860	completação	9	07/07/2010	16/07/2010	859	861	
861	movimentação	4	16/07/2010	20/07/2010	860	862	
862	perfuração do desenvolvimento da produção	35	20/07/2010	24/08/2010	861	863	
863	completação	45	24/08/2010	08/10/2010	862	864	
864	perfuração do desenvolvimento da produção	80	08/10/2010	27/12/2010	863	865	
865	completação	32	27/12/2010	28/01/2011	864	0	
866	perfuração do desenvolvimento da produção	23	09/12/2008	01/01/2009	0	867	
867	perfuração do desenvolvimento da produção	27	01/01/2009	28/01/2009	866	868	
868	completação	24	28/01/2009	21/02/2009	867	869	
869	movimentação	4	21/02/2009	25/02/2009	868	870	
870	restauração	20	25/02/2009	17/03/2009	869	871	
871	movimentação	5	17/03/2009	22/03/2009	870	872	
872	perfuração exploratória	40	22/03/2009	01/05/2009	871	873	2430,4
873	movimentação	20	01/05/2009	21/05/2009	872	874	
874	movimentação	4	21/05/2009	25/05/2009	873	875	
875	perfuração exploratória	36	25/05/2009	30/06/2009	874	876	2896
876	movimentação	20	30/06/2009	20/07/2009	875	877	
877	movimentação	5	20/07/2009	25/07/2009	876	878	
878	perfuração exploratória	25	25/07/2009	19/08/2009	877	879	1756
879	avaliação exploratória	15	19/08/2009	03/09/2009	878	880	
880	movimentação	5	03/09/2009	08/09/2009	879	881	
881	perfuração exploratória	40	08/09/2009	18/10/2009	880	882	2960
882	avaliação exploratória	30	18/10/2009	17/11/2009	881	883	
883	movimentação	4	17/11/2009	21/11/2009	882	884	
884	perfuração exploratória	41	21/11/2009	01/01/2010	883	885	3760
885	avaliação exploratória	29	01/01/2010	30/01/2010	884	886	
886	movimentação	4	30/01/2010	03/02/2010	885	887	
887	perfuração exploratória	40	03/02/2010	15/03/2010	886	888	3760
888	avaliação exploratória	30	15/03/2010	14/04/2010	887	889	
889	movimentação	4	14/04/2010	18/04/2010	888	890	
890	perfuração exploratória	36	18/04/2010	24/05/2010	889	891	2896
891	movimentação	20	24/05/2010	13/06/2010	890	892	
892	movimentação	4	13/06/2010	17/06/2010	891	893	
893	perfuração exploratória	40	17/06/2010	27/07/2010	892	894	720
894	avaliação exploratória	0	27/07/2010	27/07/2010	893	895	
895	movimentação	4	27/07/2010	31/07/2010	894	896	
896	perfuração exploratória	36	31/07/2010	05/09/2010	895	897	2904
897	movimentação	20	05/09/2010	25/09/2010	896	898	
898	movimentação	4	25/09/2010	29/09/2010	897	899	
899	abandono	13	29/09/2010	12/10/2010	898	900	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
900	movimentação	4	12/10/2010	16/10/2010	899	901	
901	restauração	15	16/10/2010	31/10/2010	900	902	
902	movimentação	2	31/10/2010	02/11/2010	901	903	
903	perfuração exploratória	40	02/11/2010	12/12/2010	902	904	2332
904	avaliação exploratória	10	12/12/2010	22/12/2010	903	905	
905	movimentação	4	22/12/2010	26/12/2010	904	906	
906	perfuração exploratória	25	26/12/2010	20/01/2011	905	0	1106,4
907	perfuração do desenvolvimento da produção	16	16/12/2008	01/01/2009	0	908	
908	perfuração do desenvolvimento da produção	11	01/01/2009	12/01/2009	907	909	
909	completação	27	12/01/2009	08/02/2009	908	910	
910	movimentação	4	08/02/2009	12/02/2009	909	911	
911	restauração	60	12/02/2009	13/04/2009	910	912	
912	movimentação	4	13/04/2009	17/04/2009	911	913	
913	perfuração do desenvolvimento da produção	30	17/04/2009	17/05/2009	912	914	
914	perfuração do desenvolvimento da produção	28	17/05/2009	14/06/2009	913	915	
915	completação	24	14/06/2009	08/07/2009	914	916	
916	completação	26	08/07/2009	03/08/2009	915	917	
917	movimentação	4	03/08/2009	07/08/2009	916	918	
918	completação	50	07/08/2009	26/09/2009	917	919	
919	movimentação	5	26/09/2009	01/10/2009	918	920	
920	perfuração do desenvolvimento da produção	30	01/10/2009	31/10/2009	919	921	
921	perfuração do desenvolvimento da produção	28	31/10/2009	28/11/2009	920	922	
922	completação	34	28/11/2009	01/01/2010	921	923	
923	completação	16	01/01/2010	17/01/2010	922	924	
924	movimentação	4	17/01/2010	21/01/2010	923	925	
925	perfuração do desenvolvimento da produção	30	21/01/2010	20/02/2010	924	926	
926	completação	25	20/02/2010	17/03/2010	925	927	
927	movimentação	4	17/03/2010	21/03/2010	926	928	
928	perfuração do desenvolvimento da produção	30	21/03/2010	20/04/2010	927	929	
929	perfuração do desenvolvimento da produção	28	20/04/2010	18/05/2010	928	930	
930	completação	50	18/05/2010	07/07/2010	929	931	
931	movimentação	4	07/07/2010	11/07/2010	930	932	
932	completação	30	11/07/2010	10/08/2010	931	933	
933	movimentação	4	10/08/2010	14/08/2010	932	934	
934	perfuração do desenvolvimento da produção	50	14/08/2010	03/10/2010	933	935	
935	completação	55	03/10/2010	27/11/2010	934	936	
936	movimentação	4	27/11/2010	01/12/2010	935	937	
937	perfuração exploratória-fase 2	31	01/12/2010	01/01/2011	936	0	
938	completação	14	18/12/2008	01/01/2009	0	939	
939	movimentação	5	01/01/2009	06/01/2009	938	940	
940	perfuração exploratória	90	06/01/2009	06/04/2009	939	941	4675,2
941	movimentação	5	06/04/2009	11/04/2009	940	942	
942	perfuração exploratória	120	11/04/2009	09/08/2009	941	943	4675,2
943	movimentação	4	09/08/2009	13/08/2009	942	944	
944	perfuração exploratória	106	13/08/2009	27/11/2009	943	945	3336
945	movimentação	5	27/11/2009	02/12/2009	944	946	
946	restauração	30	02/12/2009	01/01/2010	945	947	
947	movimentação	4	01/01/2010	05/01/2010	946	948	
948	perfuração do desenvolvimento da produção	100	05/01/2010	15/04/2010	947	949	
949		261	15/04/2010	01/01/2011	948	0	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
950	perfuração exploratória	116	26/12/2008	21/04/2009	0	951	4536
951	movimentação	5	21/04/2009	26/04/2009	950	952	
952	perfuração exploratória	31	26/04/2009	27/05/2009	951	953	3760
953	avaliação exploratória	40	27/05/2009	06/07/2009	952	954	
954	movimentação	4	06/07/2009	10/07/2009	953	955	
955	perfuração exploratória	115	10/07/2009	02/11/2009	954	956	3480
956	movimentação	5	02/11/2009	07/11/2009	955	957	
957	perfuração exploratória	31	07/11/2009	08/12/2009	956	958	1840
958	avaliação exploratória	40	08/12/2009	17/01/2010	957	959	
959	movimentação	5	17/01/2010	22/01/2010	958	960	
960	perfuração exploratória	235	22/01/2010	14/09/2010	959	961	3480
961	movimentação	5	14/09/2010	19/09/2010	960	962	
962	perfuração exploratória	235	19/09/2010	12/05/2011	961	0	3480
963	movimentação	5	01/01/2010	06/01/2010	0	964	
964	perfuração exploratória	95	06/01/2010	11/04/2010	963	965	3792
965	perfuração exploratória	100	11/04/2010	20/07/2010	964	966	3760
966	perfuração exploratória	110	20/07/2010	07/11/2010	965	967	3760
967	perfuração exploratória	120	07/11/2010	07/03/2011	966	0	3760
968	movimentação	4	15/09/2010	19/09/2010	0	969	
969	restauração	40	19/09/2010	29/10/2010	968	970	
970	movimentação	4	29/10/2010	02/11/2010	969	971	
971	perfuração do desenvolvimento da produção	60	02/11/2010	01/01/2011	970	0	
972	restauração	5	31/07/2010	05/08/2010	0	973	
973	restauração	31	05/08/2010	05/09/2010	972	974	
974	restauração	5	05/09/2010	10/09/2010	973	975	
975	restauração	10	10/09/2010	20/09/2010	974	976	
976	movimentação	4	20/09/2010	24/09/2010	975	977	
977	perfuração do desenvolvimento da produção	39	24/09/2010	02/11/2010	976	978	
978	completação	29	02/11/2010	01/12/2010	977	979	
979	movimentação	5	01/12/2010	06/12/2010	978	980	
980	perfuração do desenvolvimento da produção	53	06/12/2010	28/01/2011	979	0	
981	docagem	153	01/08/2008	01/01/2009	0	982	
982	docagem	31	01/01/2009	01/02/2009	981	983	
983	movimentação	7	01/02/2009	08/02/2009	982	984	
984	perfuração exploratória	115	08/02/2009	03/06/2009	983	985	4240
985	avaliação exploratória	30	03/06/2009	03/07/2009	984	986	
986	movimentação	5	03/07/2009	08/07/2009	985	987	
987	perfuração do desenvolvimento da produção	50	08/07/2009	27/08/2009	986	988	
988	perfuração do desenvolvimento da produção	22	27/08/2009	18/09/2009	987	989	
989	movimentação	5	18/09/2009	23/09/2009	988	990	
990	perfuração do desenvolvimento da produção	50	23/09/2009	12/11/2009	989	991	
991	perfuração do desenvolvimento da produção	50	12/11/2009	01/01/2010	990	992	
992	completação	45	01/01/2010	15/02/2010	991	993	
993	movimentação	10	15/02/2010	25/02/2010	992	994	
994	completação	45	25/02/2010	11/04/2010	993	995	
995	movimentação	2	11/04/2010	13/04/2010	994	996	
996	perfuração do desenvolvimento da produção	44	13/04/2010	27/05/2010	995	997	
997	completação	45	27/05/2010	11/07/2010	996	998	
998	movimentação	5	11/07/2010	16/07/2010	997	999	
999	perfuração do desenvolvimento da produção	50	16/07/2010	04/09/2010	998	1000	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
1000	perfuração do desenvolvimento da produção	50	04/09/2010	24/10/2010	999	1001	
1001	completação	45	24/10/2010	08/12/2010	1000	1002	
1002	movimentação	1	08/12/2010	09/12/2010	1001	1003	
1003	perfuração do desenvolvimento da produção	27	09/12/2010	05/01/2011	1002	0	
1004	movimentação	1	06/11/2010	07/11/2010	0	1005	
1005	perfuração do desenvolvimento da produção	30	07/11/2010	07/12/2010	1004	1006	
1006	perfuração do desenvolvimento da produção	25	07/12/2010	01/01/2011	1005	0	
1007	movimentação	2	01/07/2010	03/07/2010	0	1008	
1008	restauração	44	03/07/2010	16/08/2010	1007	1009	
1009	movimentação	2	16/08/2010	18/08/2010	1008	1010	
1010	restauração	44	18/08/2010	01/10/2010	1009	1011	
1011	movimentação	2	01/10/2010	03/10/2010	1010	1012	
1012	restauração	44	03/10/2010	16/11/2010	1011	1013	
1013	movimentação	2	16/11/2010	18/11/2010	1012	1014	
1014	restauração	44	18/11/2010	01/01/2011	1013	0	
1015	perfuração do desenvolvimento da produção	45	01/07/2009	15/08/2009	0	1016	
1016	completação	47	15/08/2009	01/10/2009	1015	1017	
1017	perfuração do desenvolvimento da produção	45	01/10/2009	15/11/2009	1016	1018	
1018	completação	47	15/11/2009	01/01/2010	1017	1019	
1019	perfuração do desenvolvimento da produção	45	01/01/2010	15/02/2010	1018	1020	
1020	completação	43	15/02/2010	30/03/2010	1019	1021	
1021	perfuração do desenvolvimento da produção	40	30/03/2010	09/05/2010	1020	1022	
1022	perfuração do desenvolvimento da produção	26	09/05/2010	04/06/2010	1021	1023	
1023	completação	43	04/06/2010	17/07/2010	1022	1024	
1024	perfuração do desenvolvimento da produção	45	17/07/2010	31/08/2010	1023	1025	
1025	completação	43	31/08/2010	13/10/2010	1024	1026	
1026	perfuração do desenvolvimento da produção	45	13/10/2010	27/11/2010	1025	1027	
1027	completação	43	27/11/2010	09/01/2011	1026	0	
1028	completação	6	01/01/2010	07/01/2010	0	1029	
1029	completação	31	07/01/2010	07/02/2010	1028	1030	
1030	completação	12	07/02/2010	19/02/2010	1029	1031	
1031	completação	12	19/02/2010	03/03/2010	1030	1032	
1032	avaliação exploratória	15	03/03/2010	18/03/2010	1031	1033	
1033	completação	7	18/03/2010	25/03/2010	1032	1034	
1034	completação	58	25/03/2010	22/05/2010	1033	1035	
1035	perfuração do desenvolvimento da produção	33	22/05/2010	24/06/2010	1034	1036	
1036	completação	53	24/06/2010	16/08/2010	1035	1037	
1037	perfuração do desenvolvimento da produção	33	16/08/2010	18/09/2010	1036	1038	
1038	completação	53	18/09/2010	10/11/2010	1037	1039	
1039	perfuração do desenvolvimento da produção	57	10/11/2010	06/01/2011	1038	0	
1040	perfuração do desenvolvimento da produção	67	01/01/2010	09/03/2010	0	1041	
1041	completação	20	09/03/2010	29/03/2010	1040	1042	
1042	completação	53	29/03/2010	21/05/2010	1041	1043	
1043	completação	53	21/05/2010	13/07/2010	1042	1044	
1044	perfuração do desenvolvimento da produção	38	13/07/2010	20/08/2010	1043	1045	
1045	perfuração do desenvolvimento da produção	38	20/08/2010	27/09/2010	1044	1046	
1046	perfuração do desenvolvimento da produção	61	27/09/2010	27/11/2010	1045	1047	
1047	perfuração do desenvolvimento da produção	12	27/11/2010	09/12/2010	1046	1048	
1048	perfuração do desenvolvimento da produção	30	09/12/2010	08/01/2011	1047	0	
1049	perfuração do desenvolvimento da produção	14	18/07/2010	01/08/2010	0	1050	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
1050	completação	20	01/08/2010	21/08/2010	1049	1051	
1051	completação	24	21/08/2010	14/09/2010	1050	1052	
1052	completação	12	14/09/2010	26/09/2010	1051	1053	
1053	movimentação	2	26/09/2010	28/09/2010	1052	1054	
1054	perfuração do desenvolvimento da produção	14	28/09/2010	12/10/2010	1053	1055	
1055	completação	20	12/10/2010	01/11/2010	1054	1056	
1056	completação	24	01/11/2010	25/11/2010	1055	1057	
1057	completação	12	25/11/2010	07/12/2010	1056	1058	
1058	movimentação	2	07/12/2010	09/12/2010	1057	1059	
1059	perfuração do desenvolvimento da produção	28	09/12/2010	06/01/2011	1058	0	
1060	movimentação	2	01/07/2010	03/07/2010	0	1061	
1061	perfuração do desenvolvimento da produção	14	03/07/2010	17/07/2010	1060	1062	
1062	completação	20	17/07/2010	06/08/2010	1061	1063	
1063	completação	24	06/08/2010	30/08/2010	1062	1064	
1064	completação	12	30/08/2010	11/09/2010	1063	1065	
1065	movimentação	2	11/09/2010	13/09/2010	1064	1066	
1066	perfuração do desenvolvimento da produção	14	13/09/2010	27/09/2010	1065	1067	
1067	completação	20	27/09/2010	17/10/2010	1066	1068	
1068	completação	24	17/10/2010	10/11/2010	1067	1069	
1069	completação	12	10/11/2010	22/11/2010	1068	1070	
1070	restauração	40	22/11/2010	01/01/2011	1069	0	
1071	movimentação	2	01/07/2010	03/07/2010	0	1072	
1072	perfuração exploratória	30	03/07/2010	02/08/2010	1071	1073	1520
1073	avaliação exploratória	30	02/08/2010	01/09/2010	1072	1074	
1074	movimentação	2	01/09/2010	03/09/2010	1073	1075	
1075	perfuração exploratória	40	03/09/2010	13/10/2010	1074	1076	1680
1076	avaliação exploratória	30	13/10/2010	12/11/2010	1075	1077	
1077	movimentação	2	12/11/2010	14/11/2010	1076	1078	
1078	perfuração exploratória	30	14/11/2010	14/12/2010	1077	1079	1680
1079	avaliação exploratória	30	14/12/2010	13/01/2011	1078	0	
1080	movimentação	2	01/07/2010	03/07/2010	0	0	
1081	perfuração do desenvolvimento da produção	110	03/07/2010	21/10/2010	0	1082	
1082	completação	48	21/10/2010	08/12/2010	1081	1083	
1083	movimentação	2	08/12/2010	10/12/2010	1082	1084	
1084	perfuração do desenvolvimento da produção	110	10/12/2010	30/03/2011	1083	0	
1085	docagem	30	01/09/2009	01/10/2009	0	1086	
1086	movimentação	3	01/10/2009	04/10/2009	1085	1087	
1087	perfuração exploratória	89	04/10/2009	01/01/2010	1086	1088	3440
1088	perfuração exploratória-fase 2	41	01/01/2010	11/02/2010	1087	1089	
1089	movimentação	2	11/02/2010	13/02/2010	1088	1090	
1090	perfuração do desenvolvimento da produção	108	13/02/2010	01/06/2010	1089	1091	
1091	movimentação	2	01/06/2010	03/06/2010	1090	1092	
1092	perfuração exploratória	118	03/06/2010	29/09/2010	1091	1093	3840
1093	movimentação	2	29/09/2010	01/10/2010	1092	1094	
1094	perfuração exploratória	138	01/10/2010	16/02/2011	1093	0	3840
1095	docagem	30	01/09/2009	01/10/2009	0	1096	
1096	movimentação	2	01/10/2009	03/10/2009	1095	1097	
1097	perfuração exploratória	90	03/10/2009	01/01/2010	1096	1098	3608
1098	perfuração exploratória-fase 2	45	01/01/2010	15/02/2010	1097	1099	
1099	avaliação exploratória	40	15/02/2010	27/03/2010	1098	1100	

id	atividade	duração (dias)	início	término	predecessora	sucessora	Revestimento (m)
1100	movimentação	2	27/03/2010	29/03/2010	1099	1101	
1101	perfuração exploratória	218	29/03/2010	02/11/2010	1100	1102	4364
1102	avaliação exploratória	40	02/11/2010	12/12/2010	1101	1103	
1103	movimentação	2	12/12/2010	14/12/2010	1102	1104	
1104	perfuração exploratória	178	14/12/2010	10/06/2011	1103	0	3989,6
1105	docagem	31	01/12/2009	01/01/2010	0	1106	
1106	movimentação	4	01/01/2010	05/01/2010	1105	1107	
1107	perfuração exploratória	86	05/01/2010	01/04/2010	1106	1108	3060
1108	avaliação exploratória	40	01/04/2010	11/05/2010	1107	1109	
1109	movimentação	2	11/05/2010	13/05/2010	1108	1110	
1110	perfuração exploratória	53	13/05/2010	05/07/2010	1109	1111	2080
1111	avaliação exploratória	40	05/07/2010	14/08/2010	1110	1112	
1112	movimentação	4	14/08/2010	18/08/2010	1111	1113	
1113	perfuração exploratória	25	18/08/2010	12/09/2010	1112	1114	1440
1114	avaliação exploratória	0	12/09/2010	12/09/2010	1113	1115	
1115	movimentação	4	12/09/2010	16/09/2010	1114	1116	
1116	perfuração exploratória	346	16/09/2010	28/08/2011	1115	0	5812
1117	movimentação	4	01/07/2010	05/07/2010	0	1118	
1118	perfuração do desenvolvimento da produção	60	05/07/2010	03/09/2010	1117	1119	
1119	completação	60	03/09/2010	02/11/2010	1118	1120	
1120	movimentação	4	02/11/2010	06/11/2010	1119	1121	
1121	perfuração do desenvolvimento da produção	55	06/11/2010	31/12/2010	1120	1122	
1122	completação	65	31/12/2010	06/03/2011	1121	0	
1123	movimentação	2	01/08/2010	03/08/2010	0	1124	
1124	perfuração do desenvolvimento da produção	108	03/08/2010	19/11/2010	1123	1125	
1125	restauração	15	19/11/2010	04/12/2010	1124	1126	
1126	restauração	28	04/12/2010	01/01/2011	1125	0	
1127	docagem	34	01/06/2009	05/07/2009	0	1128	
1128	movimentação	2	05/07/2009	07/07/2009	1127	1129	
1129	perfuração do desenvolvimento da produção	178	07/07/2009	01/01/2010	1128	1130	
1130	movimentação	2	01/01/2010	03/01/2010	1129	1131	
1131	perfuração exploratória	93	03/01/2010	06/04/2010	1130	1132	3040
1132	avaliação exploratória	40	06/04/2010	16/05/2010	1131	1133	
1133	movimentação	2	16/05/2010	18/05/2010	1132	1134	
1134	perfuração do desenvolvimento da produção	158	18/05/2010	23/10/2010	1133	1135	
1135	movimentação	2	23/10/2010	25/10/2010	1134	1136	
1136	perfuração do desenvolvimento da produção	158	25/10/2010	01/04/2011	1135	0	
1137	docagem	35	20/06/2009	25/07/2009	0	1138	
1138	movimentação	2	25/07/2009	27/07/2009	1137	1139	
1139	perfuração exploratória	120	27/07/2009	24/11/2009	1138	1140	3280
1140	movimentação	2	24/11/2009	26/11/2009	1139	1141	
1141	perfuração exploratória	36	26/11/2009	01/01/2010	1140	1142	3280
1142	perfuração exploratória-fase 2	84	01/01/2010	26/03/2010	1141	1143	
1143	movimentação	3	26/03/2010	29/03/2010	1142	1144	
1144	perfuração exploratória	112	29/03/2010	19/07/2010	1143	1145	3224
1145	avaliação exploratória	0	19/07/2010	19/07/2010	1144	1146	
1146	movimentação	2	19/07/2010	21/07/2010	1145	1147	
1147	perfuração do desenvolvimento da produção	215	21/07/2010	21/02/2011	1146	0	
1148	movimentação	2	01/12/2010	03/12/2010	0	1149	
1149	perfuração exploratória	118	03/12/2010	31/03/2011	1148	1150	3280
1150	movimentação	2	01/06/2009	03/06/2009	1149	1151	
1151	perfuração exploratória	118	03/06/2009	29/09/2009	1150	1152	3624
1152	movimentação	2	29/09/2009	01/10/2009	1151	1153	
1153	perfuração exploratória	92	01/10/2009	01/01/2010	1152	1154	3696
1154	perfuração exploratória-fase 2	46	01/01/2010	16/02/2010	1153	1155	
1155	movimentação	2	16/02/2010	18/02/2010	1154	1156	
1156	perfuração exploratória	98	18/02/2010	27/05/2010	1155	1157	3465,6
1157	movimentação	2	27/05/2010	29/05/2010	1156	1158	
1158	perfuração exploratória	118	29/05/2010	24/09/2010	1157	1159	3176
1159	movimentação	2	24/09/2010	26/09/2010	1158	1160	
1160	perfuração exploratória	118	26/09/2010	22/01/2011	1159	0	3040
1161	docagem	29	03/01/2009	01/02/2009	0	1162	
1162	movimentação	2	01/02/2009	03/02/2009	1161	1163	
1163	perfuração exploratória	125	03/02/2009	08/06/2009	1162	1164	3640
1164	avaliação exploratória	40	08/06/2009	18/07/2009	1163	1165	
1165	movimentação	2	18/07/2009	20/07/2009	1164	1166	
1166	perfuração exploratória	116	20/07/2009	13/11/2009	1165	1167	3488
1167	avaliação exploratória	0	13/11/2009	13/11/2009	1166	1168	
1168	movimentação	6	13/11/2009	19/11/2009	1167	1169	
1169	perfuração exploratória	43	19/11/2009	01/01/2010	1168	1170	2328
1170	perfuração exploratória-fase 2	45	01/01/2010	15/02/2010	1169	1171	
1171	avaliação exploratória	40	15/02/2010	27/03/2010	1170	1172	
1172	movimentação	2	27/03/2010	29/03/2010	1171	1173	
1173	perfuração exploratória	48	29/03/2010	16/05/2010	1172	1174	2464
1174	movimentação	2	16/05/2010	18/05/2010	1173	1175	
1175	perfuração exploratória	48	18/05/2010	05/07/2010	1174	1176	2147,2
1176	movimentação	2	05/07/2010	07/07/2010	1175	1177	
1177	perfuração exploratória	93	07/07/2010	08/10/2010	1176	1178	2890,4
1178	movimentação	3	08/10/2010	11/10/2010	1177	1179	
1179	perfuração exploratória	32	11/10/2010	12/11/2010	1178	1180	1184
1180	avaliação exploratória	40	12/11/2010	22/12/2010	1179	1181	
1181	movimentação	3	22/12/2010	25/12/2010	1180	1182	
1182	perfuração exploratória	32	25/12/2010	26/01/2011	1181	0	1640

APÊNDICE I-Variáveis de saída do algoritmo

simulação	quantidade Q	t1 em meses	Receita em US\$	gastos totais em US\$	FO em US\$	custo do estoque em US\$	custo da falta-caso A em US\$	custo da falta-caso B em US\$	custo da compra em US\$	custo do estoque+aqui sição em US\$	custos caso A+B em US\$
1	12545,84	0,00	1,61E+09	-7,69E+08	8,39E+08	0	3,31E+08	4,35E+08	3294537	3294537	7,66E+08
1	26267,33	1,12	1,65E+09	-7,81E+08	8,70E+08	459357,4	3,53E+08	4,21E+08	6897802	7357159,4	7,74E+08
1	39988,83	2,25	1,65E+09	-5,50E+08	1,10E+09	1313381	2,64E+08	2,75E+08	1,05E+07	11814451	5,38E+08
1	53710,32	3,42	1,69E+09	-5,36E+08	1,16E+09	2566339	2,68E+08	2,51E+08	1,41E+07	16670669	5,20E+08
1	67431,82	4,61	1,72E+09	-4,18E+08	1,30E+09	4222123	2,14E+08	1,82E+08	1,77E+07	21929723	3,96E+08
1	81153,32	5,83	1,74E+09	-3,30E+08	1,41E+09	6284250	1,78E+08	1,24E+08	2,13E+07	27595110	3,02E+08
1	94874,82	7,07	1,76E+09	-2,45E+08	1,52E+09	8755881	1,34E+08	7,74E+07	2,49E+07	33670011	2,11E+08
1	108596,3	8,36	1,77E+09	-1,99E+08	1,57E+09	1,16E+07	1,17E+08	4,13E+07	2,85E+07	40157220	1,58E+08
1	122317,8	9,68	1,76E+09	-1,19E+08	1,64E+09	1,49E+07	5,83E+07	1,35E+07	3,21E+07	47059230	7,18E+07
1	136039,3	11,03	1,77E+09	-8,94E+07	1,69E+09	1,87E+07	3,27E+07	2269866	3,57E+07	54393390	3,50E+07
1	149760,8	12,00	1,79E+09	-6,21E+07	1,72E+09	2,28E+07	0	0	3,93E+07	62115960	0,00E+00
1	163482,3	12,00	1,79E+09	-6,99E+07	1,72E+09	2,70E+07	0	0	4,29E+07	69905790	0,00E+00
1	177203,8	12,00	1,79E+09	-7,77E+07	1,71E+09	3,12E+07	0	0	4,65E+07	77695620	0,00E+00
2	15515,2	0,37	1,75E+09	-7,74E+08	9,73E+08	110520,7	3,64E+08	4,06E+08	4074292	4184812,7	7,70E+08
2	30006,56	1,63	1,77E+09	-7,41E+08	1,03E+09	758421,8	3,42E+08	3,91E+08	7879723	8638144,8	7,33E+08
2	44497,92	2,89	1,78E+09	-5,61E+08	1,22E+09	1880527	2,99E+08	2,48E+08	1,17E+07	13565677	5,47E+08
2	58989,28	4,13	1,81E+09	-5,11E+08	1,30E+09	3465580	2,68E+08	2,25E+08	1,55E+07	18956160	4,92E+08
2	73480,64	5,37	1,83E+09	-3,98E+08	1,43E+09	5502619	2,13E+08	1,60E+08	1,93E+07	24798639	3,73E+08
2	87972	6,59	1,84E+09	-3,33E+08	1,51E+09	7980959	1,95E+08	1,06E+08	2,31E+07	31082409	3,02E+08
2	102463,4	7,81	1,85E+09	-2,60E+08	1,59E+09	1,09E+07	1,70E+08	5,24E+07	2,69E+07	37802950	2,22E+08
2	116954,7	9,01	1,86E+09	-2,24E+08	1,64E+09	1,42E+07	1,52E+08	2,66E+07	3,07E+07	44939750	1,79E+08
2	131446,1	10,21	1,89E+09	-1,45E+08	1,75E+09	1,80E+07	8,29E+07	9548010	3,45E+07	52485810	9,24E+07
2	145937,4	11,39	1,92E+09	-7,01E+07	1,85E+09	2,21E+07	8308411	1334664	3,83E+07	60426390	6,64E+06
2	160428,8	12,00	1,94E+09	-6,87E+07	1,87E+09	2,65E+07	0	0	4,21E+07	68663840	0,00E+00
2	174920,2	12,00	1,94E+09	-7,69E+07	1,86E+09	3,10E+07	0	0	4,59E+07	76896090	0,00E+00
2	189411,5	12,00	1,94E+09	-8,51E+07	1,85E+09	3,54E+07	0	0	4,97E+07	85128350	0,00E+00
3	20667,2	0,76	1,64E+09	-8,28E+08	8,17E+08	264255,2	3,55E+08	4,67E+08	5427207	5691462,2	8,22E+08
3	34362,72	1,92	1,66E+09	-5,86E+08	1,08E+09	995282,4	2,67E+08	3,09E+08	9023650	10018932,4	5,76E+08
3	48058,24	3,07	1,67E+09	-6,15E+08	1,05E+09	2135453	3,08E+08	2,92E+08	1,26E+07	14755543	6,00E+08
3	61753,76	4,23	1,68E+09	-5,02E+08	1,18E+09	3677334	2,62E+08	2,21E+08	1,62E+07	19893874	4,82E+08
3	75449,28	5,38	1,71E+09	-4,09E+08	1,30E+09	5616164	2,24E+08	1,60E+08	1,98E+07	25429144	3,84E+08
3	89144,8	6,53	1,72E+09	-3,28E+08	1,39E+09	7948662	1,88E+08	1,09E+08	2,34E+07	31358092	2,97E+08
3	102840,3	7,67	1,74E+09	-2,39E+08	1,50E+09	1,07E+07	1,46E+08	5,57E+07	2,70E+07	37667670	2,01E+08
3	116535,9	8,81	1,76E+09	-2,08E+08	1,55E+09	1,37E+07	1,27E+08	3,67E+07	3,06E+07	44351010	1,63E+08
3	130231,4	9,95	1,78E+09	-1,33E+08	1,65E+09	1,72E+07	6,64E+07	1,51E+07	3,42E+07	51401420	8,15E+07
3	143926,9	11,08	1,79E+09	-1,11E+08	1,68E+09	2,10E+07	4,98E+07	2460970	3,78E+07	58812270	5,23E+07
3	157622,4	12,00	1,81E+09	-6,65E+07	1,74E+09	2,51E+07	0	0	4,14E+07	66539370	0,00E+00
3	171317,9	12,00	1,81E+09	-7,43E+07	1,74E+09	2,93E+07	0	0	4,50E+07	74316410	0,00E+00
3	185013,4	12,00	1,81E+09	-8,21E+07	1,73E+09	3,35E+07	0	0	4,86E+07	82093440	0,00E+00
4	12458,58	0,00	1,49E+09	-7,37E+08	7,55E+08	0	3,24E+08	4,10E+08	3271625	3271625	7,33E+08
4	25926,97	1,12	1,51E+09	-6,99E+08	8,12E+08	450065,2	3,03E+08	3,89E+08	6808422	7258487,2	6,92E+08
4	39395,35	2,28	1,52E+09	-5,96E+08	9,25E+08	1287643	2,84E+08	3,01E+08	1,03E+07	11632863	5,85E+08
4	52863,73	3,49	1,54E+09	-4,22E+08	1,12E+09	2524044	2,20E+08	1,85E+08	1,39E+07	16406064	4,06E+08
4	66332,12	4,74	1,56E+09	-3,88E+08	1,17E+09	4169875	2,10E+08	1,56E+08	1,74E+07	21588685	3,66E+08
4	79800,5	6,06	1,58E+09	-2,73E+08	1,31E+09	6235056	1,46E+08	1,00E+08	2,10E+07	27190666	2,46E+08
4	93268,88	7,46	1,60E+09	-2,09E+08	1,39E+09	8743419	1,19E+08	5,60E+07	2,45E+07	33235829	1,75E+08
4	106737,3	8,93	1,62E+09	-1,27E+08	1,49E+09	1,17E+07	6,72E+07	2,01E+07	2,80E+07	39733160	8,73E+07
4	120205,6	10,51	1,65E+09	-6,92E+07	1,58E+09	1,51E+07	1,71E+07	5467354	3,16E+07	46690020	2,25E+07
4	133674	12,00	1,66E+09	-5,41E+07	1,60E+09	1,90E+07	0	0	3,51E+07	54145620	0,00E+00
4	147142,4	12,00	1,66E+09	-6,18E+07	1,60E+09	2,32E+07	0	0	3,86E+07	61792560	0,00E+00
4	160610,8	12,00	1,66E+09	-6,94E+07	1,59E+09	2,73E+07	0	0	4,22E+07	69439490	0,00E+00
4	174079,2	12,00	1,66E+09	-7,71E+07	1,58E+09	3,14E+07	0	0	4,57E+07	77086420	0,00E+00
5	14337,69	0,00	1,54E+09	-7,83E+08	7,61E+08	0	3,40E+08	4,40E+08	3765078	3765078	7,80E+08
5	27961,2	1,00	1,55E+09	-7,72E+08	7,82E+08	439677,7	3,45E+08	4,19E+08	7342612	7782289,7	7,64E+08
5	41584,71	2,05	1,57E+09	-6,47E+08	9,27E+08	1216138	3,07E+08	3,27E+08	1,09E+07	12136288	6,35E+08
5	55208,23	3,16	1,60E+09	-4,50E+08	1,15E+09	2354818	2,27E+08	2,06E+08	1,45E+07	16852498	4,33E+08
5	68831,73	4,34	1,62E+09	-4,11E+08	1,21E+09	3879825	2,15E+08	1,74E+08	1,81E+07	21955035	3,89E+08
5	82455,24	5,62	1,64E+09	-3,11E+08	1,33E+09	5813974	1,70E+08	1,13E+08	2,17E+07	27466724	2,83E+08
5	96078,75	7,00	1,66E+09	-2,06E+08	1,45E+09	8178826	1,18E+08	5,36E+07	2,52E+07	33409106	1,72E+08
5	109702,3	8,55	1,68E+09	-1,68E+08	1,51E+09	1,10E+07	1,00E+08	2,81E+07	2,88E+07	39802540	1,29E+08
5	123325,8	10,31	1,70E+09	-7,67E+07	1,63E+09	1,43E+07	2,50E+07	4975474	3,24E+07	46693770	3,00E+07
5	136949,3	12,00	1,72E+09	-5,41E+07	1,66E+09	1,82E+07	0	0	3,60E+07	54140050	0,00E+00
5	150572,8	12,00	1,72E+09	-6,19E+07	1,65E+09	2,23E+07	0	0	3,95E+07	61875370	0,00E+00
5	164196,3	12,00	1,72E+09	-6,96E+07	1,65E+09	2,65E+07	0	0	4,31E+07	69610680	0,00E+00
5	177819,8	12,00	1,72E+09	-7,73E+07	1,64E+09	3,07E+07	0	0	4,67E+07	77345990	0,00E+00

APÊNDICE J- Relatórios do aplicativo primavera risk analysis

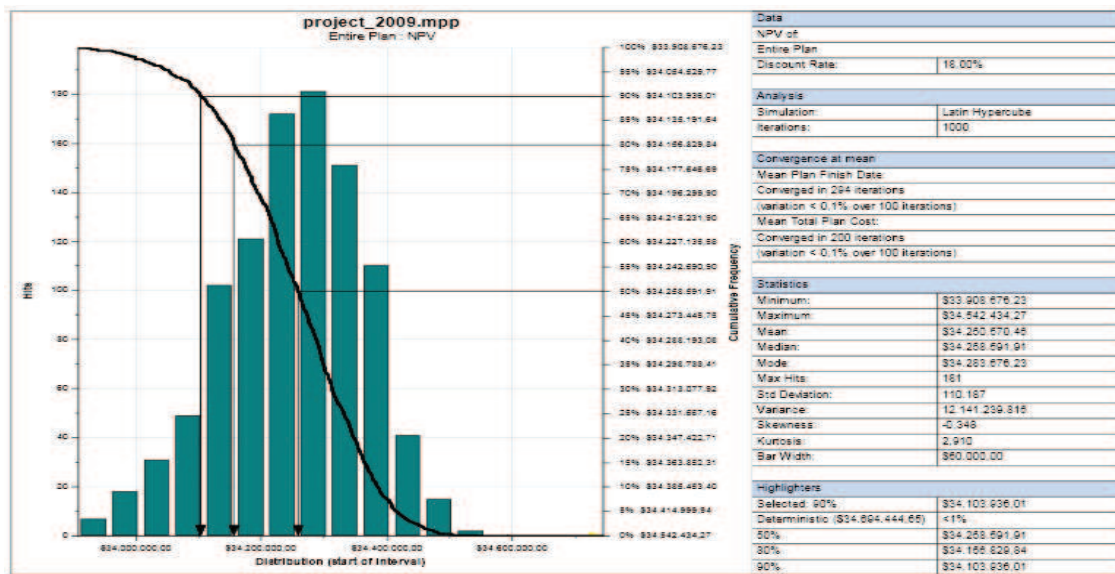


Figura: Histograma e estatística descritiva para o valor presente líquido dos cenários

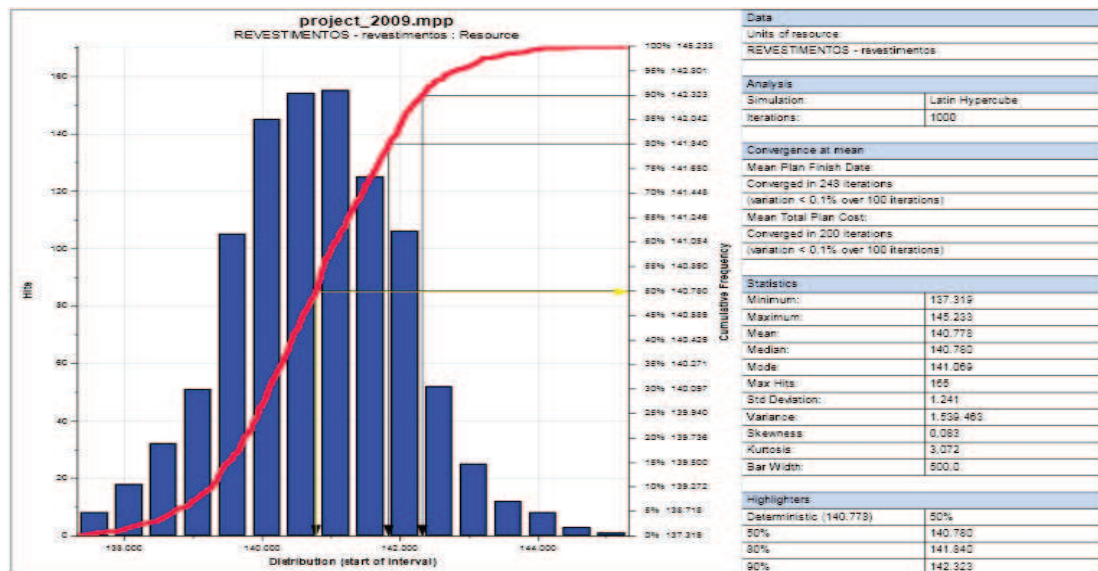


Figura: Histograma e estatística descritiva para os quantitativos de recurso dos cenários admitindo variação no valor mais provável dos recursos alocados em 10%.

APÊNDICE K- Variáveis de entrada para o caso prático

Tabela: Valores das variáveis de entrada do aplicativo desenvolvido para o caso prático.

DADOS INICIAIS PARA AS VARIÁVEIS DO FERGO	
data=21/06/2010 22:12:37	
n_simulacao: número de simulações do cronograma= 10	10
'q_max: peso relativo a demanda real , representa a quantidade de recursos máxima	1,2
'dem_simula: se necessita da simulação da demanda escolher 1, caso contrário esc	1
'pontos: se quer gerar sequência de pontos da função objetiva escolher 1, caso con	1
'exportacao: se quer apenas exportar dados da simulação já realizada para os dema	1
'min: mínimo valor de pesquisa para a função objetiva= 0	0
'max: máximo valor de pesquisa para a função objetiva=	
'limite_simu: limite para as iterações do AG= 30	10
'p_mut: percentual de mutação em o/oo= 10	10
'erro: critério de parada, diferença entre valores max e média em o/oo= 10	10
'beta: transformação linear dos valores da função objetiva, de -2 a 2.= 1	1
'p_cruza: percentual de cruzamento da amostra em %, de 0 a 100%= 88	88
'b: tamanho da amostra de cronossomos, entre 10 a 500 unidades= 30	30
'opção_pontos: se quer cenário dos pontos Qo, escolher 1, caso queira somente os	1
'opção_AG: se quer excluir o Algoritmo genético da análise escolher 1, caso contrá	0
Número de linhas=1182	1182
inflação=0,01	0,01
taxa de atratividade anual=0,18	0,18
custo do recurso 262,6	262,1
tempo do plano= 12	12
brent=45	45
data de início=01/01/2009	01/01/2009
fator teta, % do caso A(perda do bloco)=0,1	0,1
'n: número de divisão para cálculo da área da função(número de pontos=n+1)= 10	10
vazão média inicial dos campos (se poço exploratório) ou média por poço (se dese	30000
% de ocorrência de petróleo média=0,382	0,382
% de ocorrência de um determinado volume médio de petróleo=0,626	0,626
taxa de declínio dos campos, média=0,0003	0,0002992
Fator delta, compra em emergência=1,65	1,65
Fator beta, acréscimo nos custos devido estoque=0,1	0,1
decisão de utilizar valores médios para custos estoque, emergência, tempos, etc=0	0
decisão de utilizar tempo médio dos leilões-início do poço=5,11	5,11
pico de produção médio=8	8
duração dos contratos de produção, média=27	27
decisão de utilizar estudo de regressão para o custo exploratório=0	0
coef.angular do Gasto Exploratório (sísmica, leilão, retenção de área)=0	0
coef.linear do Gasto Exploratório (sísmica, leilão, retenção de área)=32750	32750
estatística t=0 desvio padrão =0	0
confiança nos dados=0,0001	
decisão em utilizar o solver=1	1
decisão de usar o o AG (0-sim)= 0	0

APÊNDICE L- Estatística da demanda de recursos do caso base

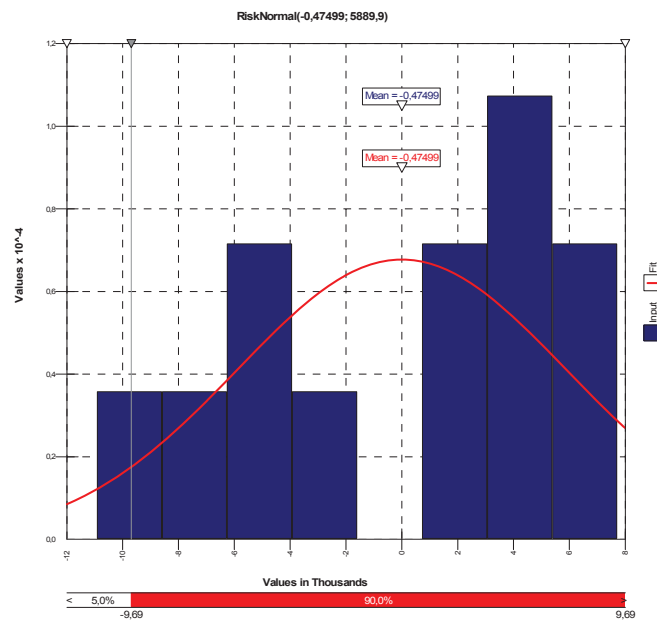


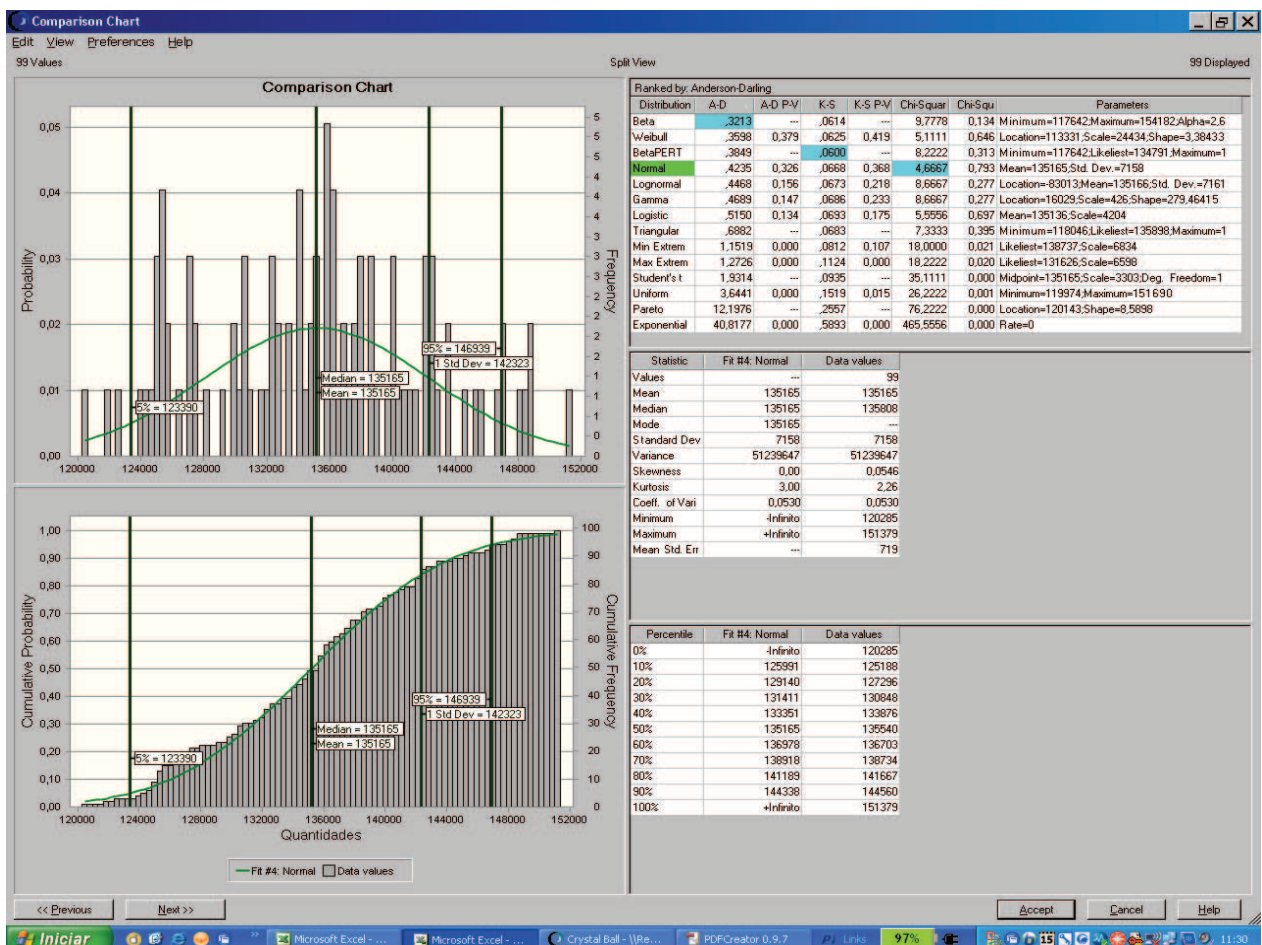
Figura: Função densidade de probabilidade para o erro de ajustamento do quantitativo de recursos mensais.

	Fit	Input
Left X	-9689	-9689
Left P	5,00%	8,33%
Right X	9688	9688
Right P	95,00%	100,00%
Diff. X	1,94E+04	1,94E+04
Diff. P	90,00%	91,67%
Minimum	#NOME?	-10909
Maximum	#NOME?	7733,2
Mean	-0,47499	-0,47499
Mode	-0,47499	3191,5 [est]
Median	-0,47499	1468,5
Std. Deviation	5889,9	5889,9
Variance	34690955,8	31800043
Skewness	0	-0,4256
Kurtosis	3	2,0179

Figura: Estatística básica da função normal ajustada e dos dados originais

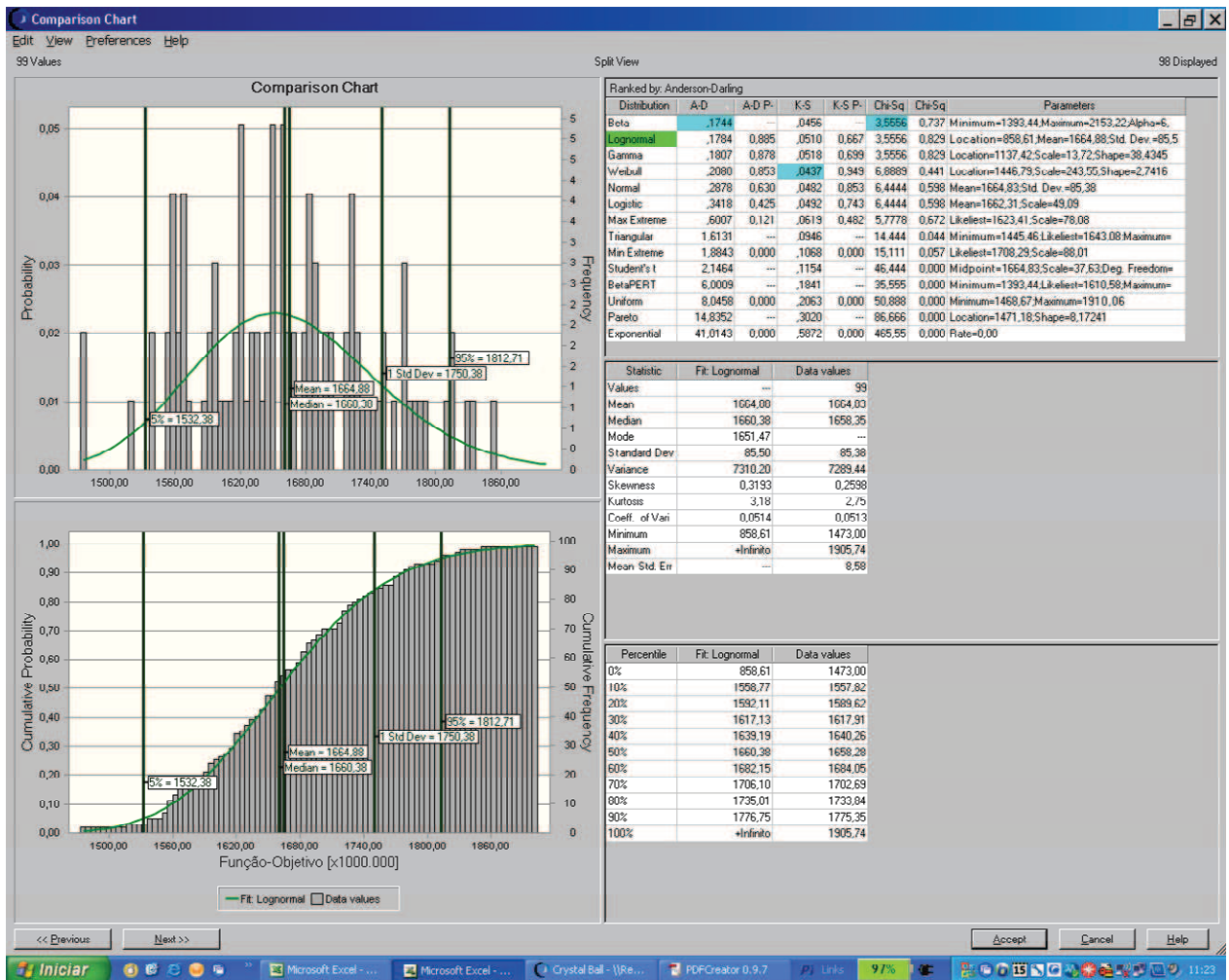
APÊNDICE M- Função de probabilidade para o quantitativo de recursos.

O quadro abaixo é o relatório de saída do aplicativo Crystal Ball. É possível verificar que a melhor curva ajustada para o quantitativo de recursos nos pontos ótimos pelo critério da qui-quadrada (Chi-Squar) é a função normal.



APÊNDICE N- Função de probabilidade para a função objetivo

Com o uso do aplicativo Crystal Ball obtém-se a melhor curva ajustada para a função objetivo nos pontos ótimos foi a função Lognormal, conforme o critério do Qui-quadrado (Chi-squar).



APÊNDICE O- Equacionamento do modelo estocástico de inventário

Considerações sobre a Demanda

Neste modelo estocástico a demanda do recurso materiais segue comportamento estocástico não negativo e contínuo no período de estudo, o tempo também é contínuo. A curva representativa da demanda é obtida do perfil de necessidades do recurso que é proveniente da alocação de recursos do portfólio de poços, esta curva é função do tipo de recurso e do lead time. Conforme estudo prévio as principais curvas contínuas de densidade de probabilidade podem ser resumidas em curvas gaussianas as quais utilizamos para desenvolver o modelo de inventário considerando uma política de ressuprimento de revisão periódica.

Nas curvas da função densidade de probabilidade são identificadas três áreas que definem a situação do inventário, quais sejam:

Área onde a demanda pelo recurso é menor que a quantidade do lote em aquisição com sobra de recursos;

Área onde a demanda pelo recurso é menor ou igual a quantidade do lote em aquisição sem sobra de recursos;

Área onde a demanda pelo recurso é maior que o lote em aquisição.

Pode-se verificar na figura abaixo as três áreas mencionadas:

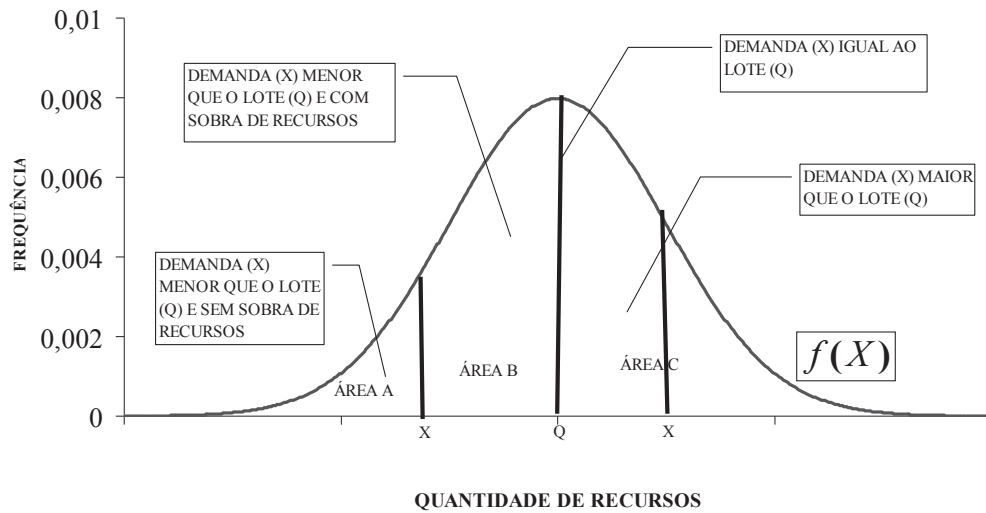


Figura: função densidade de probabilidade da demanda

Valores Esperados (E(X))

Os valores esperados ($E(X)$) para a demanda (D) conforme equação 3, serão calculados para cada possibilidade de ocorrência dentre as três áreas identificadas da função densidade de probabilidade da demanda.

Valores esperados quando os quantitativos de recursos do lote atendem a demanda de poços (X, D) e não há sobra:

$$\int_{X=0}^{X=D} X \cdot f(X) \cdot dx \quad (1)$$

-Valores esperados quando os quantitativos de recursos do lote sobram:

$$\int_{X=0}^{X=D} (Q - X) \cdot f(X) \cdot dx \quad (2)$$

- Valores esperados quando o quantitativo de recursos é menor que a demanda:

$$\int_{X=D}^{X=\infty} (X - Q) \cdot f(X) \cdot dx \quad (3)$$

Cálculo do Custo Referente a Falta de Estoque (Valores Intangíveis)

No caso do modelo proposto de inventário são considerados os custos decorrentes da falta de um recurso nas fases: exploratória, de desenvolvimento da produção, produção e abandono.

Na fase de exploratória, este custo provém dos gastos realizados anteriormente a perfuração dos poços, para a aquisição do bloco, trabalhos de sísmica e interpretação dos dados, imaginando não ter havido margem de negociação com a agência reguladora sobre extensão do prazo contratual desta fase, neste caso a empresa é obrigada a devolver o bloco arcando com todos os custos realizados. Um equacionamento possível para estes custos na etapa exploratória (CE_1), sendo: gasto exploratório função do tempo, ($Exp(t)$), taxa mínima de atratividade (r), taxa de inflação (ϕ) limite superior de integração na fase exploratória ($t=t$), limite inferior ($t=0$), será:

$$CE_1 = \int_{t=0}^{t=t} Exp(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \quad (4)$$

Caso a empresa consiga o recurso no mercado spot os custos (CE_2) serão devido a essa compra, ou seja, o custo no valor original do recurso ($MAT_E(t)$) será majorado de quantia (α_E), conforme equação 5.

$$CE_2 = \alpha_E \cdot \int_{t=0}^{t=t} MAT_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \quad (5)$$

Os custos na fase de desenvolvimento da produção (CDP) somente terão efeito se confirmado junto a agência reguladora o interesse de desenvolver o campo de petróleo, neste caso é firmado um contrato de longo prazo entre as partes envolvidas (empresa e agência reguladora), permitindo a empresa maior flexibilidade de scheduling na construção de poços assimilando prováveis atrasos. Ocorrem duas situações de *backlogging*: - é efetuada compra em condições normais ($MAT_{DP}(t)$) e é permitido o atraso do início da produção dos poços, incorrendo nos

custos (CDP_1) decorrentes da perda de produção, equação 6; - ou podem ocorrer os custos (CDP_2) quando é efetuada a compra do recurso material no mercado spot, majorando o valor obtido em condições normais de compra em (α_{DP}), não haverá atrasos no cronograma, conforme equação 7.

$$CDP_1 = \int_{t=0}^{t=t} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt \quad (6)$$

$$CDP_2 = \alpha_{DP} \cdot \int_{t=0}^{t=t} MAT_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \quad (7)$$

Na área de poços ocorrem as duas hipóteses, a decisão é tomada em função do tempo de reação do mercado em atender uma encomenda da indústria, da perda de flexibilidade no cronograma, pode causar problemas futuros de make span e da perda da receita, às vezes esta última é primordial para a capitalização da empresa. Não há medição para definir as probabilidades de ocorrência das hipóteses, ficando ambas a serem definidas subjetivamente.

Na produção os recursos equipamentos são designados para serem utilizados nas intervenções de manutenção dos poços, a sua falta implica em postergar esta intervenção, resultando numa perda decorrente da não recuperação do petróleo que se estimava produzir no tempo $((t+m)-t)$. Os custos de *backlogging* que ocorrem na produção (CP_1) seguem a equação 9.

$$CP_1 = \int_{t=0}^{t=t+m} q_0 \cdot e^{-bt} \cdot e^{-rt} \cdot e^{-\phi t} \cdot brent \cdot dt - \int_{t=0}^{t=t} q_0 \cdot e^{-bt} \cdot e^{-rt} \cdot e^{-\phi t} \cdot brent \cdot dt \quad (8)$$

$$CP_1 = \int_{t=t}^{t=t+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt \quad (9)$$

Apesar de haver a possibilidade de efetuar a compra do recurso material no mercado spot na fase da produção, normalmente ocorre a situação da postergação da produção até a chegada da compra.

O equacionamento dos termos relativos a falta de recurso material (CFR) nas fases de um empreendimento petrolífero seguirá a equação 11, sendo que (β) representa a probabilidade de

ocorrência do custo de *backlogging* na fase exploratória no caso de perda do bloco, (χ) a probabilidade de ocorrência dos casos de *backlogging* no desenvolvimento da produção quando ocorre atraso no início da produção dos poços, e sendo ($\delta_E, \delta_{DP}, \delta_P$) variáveis dummy com valores discretos $\{0,1\}$, respectivamente na exploração, no desenvolvimento da produção e na produção, que identificam a fase do empreendimento a ser considerada.

$$CFR = \delta_E [\beta \cdot CE_1 + (1 - \beta) \cdot CE_2] + \delta_{DP} [\chi \cdot CDP_1 + (1 - \chi) \cdot CDP_2] + \delta_P CP_1 \quad (10)$$

Substituindo os custos das fases na equação acima, teremos a forma final para equação dos custos devido a falta do recurso material:

$$\begin{aligned} CFR = & \delta_E \cdot [\beta \cdot \int_{t=0}^{t=l} Exp(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt + (1 - \beta) \cdot \alpha_E \cdot \int_{t=0}^{t=l} MAT_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt] + \\ & + \delta_{DP} \cdot [\chi \cdot \alpha_{DP} \cdot \int_{t=0}^{t=l} MAT_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt + (1 - \chi) \cdot \int_{t=0}^{t=l} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt] + \\ & + \delta_P \cdot [\int_{t=t}^{t=t+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt] \end{aligned} \quad (11)$$

Cálculo do custo do recurso equipamentos que atendem a demanda (CDR)

Os custos dos recursos equipamentos correspondem a situação em que a demanda é suprida totalmente com os recursos existentes em estoque, ou na situação em que a empresa compra no mercado supridor estes recursos e logo em seguida utiliza nos poços. Isto resulta em gastos devido o desembolso pago no ato da compra e gastos de apoio logístico devido os transportes terrestres e marítimos do continente para as sondas de perfuração.

Uma parcela importante desta equação diz respeito ao qual valor agregado do recurso material correspondente a sua utilização no poço, ou seja, efetuando uma comparação com um vendedor, qual é o valor de venda do produto. Na área de poços isto significa primeiramente identificar em que fase está o empreendimento, se na fase: exploratória, de desenvolvimento da produção ou na produção, visto que há valores agregados diferentes por fase. O valor agregado da fase exploratória refere-se ao sucesso geológico, ou a probabilidade de encontrar uma

determinada acumulação com potencial petrolífero e que seja comercialmente explorável, ou seja, é determinar qual o provável VPL de determinado campo a ser descoberto; o da fase de desenvolvimento da produção, é aquele que resulta da produção dos poços interligados a plataforma de produção, e na produção corresponde a diferença de produção dos poços em condições operacionais com e sem problemas, tanto no desenvolvimento da produção quanto na produção foram desprezados os fluxos de caixa detalhados. Matematicamente pode-se equacionar:

$$\begin{aligned}
 CDR = & \delta_{E.\varepsilon} \left\{ \left[\eta_i \int_{t=tdp}^{t=tp} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brentdt - \int_{t=0}^{t=te} Exp(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt - \right. \right. \\
 & \left. \left. - \int_{t=te}^{t=tdp} DP_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt - \int_{t=tdp}^{t=tp} P_P(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt - \int_{t=tp}^{t=ta} A_A(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] (1-GT) \right\} + \\
 & + \delta_{DP} \left[\eta \cdot \int_{t=tdp}^{t=tdp+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brentdt \right] + \delta_P \cdot [(1-\lambda) \eta \cdot \int_{t=t}^{t=t+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brentdt]
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

sendo:

ta, tempo correspondente ao fim do abandono do campo

te, tempo correspondente ao fim da fase de exploração e

início da fase de desenvolvimento da produção

tdp, tempo correspondente ao fim da fase de desenvolvimento da produção e

início da fase de produção

tp, tempo correspondente ao fim da fase de produção e início da fase de abandono

ε, probabilidade de ocorrência de hidrocarbonetos

ηt, número total de poços do campo

η, número de poços que necessitam do recurso.

GT, government take, invariante com o tempo, função do lucro operacional

m, intervalo de tempo futuro após o tempo *t*

λ, redução da vazão do poço por problemas mecânicos ou de reservatório.

Cálculo do Custo de Estoque e Logística para os Recursos Equipamentos que Não Tiveram Uso Imediato (CER)

Os recursos equipamentos provenientes de um processo de compra e que não foram utilizados nos poços de petróleo para uma empresa com vários portfólios em sua carteira de

negócios normalmente não os vende e sim os mantém estocados para uma futura utilização, eles constituem um estoque estratégico de segurança que supre as variabilidades do processo, porém a eles são acrescentados valores decorrentes de custos de armazenamento, de logística, over head, seguro, impostos, além de sofrerem um processo de deterioração, envelhecimento e obsolescência, sendo estas últimas considerações não consideradas nesta dissertação para equipamentos, acrescenta-se a esta classe aqueles recursos equipamentos que por medidas de segurança operacional foram embarcados em quantidades adicionais, mas que não foram utilizados, neste caso haverá custos extras de logística e de inspeção em oficina antes de serem estocados. Estes custos que estou chamando de armazenamento mais a logística serão considerados como um percentual (H+L) dos custos dos equipamentos. Atenção deve ser dada quanto aos intervalos considerados para a aquisição dos recursos equipamentos que dependem da política estratégica da empresa, preferencialmente os processos de compra são iniciados tão logo definidos o programa detalhado para o desenvolvimento do campo de petróleo e que leve em consideração o tempo para adquirir os recursos, ou *lead time*, de sorte a não comprometer a data prevista para a utilização dos recursos nos poços de petróleo, caso não se consiga atender no prazo planejado a aquisição dos recursos poderá ser efetuada no mercado *spot*, em último caso haverá postergação das tarefas de construção de poços. A equação matemática, considerando as três fases de um campo de petróleo, para o cálculo do custo do estoque e de logística dos equipamentos em excesso poderá ser modelada conforme equação 13, abaixo:

$$\begin{aligned}
 CER = & \left[\delta_E \cdot \eta \cdot \int_{t=0}^{t=e} MAT_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt + \delta_{DP} \cdot \eta \cdot \int_{t=0}^{t=te} MAT_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt + \right. \\
 & \left. + \delta_P \cdot \eta \cdot \int_{t=0}^{t=e} MAT_P(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] (1 + H + L)
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

Equação Global do Valor Esperado (VE) Considerando a Demanda Estocástica

$$\begin{aligned}
 VE = & \int_{X=0}^{X=D} CDR \cdot X \cdot f(X) \cdot dx + \int_{X=0}^{X=D} CER \cdot (Q - X) \cdot f(X) \cdot dx + \\
 & \int_{X=D}^{X=\infty} CFR \cdot (X - Q) \cdot f(X) \cdot dx
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

$$\begin{aligned}
VE = \int_{X=0}^{X=D} & \left\{ \delta_E \cdot \mathcal{E} \cdot \left[\eta_T \cdot \int_{t=idp}^{t=ip} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt - \int_{t=0}^{t=ie} Exp_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt - \int_{t=ie}^{t=idp} DP_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt - \right. \right. \\
& \left. \left. \int_{t=idp}^{t=ip} P_P(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt - \int_{t=ip}^{t=ia} A_A(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] \cdot (I-GT) \right\} + \left\{ X \cdot f(X) \cdot dx + \right. \\
& \left. \delta_{DP} \left[\eta \cdot \int_{t=idp}^{t=idp+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt \right] + \delta_P \left[(1-\lambda) \eta \cdot \int_{t=t}^{t=t+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt \right] \right\} \\
+ \int_{X=0}^{X=D} & \left\{ \delta_E \left[\eta \cdot \int_{t=0}^{t=t} MAT_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] + \delta_{DP} \left[\eta \cdot \int_{t=0}^{t=te} MAT_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] + \right. \\
& \left. + \delta_P \left[\eta \cdot \int_{t=0}^{t=t} MAT_P(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] \right\} \cdot (I+H+L) \cdot (Q-X) \cdot f(x) \cdot dx + \\
+ \int_{X=D}^{X=\infty} & \left\{ \delta_E \left[\beta \cdot \int_{t=0}^{t=t} E_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt + (1-\beta) \cdot \alpha_E \cdot \int_{t=0}^{t=t} MAT_E(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt \right] + \right. \\
& \left. + \delta_{DP} \left[\chi \cdot \alpha_{DP} \cdot \int_{t=0}^{t=t} MAT_{DP}(t) \cdot e^{-t(r+\phi)} \cdot dt + (1-\chi) \cdot \int_{t=0}^{t=t} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt \right] + \right. \\
& \left. + \delta_P \left[\int_{t=t}^{t=t+m} q_0 \cdot e^{-t(b+r+\phi)} \cdot brent \cdot dt \right] \right\} \cdot (X-Q) \cdot f(X) \cdot dx +
\end{aligned} \tag{15}$$

Otimização da Função objetivo

A função objetivo representa os retornos e custos possíveis para um inventário de equipamentos, considerando o valor temporal do dinheiro e a demanda probabilística, a decisão a procurar é referente ao máximo valor positivo ou mínimo valor negativo considerando as restrições impostas pela empresa, tal como: limite de investimento, metas de produção, tempo de aquisição, tempo para conclusão dos projetos, número mínimo de poços a serem realizada, lucratividade, taxa interna de retorno mínima. Não havendo restrições, a derivada primeira do valor esperado da função objetivo igualada a zero fornecerá os quantitativos ótimos que possuem mínimos custos esperados.

$$\frac{\partial VE}{\partial X} = 0 \tag{16}$$

A derivada de segunda ordem sendo maior que zero garante que o valor de quantitativo de recursos (X) encontrado seja ponto de ótimo global.

$$\frac{\partial^2 VE}{\partial X^2} > 0 \tag{17}$$

Restrições

As principais restrições são referentes aos limites orçamentários para os investimentos específicos para o recurso em análise e metas de produção, secundariamente pode-se considerar capacidade de estocagem, prazos para aquisição, metas de redução de estoques, confiabilidade do equipamento.

Limite máximo de investimento para um determinado recurso.

$$\begin{aligned} & \delta_E \left[\alpha_E \int_{t=0}^{t=t} MAT_E e^{-t(r+\phi)} . dt \right] + \delta_{DP} \left[\alpha_{DP} \int_{t=0}^{t=t} MAT_{DP} e^{-t(r+\phi)} . dt \right] + \\ & + \delta_P \left[\int_{t=0}^{t=t} MAT_P e^{-t(r+\phi)} . dt \right] \leq \int_{t=0}^{t=t} INV_{MAX}(t) . e^{-t(r+\phi)} . dt \end{aligned} \quad (18)$$

sendo :

INV_{MAX} = investimento.máximo.permitido

Metas de Produção acumuladas no tempo:

$$\begin{aligned} & \delta_E \int_{t=t}^{t=tp} \left(\eta q_0 \cdot e^{-bt} - Q_{MIN}(t) \right) dt + \delta_{DP} \int_{t=t}^{t=tp} \left(\eta q_0 \cdot e^{-bt} - Q_{MIN}(t) \right) dt + \\ & + \delta_P \int_{t=t}^{t=tp} \left(\eta q_0 \cdot e^{-bt} - Q_{MIN}(t) \right) dt \geq 0 \end{aligned} \quad (19)$$

sendo :

Q_{MIN} = volume.mínimo.de.óleo.acumulado.

Positividade das Variáveis:

$$\begin{aligned} & MAT_E, MAT_{DP}, MAT_P \geq 0 \\ & E_E, DP_{DP}, P_P, A_A \geq 0 \\ & X, D, H, L, GT \geq 0 \\ & \delta_E, \delta_{DP}, \delta_P, \eta, b, t, r, \phi, \chi, \beta, \varepsilon, \alpha_{DP} \geq 0 \\ & q_0, Q_{MIN}, INV_{MAX} \geq 0 \end{aligned} \quad (20)$$

APÊNDICE P- Função de probabilidade para os volumes de petróleo descoberto

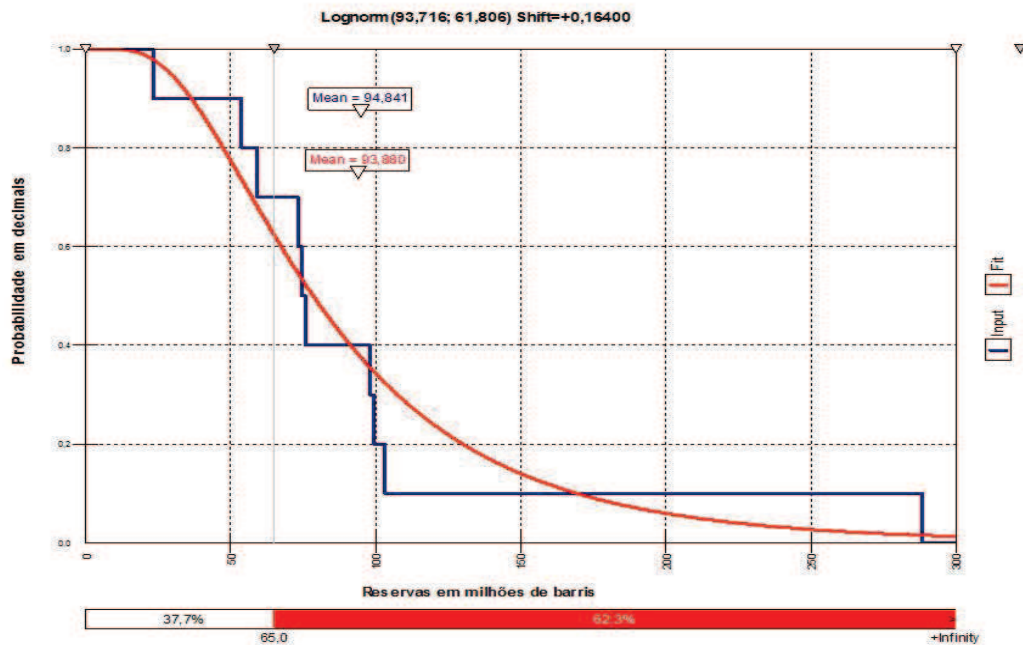


Figura: Gráfico da função densidade de probabilidade acumulada e do histograma acumulado

Tabela: estatística dos valores ajustados e histograma

	Valores ajustados	histograma
Mínimo	0,164	23,185
Máximo		288,56
Média	93,88	94,841
Moda	54,685	69,625 [est]
Mediana	78,399	75,245
Desvio Padrão	61,806	72,237
Variância	3819,934	4696,39
Achatamento	2,2653	2,1008
Curtose	13,3259	6,5266

APÊNDICE Q- Exemplos de cópulas Arquimedianas

Cópula de Clayton.

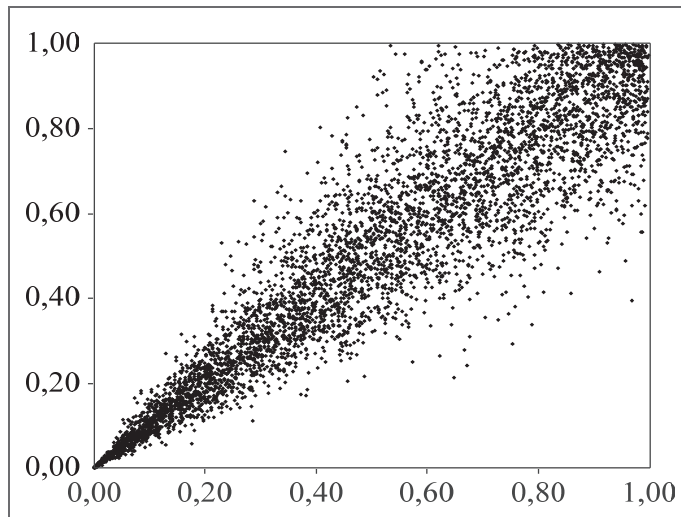


Figura 1: gráfico de cópula de *Clayton* com $\theta=7$

Cópula de Gumble-Hougard:

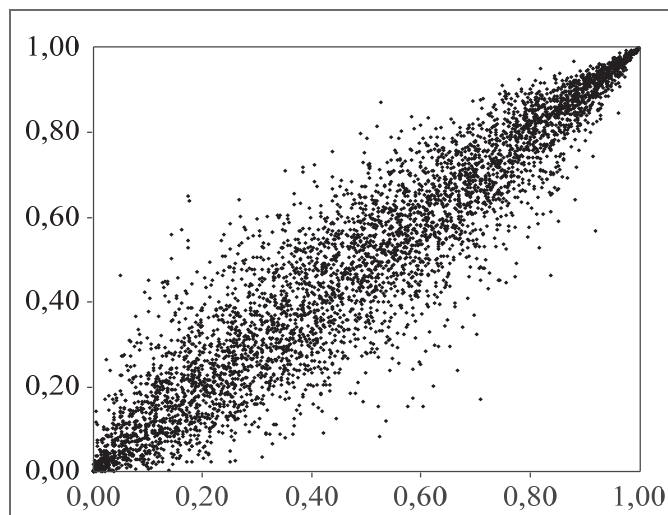


Figura 2: gráfico da cópula de *Gumble-Hougard* com $\theta=7$

Cópula de Frank:

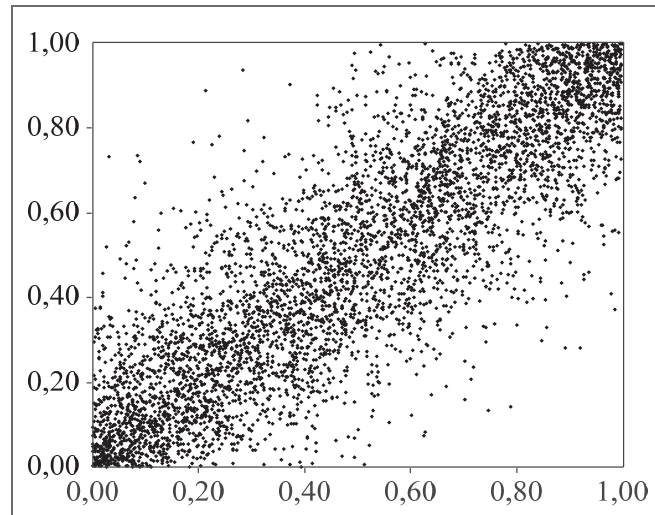


Figura 3: gráfico da cópula de *Frank* com $\theta=10$

Na obtenção das figuras acima foi utilizado o aplicativo *ModelRisk 4* para efetuar as simulações de *Monte Carlo* dos valores de probabilidade das funções marginais e das cópulas. Foram gerados 5000 pontos aleatoriamente.

Observa-se a concentração dos pontos na porção superior para a cópula de *Gumble-Hougaard*, porção inferior para a cópula de *Cleyton* e nas duas porções para a cópula de *Frank*.

APÊNDICE R- Teste estatístico de *Hotelling*

Resultado do teste de *Hotelling* utilizando o aplicativo *SIMFIT* para verificar a hipótese nula de igualdade entre as médias, variância desconhecida.

Its file: Saturday, 20 October 2012

Format/print the file with a monospaced font (e.g., Courier) to preserve column alignment. MS Word users must insert tabs between data columns before pasting into tables. This can be done using the ConvertToTable.doc macro as described in the Simfit reference manual, or in the document ms_office.pdf.

PACKAGE: SIMFIT

PROGRAM: SIMSTAT

ACTION : stats: explore/test/calculate/regress/time series

AUTHOR : W.G.Bardsley, University of Manchester, U.K.

Hotelling one sample T-square test 1

=====
H0: Column means = Expected values supplied

No. rows = 1001, No. columns = 2

Hotelling T-square = 5.159E-01

F Statistic (FTS) = 2.577E-01

Deg. Free. (d1,d2) = 2, 999

P(F(d1,d2) >= FTS) = 0.7729

Column	Mean	Std.Err.	Expected	Delta	t	p
1	1.350E+05	2.21E+02	1.35E+05	-1.25E+02	-5.65E-01	0.5725
2	1.666E+09	2.61E+06	1.66E+09	1.15E+06	4.40E-01	0.6601

Covariance matrix

4.8737948E+07 4.2475203E+09

4.2475203E+09 6.7935653E+15

CV matrix eigenvalues

1.4324E-04

1.2133E-08

Determinant = 3.3109E+23

APÊNDICE S- Teste estatístico para a média e variância

O resultado do teste *de t de Student* e *F de Fisher* utilizando o Excel encontram-se abaixo.

Teste-t: duas amostras presumindo variâncias equivalentes		
	<i>C(i,j)</i>	<i>cópula_empirica_%</i>
Média	0,301931944	0,304252525
Variância	0,050601577	0,051294198
Observações	10000	10000
Variância agrupada	0,050947888	
Hipótese da diferença de média	0	
gl	19998	
Stat t	-0,726973563	
P(T<=t) uni-caudal	0,23362533	
t crítico uni-caudal	1,644929827	
P(T<=t) bi-caudal	0,467250661	
t crítico bi-caudal	1,960082617	

Teste-F: duas amostras para variâncias		
	<i>C(i,j)</i>	<i>cópula_empirica_%</i>
Média	0,301931944	0,304252525
Variância	0,050601577	0,051294198
Observações	10000	10000
gl	9999	9999
F	0,986497099	
P(F<=f) uni-caudal	0,248350038	
F crítico uni-caudal	0,967635045	

ANEXO A- Histórico do indicador do preço do aço

Tabela: Indicador do preço do aço para o produtor em PPI (producer price index)

Producer Price Index-Commodities													
Original Data Value													
Series Id:	WPU101												
Not Seasonally Adjusted													
Group:	Metals and metal products												
Item:	iron and steel												
Base Date:	198200												
Years:	1926 to 2010												
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1926	11.4	11.4	11.4	11.3	11.3	11.2	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.2	11.3
1927	10.9	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.7	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	10.6
1928	10.5	10.6	10.6	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	10.5	10.6	10.6	10.7	10.6
1929	10.7	10.7	10.7	10.8	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7	10.7	10.6	10.6	10.7
1930	10.4	10.3	10.3	10.2	10.2	10.1	10.0	9.9	9.9	9.9	9.8	9.8	10.1
1931	9.6	9.7	9.6	9.5	9.5	9.4	9.4	9.3	9.3	9.2	9.2	9.1	9.4
1932	9.0	9.0	9.0	9.1	9.0	9.0	8.7	8.9	9.0	9.1	9.0	8.9	9.0
1933	8.8	8.7	8.6	8.6	8.5	8.6	8.8	8.9	9.1	9.3	9.2	9.4	8.9
1934	9.4	9.7	9.8	9.9	10.2	10.0	9.8	9.8	9.8	9.7	9.7	9.7	9.8
1935	9.7	9.7	9.7	9.7	9.8	9.9	9.8	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
1936	9.9	9.8	9.8	9.8	9.7	9.7	9.9	9.9	10.0	10.1	10.1	10.2	9.9
1937	10.4	10.4	11.0	11.2	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.2	11.2	11.2	11.1
1938	11.2	11.2	11.2	11.3	11.5	11.4	11.0	11.0	11.0	10.9	11.0	10.9	11.1
1939	10.9	10.9	10.9	10.9	10.8	10.7	10.7	10.7	10.8	10.9	10.9	10.9	10.8
1940	10.9	10.9	10.9	10.6	10.6	10.6	10.7	10.7	10.7	10.7	10.8	10.8	10.7
1941	10.8	10.8	10.8	10.8	10.9	10.9	10.9	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	10.9
1942	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
1943	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
1944	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
1945	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.3	11.4	11.2
1946	11.4	11.7	12.1	12.1	12.2	12.4	12.6	12.6	12.8	12.8	12.9	12.9	12.4
1947	14.4	14.5	14.7	14.7	14.4	14.5	14.9	15.8	15.7	15.9	15.9	16.0	15.1
1948	16.5	16.7	16.8	16.9	16.8	16.8	17.2	18.5	18.5	18.6	18.7	18.8	17.6
1949	18.8	18.4	18.3	17.7	17.4	17.4	17.3	17.4	17.7	17.8	17.9	18.1	17.8
1950	18.3	18.5	18.5	18.5	18.7	19.1	19.0	19.2	19.3	19.4	19.6	20.6	19.1
1951	21.0	20.8	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.8
1952	20.7	20.8	20.8	20.7	20.7	20.6	20.6	21.4	21.5	21.4	21.4	21.4	21.0
1953	21.4	21.5	21.5	21.5	21.7	22.0	22.9	22.9	22.7	22.9	22.9	22.9	22.1
1954	22.2	22.1	22.0	22.1	22.2	22.2	22.5	22.5	22.6	22.7	22.8	22.7	22.4
1955	22.9	22.9	22.9	23.0	22.8	22.9	24.1	24.4	24.4	24.5	24.6	24.8	23.7
1956	25.2	25.1	25.2	25.4	25.4	25.2	25.2	26.8	27.2	27.1	27.4	27.5	26.1
1957	27.7	27.6	27.6	27.3	27.5	27.9	28.7	28.8	28.7	28.3	28.1	28.1	28.0
1958	28.1	28.3	28.2	28.1	28.0	28.1	28.1	28.9	28.9	28.9	29.0	28.9	28.4
1959	29.0	29.1	29.0	28.8	28.7	28.9	28.9	29.0	29.1	29.1	29.2	29.0	29.0
1960	29.1	28.9	28.7	28.7	28.7	28.6	28.6	28.6	28.6	28.4	28.4	28.4	28.6
1961	28.5	28.6	28.7	28.8	28.7	28.7	28.6	28.7	28.8	28.7	28.5	28.5	28.7
1962	28.6	28.6	28.4	28.3	28.3	28.2	28.2	28.2	28.2	28.1	28.0	28.1	28.3
1963	28.1	28.1	28.0	28.1	28.3	28.2	28.2	28.2	28.2	28.4	28.4	28.5	28.2
1964	28.5	28.5	28.5	28.5	28.6	28.6	28.7	28.8	28.6	28.7	28.7	28.8	28.6
1965	28.9	28.8	28.8	28.9	28.9	28.8	28.9	28.9	28.8	28.8	28.8	29.0	28.9
1966	29.1	29.1	29.1	29.1	29.0	29.1	29.1	29.2	29.2	29.3	29.3	29.3	29.1
1967	29.4	29.4	29.5	29.4	29.4	29.4	29.4	29.5	29.6	29.6	29.6	29.6	29.3
1968	30.1	30.1	30.0	29.9	29.9	29.9	29.9	29.9	30.0	30.0	30.2	30.2	30.1
1969	30.6	30.7	30.9	31.0	31.3	31.4	31.6	32.1	32.2	32.4	32.4	32.5	31.6
1970	32.7	33.3	33.5	33.4	33.9	34.3	34.3	34.2	34.4	34.6	34.3	34.3	34.0
1971	34.6	34.8	34.8	34.9	35.4	35.5	36.0	37.0	37.1	37.1	37.0	37.0	35.9
1972	37.4	37.8	37.9	37.8	37.8	37.8	37.8	37.9	38.0	38.0	38.1	38.2	37.9
1973	38.9	39.2	39.3	39.5	39.9	40.1	40.1	40.3	40.3	40.9	41.8	42.0	40.2
1974	42.7	43.9	46.5	48.6	49.9	52.5	56.2	57.7	58.4	58.7	58.9	58.0	52.7
1975	58.8	59.1	59.2	59.3	59.2	58.8	58.2	58.5	59.1	60.4	60.2	60.3	59.3
1976	60.8	61.8	62.4	62.9	62.9	64.4	64.9	64.9	64.5	64.5	64.6	65.7	63.7
1977	66.1	66.3	67.1	67.3	67.2	66.9	68.5	68.8	69.6	69.1	68.9	69.5	68.0
1978	70.2	72.2	73.0	74.3	74.3	74.5	74.9	76.3	76.3	76.7	77.2	77.6	74.8
1979	80.3	81.1	82.6	82.6	82.4	83.5	84.6	84.4	84.2	85.3	86.1	86.4	83.6
1980	87.7	88.6	89.0	90.6	89.9	89.5	88.7	89.3	89.8	91.6	92.2	93.3	90.0
1981	95.3	95.3	96.8	97.6	97.5	97.4	99.9	100.3	100.2	100.7	100.3	100.3	98.5
1982	101.2	101.1	101.0	101.1	100.7	99.8	99.5	99.4	99.3	99.6	99.1	98.2	100.0
1983	98.3	100.3	100.8	100.7	100.6	100.7	100.9	101.2	102.7	102.8	103.1	103.5	101.3
1984	104.4	105.1	105.1	105.1	105.4	105.3	105.4	105.4	105.6	105.7	105.5	105.3	105.3
1985	105.3	105.4	105.5	105.4	105.0	104.6	104.5	104.6	104.6	104.5	104.1	104.1	104.8
1986	101.0	101.1	100.8	101.0	101.2	101.1	101.1	101.2	101.4	101.4	101.3	101.3	101.1
1987	102.0	102.3	101.9	101.9	102.2	102.5	103.1	103.7	105.4	109.5	110.4	109.9	104.6
1988	110.9	113.0	113.6	114.8	115.0	114.9	117.0	118.0	117.4	118.3	117.6	117.6	115.7
1989	119.7	120.6	120.7	120.8	120.6	119.8	119.0	118.4	118.1	117.8	116.9	116.5	119.1
1990	116.7	116.2	116.5	117.1	117.9	117.4	117.5	118.2	117.5	117.5	116.9	116.8	117.2
1991	117.0	116.6	115.8	115.4	114.5	113.5	113.3	113.0	112.8	112.4	112.3	112.3	114.1
1992	112.1	112.3	112.7	112.3	112.2	111.4	111.4	111.2	111.0	111.0	110.1	110.6	111.5
1993	111.9	113.1	113.4	113.5	114.2	115.6	116.5	116.7	117.3	119.0	119.9	120.8	116.0
1994	121.3	122.0	121.8	121.4	120.6	118.8	120.4	122.3	123.1	123.1	124.1	124.7	122.0
1995	127.2	128.4	129.1	129.8	129.9	129.7	129.9	130.4	129.4	128.4	126.9	126.6	128.8
1996	127.0	126.3	125.7	125.9	126.3	126.2	125.8	126.2	126.4	125.5	124.3	124.2	125.8
1997	125.0	126.6	126.2	125.8	125.4	125.0	126.7	126.8	126.8	126.8	127.2	127.0	126.5
1998	127.0	126.8	125.7	125.6	125.3	125.0	124.2	122.6	120.9	117.8	115.6	114.5	122.5
1999	113.9	113.8	112.9	112.8	113.1	113.8	113.4	114.0	113.9	114.0	113.9	115.1	114.0
2000	118.3	118.2	118.4	119.0	118.4	117.6	117.1	116.2	116.1	114.7	112.8	112.4	116.6
2001	112.1	110.6	110.6	110.2	109.9	109.7	110.0	109.9	109.6	108.6	107.6	107.3	109.7
2002	107.1	107.7	109.0	110.8	112.9	114.7	115.9	117.0	118.6	118.9	118.2	117.9	114.1
2003	118.6	120.1	120.7	120.7	119.8	119.2	119.4	120.8	122.0	123.2	125.0	128.4	121.5
2004	134.0	143.6	150.3	154.4	155.3	155.2	166.0	174.2	174.0	178.9	182.4	187.0	162.4
2005	181.2	179.8	176.4	175.9	170.7	162.0	160.0	161.8	169.2	168.0	168.0	173.8	171.1
2006	174.7	177.2	178.1	180.7	183.7	189.0	193.9	192.2	195.3	194.9	189.0	189.6	186.5
2007	190.0	195.9	205.5	209.2	205.8	205.3	204.3	200.5	199.8	198.0	197.8	200.6	201.1
2008	210.0	215.2	224.0	250.6	270.6	284.1	293.1	294.4	274.0	236.0	209.4	195.6	246.4
2009	191.6	185.4	179.8	168.9	169.2	171.1	178.2	187.0	193.7	196.1	191.3	195.7	184.0
2010	203.0	210.4	221.2	232.5									

Fonte: UNITED STATES OF AMERICA .Department of Labor. Bureau of Labor Statistics (2010)

ANEXO B- Mapas das bacias de campos e santos

Abaixo os mapas das coordenadas UTM das plataformas da bacia de Campos e Santos.

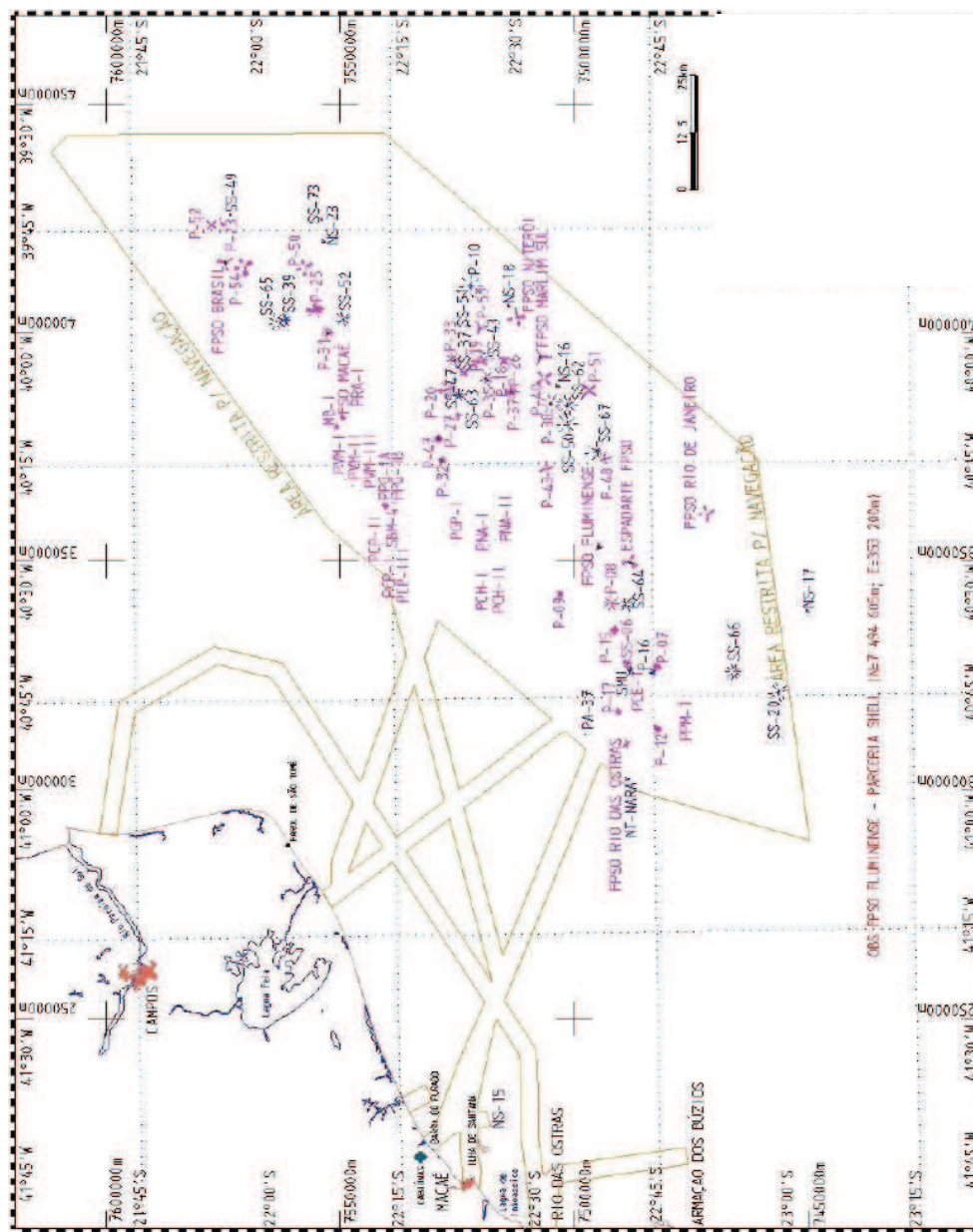


Figura: Mapa da Bacia de Campos
Fonte: PETROBRAS (2010)

ANEXO C- Modelos de inventário

Tabela: Tabela dos modelos de inventário

Appendix A Classification of salient inventory models

EOQ	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-time supply	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q3	R2
EOQ-discounts	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M2	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-inflation	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K2	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-parameter change [11]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K2	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-limit obsolescence	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I1	J2	K1	L1	M1	N2	O2	P1	Q1	R2
EOQ-minimum order	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N2	O2	P1	Q1	R2
EOQ-discrete unit	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J1	K1	L1	M1	N2	O2	P1	Q1	R2
EOQ-constant leadtime	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-finite replenishment	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	I11	I3	J2	K1	L4	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-different carry charge	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-multiple set-up costs [12]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K2	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-special opportunity to procure [13]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K2	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-special opportunity-aggregate	A2	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K2	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-aggregate-exchange curves	A2	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-account payable [14]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M2	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-tax, insurance, storage [14]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-deteriorate [14]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I2	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-obsolescence [14]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I1	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-account receivable [14]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Fixed EOQ	A1	B3	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Wagner-Whitin (WW) [15]	A1	B3	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Silver-Meal (SM) [16]	A1	B3	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Silver-quantity discount [17]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M2	N1	O2	P1	Q1	R2
EOQ-periodic order quantity [18]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q3	R2
Part-period balancing(ppb)	A1	B3	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Modified-WW-roll-horizon [19]	A1	B2	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Modified-SM-roll-horizon [19]	A1	B2	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Modified-PPB-roll-horizon [19]	A1	B2	NA	D1	E2	F1	G1	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
sQ alpha [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
sQ alpha-L [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
sQ alpha-T [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
sQ% demand not lost/ backordered [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
sQ time between stockout [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
RS alpha-T [20]	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q3	R1
RS% demand not lost/ backordered [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q3	R1
RS time between stockout [20]	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
sSR alpha T [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
sSR% demand not lost/ backordered [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
sSR time between stockout [20]	A1	B4	C1/2	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
Slow-sQ-B2-Q1	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G4	H1	I3	J1	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q1	R1
Slow-sQ-B2-Q > 1	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G4	H1	I3	J1	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q1	R1
Slow-sQ-B1-Q > = 1	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G4	H1	I3	J1	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q1	R1
Simultaneous (s,Q)	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1/3	R1
Simultaneous (s,S)	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q2	R1
Slow-Rs-B3	A1	B4	C1	D1	E2	F1	G2	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
Slow-Rs-P2	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G5	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q4	R2
Krupp [21]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G5	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R2
Silver-time-vary [22]	A1	B4	NA	D1	E2	F1	G5	H2	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q3	R2
Order quantity	A1	B4	NA	D1	NA	NA	G1	H2	I3	NA	NA	L1	M1	N1	O2	P1	Q1/3	R2
Order point	A1	B4	NA	D1	NA	NA	G4	H1	I3	NA	NA	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R2
RS-Penny	A1	B4	NA	D1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	L1	M1	N1	O2	P2	Q3	R2
Brousseau [23]	A1	B3	NA	D1	NA	NA	G1	H2	I3	J2	NA	L1	M1	N1	O2	P1	Q4	R2
Fortuin [24]	A1	B3	NA	D1	NA	NA	G3	H2	I3	J2	NA	L1	M1	N1	O2	P2	Q2	R2
Distribution by value	A1	B4	NA	D1	NA	NA	G1	H2	I3	J2	NA	L1	M1	N1	O2	P2	NA	R2
Dispose stock	A1	B3	NA	D1	NA	NA	G1	H2	I3	J2	NA	L1	M1	N1	O2	P1	NA	R2
Stock-versus-no-stock	A1	B3	C1	D1	NA	NA	G2	H2	I3	J2	NA	L1	M1	N1	O2	P2	NA	R1
Croston (R,s) [25]	A1	B3	NA	D1	NA	NA	G3	H2	I3	J2	NA	L1	M1	N1	O2	P2	Q3	R2
Newspaperboy-problem	A1	B1	C2	D1	E2	F1	G5	H1	I1	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
Newspaperboy-normal	A1	B1	C2	D1	E2	F1	G3	H1	I1	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
Newspaperboy-discrete	A1	B3	C2	D1	E2	F1	G5	H1	I1	J1	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
Nahmis-state vector [26]	A1	B3	C1/2	D1	E2	F1	G2/3/4	H1	I2	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
Perishable-optimal [26]	A1	B3	C1	D1	E2	F1	G2/3/4	H1	I2	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1	R1
Perishable-heuristic [26]	A1	B3	C1	D1	E2	F1	G2/3/4	H1	I2	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q3	R1
Sequential stocking points, level demand	A6	B4	NA	D1	E1	F1	G1	H1	I3	J1	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R2
Blackburn and Millen [27]	A6	B4	NA	D1	E1	F1	G1	H2	I3	J1	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R2
Base-stock-control	A6	B4	NA	D2	E1	F1	G2/3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P1	Q1/2	R2
Single location, deterministic repair	A6	B4	NA	D1	E1	F2	G1	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q1	R2
Probabilistic-repair	A1	B4	NA	D1	E1	F2	G2/3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q1	R2
Metric [28]	A6	B4	C1	D2	E1	F2	G4	I11	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
Mod-metric [28]	A6	B4	C1	D2	E1	F2	G4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
LMI-procurement [28]	A6	B4	C1	D2	E1	F2	G2/3/4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1

Procurement-repair [28]	A6	B4	C1	D2	E1	F2	G4	H1	I3	J2	K1	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
MRP	A6	B3	C1	D1	E3	F1	G1	H2	I3	J1	K2	L1	M1	N1	O2	P2	Q4	R1
JIT	A2	B4	NA	D1	E1	F1	G1	H2	I3	J1	K2	L1	M1	N1	O1	P2	Q4	R2
MRP-math programming [29]	A6	B3	C1	D1	E3	F1	G1	H2	I3	J1	K2	L1	M1	N1	O2	P1	Q4	R1

Key to conditions

Production Planning and Environment

(A) Number of items grouped together for analysis: A1 = Single item analyzed [7], A2 = Budget or space constraint for a group of items [7], A3 = Coordinated control to save replenishment costs [7], A4 = Substitute items permissible [7], A5 = Complimentary demand from other items [7], A6 = Multi-echelon

(B) Time period for the analysis: B1 = Single period [7], B2 = Finite multiple time period with rolling time horizon, B3 = Finite multiple time period with no rolling time horizon, B4 = Infinite time period

(C) Out of stock policy: C1 = Backorder [7], C2 = Lost sales [7]

(D) Number of stocking points: D1 = Single stocking point, D2 = Single stocking point at several locations

(E) Coupling of the production system: E1 = Pull, E2 = Push, E3 = Product component dependency

(F) Repair system in production area: F1 = No repair, F2 = Repair system

Characteristics of Product and Market Conditions

(G) Demand for items: G1 = Deterministic, G2 = Known probability distribution other than normal or poisson with parameters known, G3 = Normal distribution with known parameters, G4 = Poisson distribution with known parameters, G5 = Special known distribution such as intermittent or erratic demand [7], G6 = Known distribution, but parameters are not assumed to be known such as in Bayesian methods [7]

(H) Demand mean and variance [7]: H1 = Stationary, H2 = Non-stationary

(I) Shelf life: I1 = Obsolescence [7], I2 = Perishability [7], I3 = No obsolescence or perishability

(J) Nature of units: J1 = Integer, J2 = Continuous

(K) Cost: K1 = Stationary, K2 = Non-stationary

Vendor/supplier arrangements

(L) Nature of the supply process: L1 = Leadtime is known [7], L2 = Random leadtime with known mean and variance [7], L3 = Random portion of material is received [7], L4 = Finite replenishment rate

(M) Procurement structure, M1 = No discounts, M2 = Discounts

(N) Order size: N1 = No limit, N2 = Limits

(O) Suppliers: O1 = Tight coupling with a few suppliers, O2 = Loose coupling with multiple suppliers

Characteristics of models

(P) Order quantity: P1 = Obtained/calculated, P2 = Predetermined

(Q) Order systems: Q1 = s, Q, Q2 = s, S, Q3 = R, S, Q4 = s, S, R

(R) Assumptions: R1 = Backorders are permissible, R2 = Backorders are not permissible

N/A Not applicable

*Material can also be found in Peterson and Silver [9]

ANEXO D-Arrecadações com retenção de área pela ANP

Tabela: Pagamento de retenção de área, conforme anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2009, página 82

Tabela 2.17 - Pagamento pela ocupação ou retenção de área, segundo etapas de operação – 1999-2008

Etapas	Ocupação ou retenção de área					
	1999		2000		2001	
	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)
Total	409	72.517.451	405	91.223.009	393	124.652.319
Exploração	127	47.628.953	122	54.313.433	106	89.216.351
Desenvolvimento	49	2.223.881	41	2.718.971	45	457.617
Produção	233	22.664.617	242	34.190.605	242	34.978.351

Etapas	Ocupação ou retenção de área					
	2002		2003		2004	
	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)
Total	393	146.523.482	514	126.161.151	639	124.260.216
Exploração	106	107.559.814	225	80.192.264	346	69.534.837
Desenvolvimento	43	412.045	43	562.688	48	1.026.786
Produção	244	38.551.623	246	45.406.198	245	53.698.593

Etapas	Ocupação ou retenção de área					
	2005		2006		2007	
	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)
Total	624	130.148.359	895	134.621.010	837	140.969.751
Exploração	324	69.987.186	576	70.504.465	503	66.471.155
Desenvolvimento	51	1.590.673	54	2.668.771	68	6.455.103
Produção	249	58.570.500	265	61.447.774	266	68.043.493

Etapas	Ocupação ou retenção de área					
	2008					
	Nº de campos ou blocos	Pagamento (R\$)				
Total	711	139.115.533				
Exploração	376	64.315.587				
Desenvolvimento	64	6.751.247				
Produção	271	68.048.700				

Fonte: ANP/SPG, conforme a Lei nº 9.478/1997 e o Decreto nº 2.705/1998.

Notas: 1. Reais em valores correntes.

2. Foi utilizado regime de competência na elaboração da tabela.

Fonte: ANP (2009)

ANEXO E- Gráficos do *Brent* e histórico de produção

Dados extraídos do relatório anual da Petrobras (2009) para fins de planejamento plurianual.

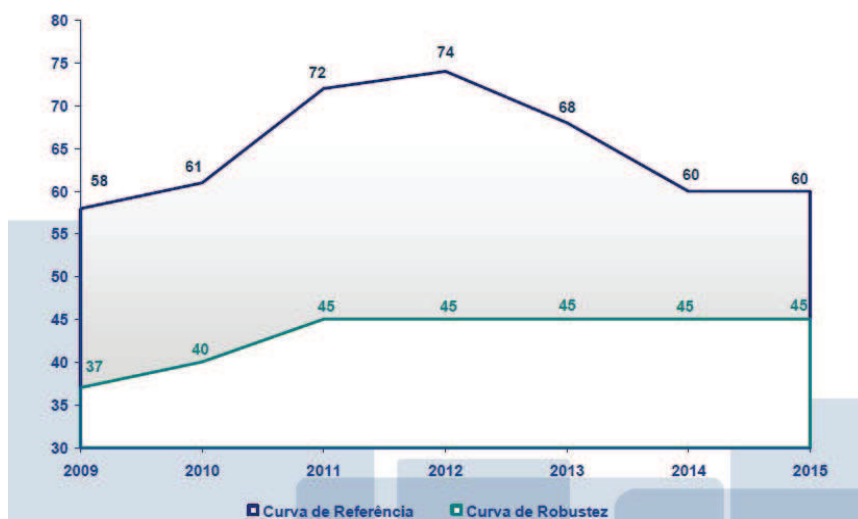


Figura 1: premissas anuais para o preço do petróleo, Brent em US\$/bbl

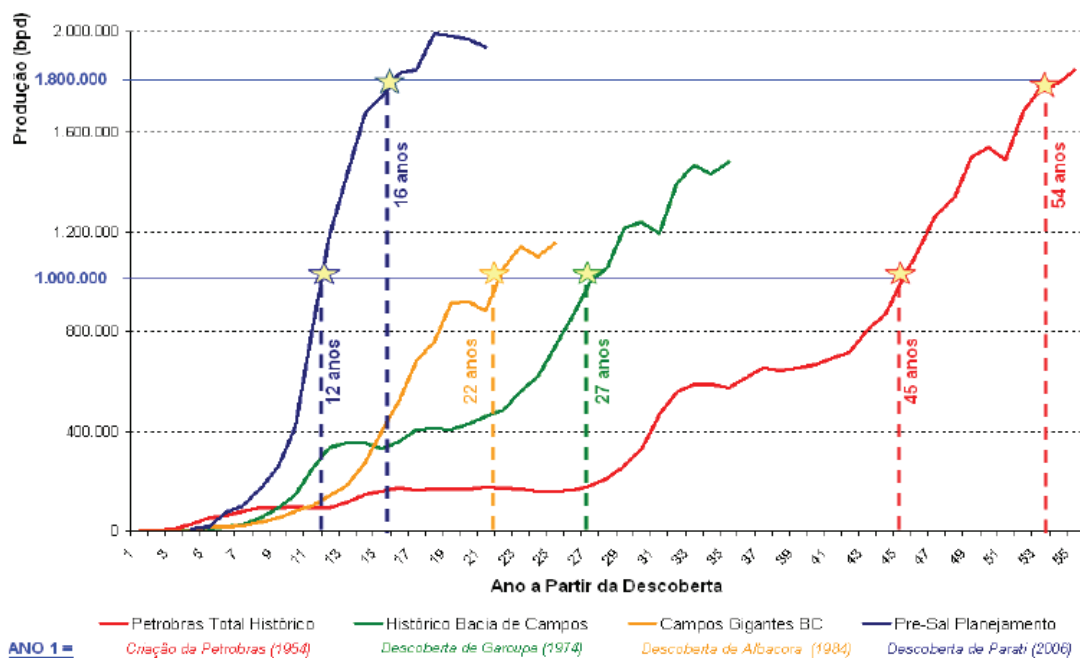


Figura 2: Curvas dos tempos para início da produção dos campos de petróleo marítimos brasileiros