

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

**Quantificação do Impacto de Incertezas e
Análise de Risco no Desenvolvimento de
Campos de Petróleo**

Autor: **Ana Paula A. Costa**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

0200413731

11/03

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**

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

**Quantificação do Impacto de Incertezas e
Análise de Risco no Desenvolvimento de
Campos de Petróleo**

Autor: **Ana Paula A. Costa**

Orientador: **Denis J. Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Tese de Doutorado apresentada à subcomissão de Pós Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia do Petróleo.

Campinas, 2003.

S.P-Brasil.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

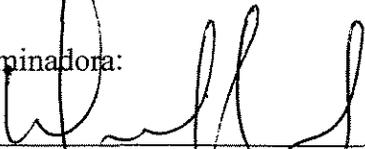
TESE DE DOUTORADO

**Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise
de Risco no Desenvolvimento de Campos de
Petróleo**

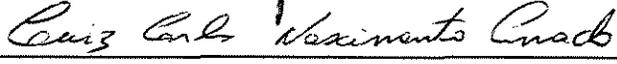
Autor: **Ana Paula A. Costa.**

Orientador: **Denis J. Schiozer.**

Banca Examinadora:



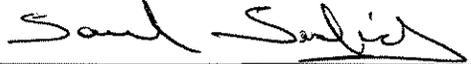
Prof. Dr. Denis J. Schiozer, Presidente.
Faculdade de Engenharia Mecânica -UNICAMP



Dr. Luiz Carlos Nascimento Amado
Shell Brasil



Dr. Rogério Ferreira de Paiva
Agência Nacional de Petróleo



Prof. Dr. Saul B. Suslick
Instituto de Geociências -UNICAMP



Dra. Solange da Silva Guedes
Petrobras

Campinas, 07 de Novembro de 2003.

Dedicatória

Aos meus pais que sempre me conduziram para o caminho do bem e por me ensinarem a concretizar sonhos. Ao meu amado esposo Ronald, meu grande incentivador, por entender e apoiar os momentos de ausência, inquietude, ansiedade e tristeza com todo seu amor e companheirismo.

Agradecimentos

A Deus por todas as bênçãos.

Meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a concretização desse trabalho:

Aos meus pais e irmãos por serem sempre meu porto seguro, sobretudo nos momentos mais difíceis. Agradeço também aos meus amigos que são também minha família do coração, em especial Cássia e Mariana pelo apoio em todos os momentos.

Ao meu esposo Ronald por todo seu amor e ao meu sogro e sogra, meus segundos pais, pelo apoio em todos os momentos.

Ao Professor Denis José Schiozer, que mostrou com ações que é preciso *saber fazer para fazer saber*. Agradeço imensamente por toda paciência, profissionalismo e humanidade em todos os momentos.

À amiga Joseli Ferreira por demonstrar com ações que a amizade é uma Dádiva de Deus.

À minha eterna professora e amiga, Zenice Chaves (UFPE) que sempre acreditou no meu potencial e por sua valiosa amizade e generosidade.

À amiga Fátima Simões pelos conselhos e apoio nos momentos mais difíceis com sua imensa generosidade.

Às amigas Alice, Eliana, Rosângela e Giselle pelos valiosos momentos de descontração, confidências e apoio. Agradeço imensamente a Alice por compartilhar e por que não dizer, me adotar, em especial no café da manhã, suprimindo a ausência da minha família. Momentos que ficarão guardados com muito carinho na minha memória.

Aos amigos Iubatan, Lili, André, Lincoln, Ronice, Murilo, Marcos, Kronbauer, Acúrcio, Daniel, Fernando, Cristina, pelos inesquecíveis momentos de estudo, tensão e descontração e aos novos colegas Clóvis, Bebeto e Vitor pelo apoio.

Aos amigos e colaboradores do UNISIM, em especial Eliana, Paulo, Célio e Rogério pelo apoio em todos os sentidos.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo que contribuíram na minha formação para realização desse trabalho.

Aos amigos do DEP (Alice, Fátima, Giselle e Délcio) e do CEPETRO (Mario, Estela e Yoshiko) pela amizade, profissionalismo e colaboração. Agradeço também a todos os estagiários pelo profissionalismo.

Aos professores Ivaldo Pontes e Margareth Alheiros (UFPE) pela proveitosa parceria e aos colegas Sylvana, Estela, Érico, Lícia e Leonardo pelo apoio.

À Agência Nacional de Petróleo por contribuir com o suporte financeiro para realização do trabalho.

*Aquilo que guardamos para nós acabamos perdendo um dia, o que compartilhamos,
conservamos para sempre! (J. Paul Schmitt).*

Resumo

COSTA, Ana Paula de Araújo, *Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 240p. Tese (Doutorado).

Na análise de decisão aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo deve ser levado em consideração o risco associado a vários tipos de incertezas. Na transição entre as fases de avaliação e desenvolvimento, a importância do risco associado ao fator de recuperação cresce significativamente. O processo é complexo devido a: (1) altos investimentos, (2) grande número de variáveis incertas, e (3) forte dependência dos resultados com a definição da estratégia de produção. Esta complexidade, em muitos casos, causa dificuldades na utilização de técnicas confiáveis para avaliar o risco corretamente ou demanda excessivo esforço computacional. Por isso, metodologias para quantificar o impacto de incertezas não estão bem definidas devido à necessidade de simplificações no processo e a falta de conhecimento do impacto dessas simplificações. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é definir uma metodologia através de um estudo detalhado do processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de técnicas de simplificação para acelerar o processo sem perda significativa de precisão, destacando: tratamento de atributos, combinação gradativa, agregação de atributos e uso de modelos representativos para integrar efeito de diferentes tipos de incerteza com a definição de estratégia de produção. A metodologia tem o objetivo de dar suporte as decisões com maior confiabilidade, mostrando os pontos críticos do processo e quantificando o impacto de simplificações que podem ser feitas de maneira a tornar o processo padronizado e de fácil utilização. Os resultados de dois casos estudados mostram que os critérios adotados são bons indicativos da viabilidade da metodologia, melhorando o desempenho e confiabilidade da análise de risco.

Palavras Chave: Incertezas, Análise de Risco, Simulação Numérica.

Abstract

COSTA, Ana Paula de Araújo, *Quantification of the Impact of Uncertainties and Risk Analysis to the Development of Petroleum Fields*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 240p. Tese (Doutorado).

Decision analysis applied to the development phase of petroleum field must take into account the risk associated to several types of uncertainties. In the transition of the appraisal to the development phase, the importance of risk associated to the recovery factor may increase significantly. The process is complex due to (1) high investments (2) large number of uncertain variables (3) strong dependence of the results with the production strategy definition. This complexity may, in several cases, cause difficulties to establish reliable techniques to assess risk correctly or it demands great computational effort. Therefore, methodologies to quantify the impact of uncertainties are still not well established because simplifications are necessary and the impact of such simplifications is not well known. Therefore, the objective of this work is to define a methodology based on a detailed study of the risk analysis applied to the development phase using simplifications techniques to speed up the process without significant loss of precision, with emphasis to: treatment of attributes, gradual combination, aggregation of attributes, use of representative models to integrate different type of uncertainties and production strategy definition. This study has the objective to make decision process more reliability, showing the critical points of the process and quantifying the simplifications that can be assumed in order to make the process standard and easy to be applied. The results of two selected examples show that the criteria adopted are good indicators of the viability of the methodology, improving the performance and reliability of the risk analysis process.

Key words: Uncertainties, Risk Analysis, Numerical Simulation.

Índice

<i>Agradecimentos</i>	v
<i>Resumo</i>	viii
<i>Abstract</i>	ix
<i>Índice</i>	x
<i>Lista de Figuras</i>	xiv
<i>Lista de Tabelas</i>	xxii
<i>Nomenclatura</i>	xxiii
<i>Capítulo 1</i>	1
<i>Introdução</i>	1
<i>Capítulo 2</i>	11
<i>Revisão Bibliográfica</i>	11
2.1 <i>Análise de decisão e análise de risco na exploração e produção de petróleo.</i>	11
2.1.1 <i>Análise de risco na fase de exploração</i>	13
2.2 <i>Quantificação de incertezas</i>	17
2.3 <i>Análise de risco nas fases de avaliação e desenvolvimento</i>	20
2.4 <i>Comentários finais</i>	30
<i>Capítulo 3</i>	31
<i>Incertezas e Análise de Risco</i>	31
3.1 <i>Tratamento probabilístico</i>	31
3.2 <i>Importância de quantificar o impacto de incertezas</i>	33
3.2.1 <i>Incertezas do meio físico</i>	33
3.2.2 <i>Outros tipos de incertezas</i>	35
3.3 <i>Modelagem estocástica</i>	36
3.4 <i>Princípios básicos de probabilidade e estatística</i>	36

3.4.1	Medidas de variabilidade	38
3.4.2	Distribuições de interesse da análise de risco.....	40
3.5	<i>Discretização de variáveis incertas</i>	43
3.6	<i>Tipos de projetos em E&P</i>	47
3.7	<i>Tomada de Decisão</i>	48
3.7.1	Avaliação Econômica.....	49
3.8	<i>Análise de risco</i>	56
Capítulo 4	61
<i>Análise de risco na fase de desenvolvimento</i>		61
4.1	<i>Utilização da simulação numérica na análise de risco</i>	62
4.2	<i>Metodologia de análise de risco adotada</i>	63
4.3	<i>Seleção de atributos</i>	66
4.3.1	Definição dos Níveis de Incerteza e probabilidades	68
4.4	<i>Estratégia de produção</i>	71
4.4.1	Parâmetros de produção e econômicos	72
4.5	<i>Análise de sensibilidade</i>	73
4.6	<i>Tratamento estatístico na obtenção da distribuição do risco</i>	75
4.7	<i>Integração de incertezas na fase de desenvolvimento</i>	78
4.8	<i>Dificuldades encontradas no processo de análise de risco</i>	79
Capítulo 5	82
<i>Metodologia</i>		82
5.1	<i>Seleção e tratamento de atributos</i>	86
5.2	<i>Combinação gradativa</i>	86
5.3	<i>Influência da variação do número de níveis e probabilidades associadas</i>	87
5.4	<i>Agregação de atributos</i>	87
5.5	<i>Integração de incertezas geológicas com demais incertezas</i>	89
5.5.1	Escolha de modelos representativos	89
Capítulo 6	92
<i>Aplicações</i>		92
6.1	<i>Modelo 1</i>	92
6.1.1	Modelagem do reservatório.....	93

6.1.2 Seleção de atributos	95
6.1.3 Tratamento dos atributos.....	96
6.1.4 Estratégia de Produção.....	98
6.1.5 Parâmetros para Análise Econômica.....	101
6.2 Modelo 2.....	102
6.2.1 Estratégia de produção.....	109
6.2.2 Parâmetros para análise econômica.....	114
<i>Capítulo 7.....</i>	<i>118</i>
<i>Análise de Resultados.....</i>	<i>118</i>
<i>7.1 Quantificação das incertezas geológicas.....</i>	<i>119</i>
7.1.1 Tratamento das informações dos atributos incertos.....	119
7.1.2 Medida de risco.....	121
7.1.3 Tipos de sensibilidades.....	122
7.2 Modelo 1.....	123
7.2.1 Análise de sensibilidade.....	124
7.2.2 Combinação gradativa.....	127
7.2.3 Tratamento de atributos através da variação de níveis incertos e ou probabilidades associadas.....	130
7.3 Modelo 2.....	155
7.3.1 Análise de sensibilidade.....	157
7.3.2 Combinação gradativa.....	161
7.3.3 Tratamento de atributos através da variação de níveis incertos e ou probabilidades associadas.....	165
7.4 Análise de sensibilidade integrada com o modelo econômico.....	196
7.5 Discussão dos resultados de análise de impacto de incertezas geológicas.....	199
7.6 Integração de incertezas geológicas, econômicas, tecnológicas e estratégia de produção.....	202
7.6.1 Modelo 1.....	203
7.6.2 Modelo 2.....	210
7.6.3 Integração com incertezas econômicas e tecnológicas.....	221
<i>Capítulo 8.....</i>	<i>226</i>

<i>Conclusões</i>	226
8.1 <i>Conclusões</i>	227
8.2 <i>Comparação entre os modelos estudados</i>	230
8.3 <i>Recomendações</i>	231
<i>Referências Bibliográficas</i>	232

Lista de Figuras

<i>Figura 3.1 Distribuição de variáveis contínuas (a) e discreta(b), (Santos, 2002)</i>	37
<i>Figura 3.2 Distribuições com mesma média e desvios diferentes</i>	39
<i>Figura 3.3 Funções normal (a) e lognormal(b), (adaptada der Newendorp, 1975)</i>	41
<i>Figura 3.4 Exemplo de função triangular</i>	42
<i>Figura 3.5 Ilustração mostrando que a utilização da função triangular pode ser uma adaptação grosseira (adaptada de Newendorp, 1975)</i>	44
<i>Figura 3.6 Adoção de três níveis incertos para representação do atributo</i>	45
<i>Figura 3.7 Fda obtida a partir da função poligonal</i>	45
<i>Figura 3.8 Análise na obtenção de probabilidade associada</i>	46
<i>Figura 3.9 Exemplo de fluxo de caixa esquemático em projetos de petróleo para as fases de investimento: em exploração, desenvolvimento e produção</i>	51
<i>Figura 3.10 Exemplo de análise de decisão através do conceito de VME</i>	52
<i>Figura 3.11 Dois projetos diferentes com mesmo VME (adaptada de Nepomuceno, 1997)</i>	54
<i>Figura 3.12 Comparação entre VPL de projetos</i>	55
<i>Figura 3.13 Curva de risco para VPL</i>	58
<i>Figura 3.14 Processo de decisão no gerenciamento de reservatório com incertezas (Schiozer et al, 2002)</i>	59
<i>Figura 4.1 Fluxograma do processo de análise de risco</i>	65
<i>Figura 4.2 Distribuição de probabilidade de um atributo partindo de possíveis realizações (Loschiavo, 1999)</i>	67

<i>Figura 4.3 Discretização em três níveis com probabilidades diferentes (adaptada de Steagall, 2001).....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 4.4 Sensibilidade para o VPL (10 anos).....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.5 Exemplo de árvore de derivativa com dois atributos e três níveis (O-otimista, M-provável ou médio, P-pessimista), (Schiozer et al, 2002).....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 4.6 Distribuição normal na representação do desvio padrão como medida de risco.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 5.1 Esquema do processo de quantificação de incertezas e análise de risco.....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 5.2 Escolha de modelos representativos das incertezas geológicas.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 6.1 Variação da viscosidade do óleo e gás (a) e curva de permeabilidade relativa - krow (b), Modelo 1.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 6.2 Mapas de permeabilidade(a) e porosidade(b) – Krigagem, Modelo 1.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 6.3 Estratégia de produção para poços verticais, Modelo 1.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 6.4 Malha de simulação, Modelo 2.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 6.5 Intervalo de variação da permeabilidade horizontal na camada 1, Modelo 2.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 6.6 Mapas de porosidade das camadas 1, 3 e 8, Modelo 2.....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 6.7 Variação da viscosidade do óleo (a) e curva de permeabilidade relativa-krow (b), Modelo 2.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 6.8 Mapa de óleo total, Modelo 2.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 6.9 Estratégia de produção para poços horizontais, Modelo 2.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 7.1 Construção das funções triangular e poligonal para Kh.....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 7.2 Obtenção da fda para Kh partindo da função poligonal.....</i>	<i>121</i>
<i>Figura 7.3 Tipos de sensibilidade para atributos incertos.....</i>	<i>123</i>
<i>Figura 7.4 Análise de sensibilidade para VPL(20 anos), Modelo 1.....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 7.5 Análise de sensibilidade para Np (20 anos), Modelo 1.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 7.6 Análise de sensibilidade para Np (10 anos), Modelo 1.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 7.7 Número de simulações por combinação de atributos.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 7.8 Curvas de risco para VPL da combinação gradativa, Modelo 1.....</i>	<i>129</i>

<i>Figura 7.9 Variação nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) para VPL e número de simulações, Modelo 1.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 7.10 Redução de nível para o atributo através da redistribuição de probabilidade para o nível provável.....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 7.11 Variações entre os percentis para tipos de sensibilidades diferentes na redução de níveis, Modelo 1.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 7.12 Variações dos percentis para 4 atributos combinados, Modelo 1.....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 7.13 Variações nos percentis com relação ao processo original através da redução simultânea de níveis, Modelo 1.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 7.14 Redução no número de simulações através da redução simultânea de níveis, Modelo 1.....</i>	<i>135</i>
<i>Figura 7.15 Discretização através do aumento de níveis mantendo os três níveis iniciais para o atributo.....</i>	<i>138</i>
<i>Figura 7.16 Variações nos percentis para aumento no número de discretizações para Kh.....</i>	<i>138</i>
<i>Figura 7.17 Comparação entre o processo de aumento da discretização (4 atributos) com o processo original combinado por 5 atributos, Modelo 1.....</i>	<i>139</i>
<i>Figura 7.18 Variação no número de simulações entre o processo original e aumento do número de níveis, Modelo 1.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 7.19 Magnitude das variações entre os processos original e aumento do número de níveis, Modelo 1.....</i>	<i>140</i>
<i>Figura 7.20 Propagação de erro na obtenção dos percentis da discretização, Modelo 1.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 7.21 Variações nas curvas de risco para probabilidades mais centralizadas, Modelo 1.....</i>	<i>143</i>
<i>Figura 7.22 Variações nos valores dos percentis com relação ao processo original (15%, 70% e 15%), Modelo 1.....</i>	<i>144</i>
<i>Figura 7.23 Variação na curva de risco para a despadroneização de probabilidades, Modelo 1.....</i>	<i>145</i>
<i>Figura 7.24 Variações nos percentis para a falta de padronização de probabilidades, Modelo 1.....</i>	<i>145</i>

<i>Figura 7.25 Comparação entre as curvas de risco do processo de aumento do número de níveis para Kh com o processo original (3 níveis) para variações nas probabilidades associadas, Modelo 1.....</i>	<i>146</i>
<i>Figura 7.26 Variação nos percentis para a comparação entre os processos de aumento de níveis e variação na probabilidade associada, Modelo 1.....</i>	<i>147</i>
<i>Figura 7.27 Análise de sensibilidade do VOIS, Modelo 1.....</i>	<i>148</i>
<i>Figura 7.28 Curva de distribuição do VOIS para agregação, Modelo 1.....</i>	<i>149</i>
<i>Figura 7.29 Determinação de modelos representativos da agregação, Modelo 1.....</i>	<i>150</i>
<i>Figura 7.30 Análise de sensibilidade para VPL considerando a agregação, Modelo 1.....</i>	<i>152</i>
<i>Figura 7.31 Comparação entre as curvas de risco para o processo original e o de agregação.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 7.32 Variações entre os percentis do processo agregação com relação ao processo original, Modelo 1.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 7.33 Variações nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) para o processo de agregação.....</i>	<i>153</i>
<i>Figura 7.34 Comparação do número de simulações entre os processos original e de agregação com a inclusão de atributos menos expressivos, Modelo 1.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 7.35 Comparação entre tempo de execução da análise para os processos manual e automatizado, Modelo 1.....</i>	<i>156</i>
<i>Figura 7.36 Análise de sensibilidade para VPL (10 anos), Modelo 2.....</i>	<i>158</i>
<i>Figura 7.37 Análise de sensibilidade para Np (10 anos), Modelo 2.....</i>	<i>159</i>
<i>Figura 7.38 Análise de sensibilidade para Wp (10 anos), Modelo 2.....</i>	<i>160</i>
<i>Figura 7.39 Análise de sensibilidade para VPL (20 anos), Modelo 2.....</i>	<i>161</i>
<i>Figura 7.40 Curvas de risco para VPL da combinação gradativa, Modelo 2.....</i>	<i>162</i>
<i>Figura 7.41 Variações nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) para VPL, Modelo 2.....</i>	<i>163</i>
<i>Figura 7.42 Variações nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) para VPL com a inclusão do sétimo atributo, Modelo 2.....</i>	<i>164</i>
<i>Figura 7.43 Variações nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) para VPL da 6ª para a 7ª combinação.....</i>	<i>164</i>
<i>Figura 7.44 Tipos de sensibilidade analisados para a redução de níveis.....</i>	<i>165</i>
<i>Figura 7.45 Variações entre os percentis para o tipo de sensibilidade do Dwoc na redução de nível.....</i>	<i>167</i>

<i>Figura 7.46 Impacto do aumento de atributos combinados na redução de níveis para Dwoc, Modelo 2.....</i>	<i>167</i>
<i>Figura 7.47 Combinação gradativa dos seis atributos mais críticos para a análise da redução de nível do area.....</i>	<i>168</i>
<i>Figura 7.48 Variação no VPL com a redução do nível menos expressivo do atributo área.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura 7.49 Análise de sensibilidade para Wp dos três primeiros atributos (10 anos), Modelo 2.....</i>	<i>169</i>
<i>Figura 7.50 Ordem de expressividade original dos atributos.....</i>	<i>1170</i>
<i>Figura 7.51 Influência da dependência de atributos para diferentes tipos de sensibilidade na combinação gradativa, Modelo 2.....</i>	<i>171</i>
<i>Figura 7.52 Variações nos percentis para a redução do nível menos expressivo do Kz.....</i>	<i>172</i>
<i>Figura 7.53 Comparação entre as expressividades dos atributos area e Kz para Wp.....</i>	<i>172</i>
<i>Figura 7.54 Redução do número de simulações para o processo de redução simultânea, Modelo 2.....</i>	<i>173</i>
<i>Figura 7.55 Variações nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) para VPL com a inclusão do oitavo atributo, Modelo 2.....</i>	<i>174</i>
<i>Figura 7.56 Redução no número de simulações através da redução simultânea para a análise do oitavo atributo, Modelo 2.....</i>	<i>175</i>
<i>Figura 7.57 Efeito da redistribuição de probabilidade para o nível eliminado do atributo area.....</i>	<i>176</i>
<i>Figura 7.58 Análise de sensibilidade para o VPL considerando o aumento do número de níveis para o Dwoc, Modelo 2.....</i>	<i>177</i>
<i>Figura 7.59 Variações nos percentis para a comparação entre os processos considerando 4 atributos combinados, Modelo 2.....</i>	<i>178</i>
<i>Figura 7.60 Variações nos percentis (P_{10}, P_{50} e P_{90}) do VPL para o aumento de níveis do Dwoc, Modelo 2.....</i>	<i>178</i>
<i>Figura 7.61 Variações nos percentis para a comparação entre os processos considerando 5 atributos combinados, Modelo 2.....</i>	<i>179</i>
<i>Figura 7.62 Variação do processo de convergência entre os processos de aumento e original, Modelo 2.....</i>	<i>180</i>

<i>Figura 7.63</i> Variação entre o nº de atributos e simulações no processo de estabilização entre os processos de aumento de níveis e original, Modelo 2.....	181
<i>Figura 7.64</i> Variações nas curvas de risco para probabilidades mais centralizadas, Modelo 2.....	183
<i>Figura 7.65</i> Variações nos valores dos percentis com relação ao processo original (15%, 70% e 15%), Modelo 2.....	183
<i>Figura 7.66</i> Variações na curva de risco para a falta de padronização de probabilidades, Modelo 2.....	184
<i>Figura 7.67</i> Variações nos percentis para a falta de padronização de probabilidade, Modelo 2.....	185
<i>Figura 7.68:</i> Comparação entre as curvas de risco do processo de aumento do número de níveis para Dwoc com o processo original (3 níveis) para variações nas probabilidades associadas, Modelo 2.....	186
<i>Figura 7.69:</i> Variação nos percentis para a comparação entre os processos de aumento de níveis e variação na probabilidade associada, Modelo 2.....	186
<i>Figura 7.70</i> Análise de sensibilidade do VOIS, Modelo 2.....	187
<i>Figura 7.71</i> Curva de distribuição do VOIS para agregação, Modelo 2.....	188
<i>Figura 7.72</i> Escolha de modelos representativos da agregação através da relação VOIS x Fr%, Modelo 2.....	189
<i>Figura 7.73</i> Escolha de modelos representativos da agregação através da relação VOIS x VPL, Modelo 2.....	189
<i>Figura 7.74</i> Análise de sensibilidade para VPL considerando a agregação, Modelo 2.....	190
<i>Figura 7.75</i> Comparação entre as curvas de risco entre os processos de agregação e original, Modelo 2.....	191
<i>Figura 7.76</i> Variação no número de simulações entre os processos original e de agregação, Modelo 2.....	192
<i>Figura 7.77</i> Comparação entre as curvas de risco do processo original e agregação através da escolha apenas dos modelos representativos pertencentes ao grupo mais representativo.....	193

<i>Figura 7.78 Comparação entre as curvas de risco considerando o processo original e a agregação após adoção do modelo pertencente ao grupo de menor representatividade, Modelo 2.....</i>	<i>194</i>
<i>Figura 7.79 Comparação entre as curvas da agregação para diferentes tipos de atribuição de probabilidades para os modelos representativos da agregação, Modelo 2.....</i>	<i>195</i>
<i>Figura 7.80 Análise de sensibilidade incluindo o atributo preço do óleo, Modelo 1(a) e Modelo 2 (b).....</i>	<i>197</i>
<i>Figura 7.81 Análise de sensibilidade para o VPL para incertezas econômicas, Modelo 1.....</i>	<i>204</i>
<i>Figura 7.82 Variações na curva de risco do modelo base, Modelo 1.....</i>	<i>205</i>
<i>Figura 7.83 Escolha de modelos representativos (VPL x Fr%), Modelo 1.....</i>	<i>206</i>
<i>Figura 7.84 Análise complementar da escolha dos representativos, Modelo 1.....</i>	<i>206</i>
<i>Figura 7.85 Análise de sensibilidade econômica para os modelos representativos, Modelo 1.....</i>	<i>207</i>
<i>Figura 7.86 Comparação da sensibilidade no modelo base e nos modelos representativos, Modelo 1.....</i>	<i>208</i>
<i>Figura 7.87 Nova curva de risco para modelos representativos considerando incerteza no preço, Modelo 1.....</i>	<i>209</i>
<i>Figura 7.88 Novos percentis para modelos representativos após sensibilidade econômica....</i>	<i>210</i>
<i>Figura 7.89 Escolha de modelos representativos (VPL X Fr%), Modelo 2.....</i>	<i>211</i>
<i>Figura 7.90 Análise complementar da escolha dos representativos, Modelo 2.....</i>	<i>212</i>
<i>Figura 7.91 Variações nos percentis para os modelos representativos da incerteza geológica em comparação com o processo original, Modelo 2.....</i>	<i>213</i>
<i>Figura 7.92 Comparação dos valores de VPL entre os modelos representativos e caso base antes da otimização, Modelo 2.....</i>	<i>213</i>
<i>Figura 7.93 (a) Comparação para VPL antes e depois da otimização.....</i>	<i>214</i>
<i>Figura 7.93 (b) Comparação para número de poços antes e depois da otimização.....</i>	<i>215</i>
<i>Figura 7.93(c) Comparação para Np antes e depois da otimização.....</i>	<i>215</i>
<i>Figura 7.93(d) Comparação para Fr% antes e depois da otimização.....</i>	<i>216</i>

<i>Figura 7.94 Variações nos percentis dos modelos representativos antes e após a otimização, Modelo 2.....</i>	<i>216</i>
<i>Figura 7.95 Curva de risco original e modelos representativos após otimização.....</i>	<i>217</i>
<i>Figura 7.96 Comparação entre uma pseudo curva de risco após otimização dos representativos.....</i>	<i>218</i>
<i>Figura 7.97 Variação no VPL após a adoção de estratégia única para os modelos representativos.....</i>	<i>219</i>
<i>Figura 7.98 Variações entre os percentis para as diferentes estratégias.....</i>	<i>219</i>
<i>Figura 7.99 Comparação entre as pseudo curvas da adoção de estratégia única em comparação ao processo original.....</i>	<i>220</i>
<i>Figura 7.100 Análise de sensibilidade econômica nos modelos representativos otimizados.....</i>	<i>222</i>
<i>Figura 7.101 Nova curva de risco para os modelos representativos considerando incerteza no preço.....</i>	<i>222</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 3.1 Dados do projeto.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 4.1 Classificação de atributos de reservatório (Camposana, 1997).....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 6.1 Atributos incertos tratados no Modelo 1.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabela 6.2 Atributos incertos (Modelo 1).....</i>	<i>97</i>
<i>Tabela 6.3 Valores econômicos adotados para Modelo 1.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabela 6.4 Incertezas no modelo econômico para o Modelo 1.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 6.5 Atributos incertos tratados no Modelo 2.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabela 6.6 Atributos incertos, Modelo 2.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabela 6.7 Valores econômicos adotados para o Modelo 2.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabela 6.8 Incertezas no modelo econômico para o Modelo 2.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabela 6.9 Probabilidades associadas para os modelos representativos.....</i>	<i>116</i>
<i>Tabela 7.1 Variações nos percentis para diferentes redistribuições de probabilidade.....</i>	<i>136</i>
<i>Tabela 7.2 Valores de VME para diferentes estratégias de modelos representativos.....</i>	<i>220</i>

Nomenclatura

Letras Latinas

Kh	permeabilidade horizontal
Kr	permeabilidade relativa
Kz	permeabilidade vertical
Cro	compressibilidade do óleo
Crw	compressibilidade da água

Letras gregas

μ	média
σ	desvio padrão

Subscritos

1	nível otimista
2	nível pessimista

Abreviações

Por	porosidade
Dwoc	contato óleo água
prob	probabilidade associada
Limit	limite do reservatório
area	modelo estrutural
Dk	espessura total
vio	viscosidade do óleo

Siglas

AAPG	American Association of Petroleum Geologist
ANP	Agência Nacional do Petróleo
E&P	Exploração e Produção na indústria do petróleo
Fr%	Fator de recuperação de óleo
<i>f_{dp}</i>	Função distribuição de probabilidade
<i>f_{da}</i>	Função distribuição de probabilidade acumulada
N _p	Produção acumulada de óleo
PVT	Análise de óleo para pressão-volume-temperatura.
SPE	Society of Petroleum Engineers
VE	Valor esperado
VME	Valor monetário esperado
VoF	Valor de flexibilização
VoI	Valor da informação
VOIS	Volume de óleo <i>in situ</i> em condições padrão
VPL	Valor presente líquido
WPC	World Petroleum Congress

Capítulo 1

Introdução

No cenário atual da exploração e produção (E&P) de petróleo, decisões devem ser tomadas levando-se em consideração os riscos envolvidos através da avaliação do impacto de incertezas no desempenho dos campos de petróleo, aumentando a possibilidade de sucesso, quantificando possíveis perdas e desenvolvimentos sub-ótimos, bem como, identificando oportunidades.

Até a década de 80 era comum a adoção de uma única curva de previsão de produção para um modelo de reservatório no processo decisório de desenvolvimento de um campo. Tal aplicação era baseada em valores médios estimados ou valores avaliados a partir de informações limitadas sobre as diversas variáveis envolvidas, tais como: características geológicas, operacionais ou econômicas. A viabilidade econômica de projetos de exploração de campos de óleo e gás baseada em tais previsões era frequentemente garantida pelos preços crescentes do petróleo. Com a queda do preço de venda do petróleo e a conseqüente redução da rentabilidade de projetos, orçamentos limitados e a necessidade de grandes investimentos (como no desenvolvimento de campos marítimos, especialmente em águas profundas), tornou-se imprescindível que decisões estratégicas de E&P fossem fundamentadas em uma análise de risco acurada.

A utilização do conceito de risco tem sido crescente nas áreas de exploração e produção na indústria de petróleo, devido ao elevado grau de incertezas que acompanham os projetos de E&P. A previsão de produção sob um enfoque probabilístico permite quantificar o impacto de incertezas e reflete a iteração das diversas incertezas consideradas relativas a propriedades dos reservatórios e fluidos e características operacionais, econômicas e tecnológicas.

O conceito de incerteza e risco varia um pouco nas diversas publicações especializadas e, por isso, torna-se necessário definir como esses conceitos são utilizados nesse trabalho. **Incerteza** é a grandeza associada à falta de conhecimento de atributos (geológicos, tecnológicos ou econômicos) cujos valores não se pode obter de maneira precisa ou para o qual exista dúvida. **Risco** encontra-se relacionado com a estimativa probabilística das previsões de produção com incerteza sendo sua representação aplicada através da curva de distribuição (chamada, por isso, curva de risco), estando diretamente associado a uma tomada de decisão. O risco está, portanto, associado à incerteza no valor do retorno financeiro dos projetos.

O termo incerteza geológica encontra-se relacionado ao nível de conhecimento das propriedades geológicas e petrofísicas das jazidas. Para uma tomada de decisão mais confiável a quantificação do impacto de incertezas geológicas deve ser integrada a análise de outros tipos de incertezas, especialmente relacionadas com os cenários econômicos, aspectos tecnológicos, políticos e com a definição da estratégia de produção.

Para a avaliação do risco, é necessário relacionar a incerteza dos atributos com parâmetros relativos (1) ao desempenho de reservatórios, tais como, volume produzido, fator de recuperação, reservas e (2) à obtenção de indicadores econômicos como o valor presente líquido (VPL).

A análise de risco permite que decisões relacionadas aos projetos de exploração e produção (E&P) sejam tomadas dentro de um cenário probabilístico permitindo a quantificação da possibilidade de perdas ou desenvolvimento não ótimo de campos de petróleo.

A vida útil de um campo pode ser dividida em várias fases com objetivos diferentes e níveis de incerteza variáveis. Estas fases podem ser caracterizadas como: exploração, avaliação/delimitação, desenvolvimento, produção (primária, secundária e terciária) e abandono. O número de poços perfurados, o volume de investimentos, a expectativa de lucros e outras variáveis também são distintas para essas fases.

A principal incerteza geológica a ser considerada após a descoberta de uma acumulação refere-se ao volume recuperável *in situ*, que é fator fundamental na determinação do valor e na viabilidade econômica da acumulação e, em caso positivo, na determinação das estratégias e investimentos para o seu desenvolvimento. Nesta etapa, poucos dados estão disponíveis como, por exemplo, dados de poços iniciais perfurados e dados sísmicos.

Essas incertezas são analisadas sob uma visão parcial do reservatório, visto que, na fase de exploração e descoberta de um campo, são utilizados muitos dados indiretos e poucos e esparsos dados diretos. A principal disponibilidade de dados em escala real do reservatório é pontual, relativa aos poços perfurados. Além disso, nem sempre é possível a obtenção de testemunhos (amostras) de um grande número de poços. O imageamento sísmico, apesar de ter maior resolução areal, ainda não alcançou a mesma resolução vertical da escala dos poços. De maneira geral, as incertezas relativas às fases iniciais são relacionadas:

- Quantidade e qualidade dos dados geológicos, petrofísicos e de fluidos disponíveis; (poços, sísmica, testes);
- Interpretação dos dados e caracterização do reservatório (seleção de dados, geração de modelo conceitual de reservatório, inversão sísmica e seleção de técnicas geoestatísticas).

Durante a fase de avaliação/delimitação do campo ou reservatório torna-se necessário, em algum momento, avaliar a continuidade dos investimentos visando definir o desenvolvimento da sua exploração. Entretanto, o conhecimento acumulado sobre o prospecto ainda é limitado devido ao pequeno número de poços perfurados e testes realizados e também, à ausência de um histórico

de produção para dar confiabilidade ao processo de previsão de produção. O tomador de decisões se vê frente a três possibilidades:

- Optar pelo abandono do horizonte produtor. Decisão tomada quando os dados disponíveis indicam que se trata de um horizonte com pouca ou nenhuma atratividade econômica. Diversos fatores podem se somar para essa decisão ser adotada: pouco volume de óleo *in situ*, óleo de viscosidade elevada, lâmina de água profunda, ausência de infra-estrutura de produção próxima, baixa produtividade dos poços, etc.
- Investir na coleta de informações adicionais sobre o reservatório: novos levantamentos sísmicos, novos processamentos, perfuração de mais poços de delimitação, realização de testes mais detalhados, implantação de plano piloto de produção, etc. Nesse caso deve-se avaliar a relação entre o custo de obtenção da informação e sua importância na redução das incertezas.
- Definir e implantar um plano de exploração do reservatório, individualmente ou em conjunto com outra companhia. Neste caminho, grandes investimentos serão definidos e alocados ao projeto numa fase em que o conhecimento sobre a jazida ainda é reduzido. Pode-se também optar por desenvolver o campo por etapas, embora essa não seja uma decisão muito comum.

Os poucos dados existentes nessa fase de avaliação/delimitação não permitem quantificar com a precisão desejada importantes informações de caracterização do reservatório: dimensões, volumes de fluidos *in situ*, propriedades de rocha e fluidos, conectividade hidráulica entre regiões e comportamento de fluxo de fluidos dos poços.

Em campos onde não houve produção antecipada, ou seja, nos casos em que os poços perfurados somente entram em produção após a instalação de sistemas definitivos de produção, as incertezas relacionadas às propriedades com impacto no escoamento adquirem então maior importância na definição dos potenciais de produção em função de não haver histórico de produção disponível até a perfuração de todos os poços previstos no plano de desenvolvimento inicial.

A tomada de decisão sob esse quadro de incertezas configura-se numa situação de risco, já que a expectativa de resultados criada a partir de uma decisão pode não se concretizar. São diversas as fontes de incertezas que resultam em uma tomada de decisão sob risco: valor de preços de venda e custos futuros, disponibilidade de serviços e equipamentos, comportamento do mercado, conflitos internacionais, variação de regulamentações governamentais, riscos ambientais, necessidade de desenvolvimento de tecnologia, etc.

A quantificação do risco associada aos projetos de desenvolvimento de campos é fundamental para a tomada de decisão. Para uma empresa, a adoção de uma metodologia padrão de análise de risco torna-se útil, pois:

- Facilita e agiliza o processo de decisão;
- Padroniza a comparação entre campos ou projetos diferentes;
- Padroniza informações entre empresas e agências reguladoras; e
- Permite analisar a necessidade de avaliação adicional e a preparação de um plano de desenvolvimento flexível.

Na transição entre a fase de avaliação e a fase de desenvolvimento o nível de incerteza é um pouco menor e a importância do risco associado ao fator de recuperação cresce significativamente. Incertezas relativas a transferência de escala para o modelo de simulação de escoamento, construção do modelo de escoamento de reservatório, estratégias de produção passíveis a serem usadas fazem parte desse contexto. No início da fase de desenvolvimento, foco do presente trabalho, necessita-se de informações mais detalhadas a respeito da recuperação, número de poços, investimentos, produção de gás, de água, custos operacionais, capacidade de produção e injeção, etc. Em alguns casos esses parâmetros podem não ser necessários, mas em muitos outros uma análise imprecisa pode acarretar num desenvolvimento sub ótimo do campo. Neste período, algumas decisões críticas são necessárias. O processo é sempre complexo devido a: (1) altos investimentos; (2) grande número de variáveis incertas; (3) forte dependência dos resultados com a estratégia de produção. Dessa forma, torna-se necessária a utilização da

simulação de fluxo nesta fase, objetivando aumentar a confiabilidade da análise e aumentando a qualidade dos resultados.

Através das simulações de fluxo, as incertezas são expressas no modelo pelos atributos que caracterizam o modelo geológico, as propriedades de fluido e as propriedades de interação rocha-fluido. O uso da simulação de fluxo torna possível a incorporação dos parâmetros de operação do campo, tais como: datas de aberturas e fechamento de poços, restrições de produção, vazões limites e recompletações, tornando as previsões mais realistas. Atualmente, esta é a ferramenta de previsão mais utilizada na engenharia de reservatórios, a despeito da facilidade e rapidez do emprego de métodos analíticos de previsão como, por exemplo, curvas de declínio e balanço de materiais.

Diversas metodologias e ferramentas têm sido propostas com objetivo de estimar probabilisticamente previsões de parâmetros relacionados com o desempenho do reservatório. O método de Monte Carlo é um exemplo, sendo amplamente utilizado na quantificação de volume na fase de exploração.

Entretanto, uma das limitações dessa técnica para fases posteriores é a impossibilidade de incorporar as particularidades do reservatório, tais como heterogeneidades, com o fluxo de fluidos, uma vez que não utilizam simulação de escoamento. Essa impossibilidade pode gerar decisões com impacto significativo no retorno financeiro de investimentos de campos na fase de desenvolvimento. Uma outra implicação é o elevado número de simulações que o processo pode executar, aumentando o esforço computacional e inviabilizando as análises quando a avaliação da função-objetivo consome esforço computacional significativo.

Não há um grande número de trabalhos são relacionados à análise de risco na fase de desenvolvimento de campos de petróleo e os estudos apresentados até o presente momento são baseados em simplificações. Tais simplificações justificam-se pelo número de variáveis que devem ser consideradas e ao esforço computacional requerido. Contudo, dependendo do tipo de

problema e objetivos do estudo, o uso de simplificações pode acarretar decisões incorretas que podem implicar em grandes perdas ou em desenvolvimento sub-ótimo dos campos.

No intuito de obter uma metodologia mais confiável e abrangente, incertezas geológicas devem ser integradas com outros tipos de incertezas, principalmente relacionadas com cenários econômicos e tecnológicos e também com a definição de estratégia de produção.

A relevância deste estudo tem como base o fato de que, o investimento para desenvolver campos de petróleo é muito elevado e a melhoria no processo de definição do plano de desenvolvimento pode representar alteração significativa na atratividade de projetos de exploração. Além da importância do tema, a relevância do mesmo é decorrente dos possíveis erros provenientes da utilização de forma incorreta da análise de risco, principalmente na simplificação do processo. Através deste estudo detalhado, pretende-se minimizar esse efeito, dando maior confiabilidade ao processo de análise de risco.

Portanto, o objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um estudo detalhado de metodologia com critérios de decisão na quantificação do impacto das simplificações adotadas no processo de análise de risco na fase de desenvolvimento de maneira a tornar o processo padronizado, confiável e de fácil utilização. A principal utilização é na avaliação do risco associado a decisões tomadas durante o processo de desenvolvimento de campos, na comparação entre projetos e na avaliação de alternativas relativas ao plano de desenvolvimento, permitindo agilidade nos processos e respostas mais precisas.

O ponto central que norteia a metodologia é a validação de meios para acelerar o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de incertezas, minimizando perdas de informações e precisão nos resultados. Dessa forma, sabendo que o processo ideal de análise é inviável tecnicamente devido ao grande esforço computacional e tempo envolvido, a base do presente estudo é determinar técnicas que possibilitem simplificar o processo sem perda significativa de precisão dos resultados.

Pode-se dividir as técnicas de acelerar o processo de análise de risco em quatro grandes grupos:

- Técnicas que permitem acelerar o processo sem perda de informação, neste trabalho sendo utilizadas a automatização do processo e o uso da computação paralela;
- Modelagem simplificada do processo de recuperação do petróleo;
- Técnicas de simplificação do tratamento de atributos; e
- Técnicas de integração com os diversos tipos de incerteza (geológica, econômica, tecnológica, etc.) e com a escolha da estratégia de produção.

Técnicas como automatização e computação paralela devem ser utilizadas sempre que possível, pois, em geral, só trazem benefícios; alguns comentários são feitos sobre elas nos resultados. A modelagem simplificada é possível através do correto dimensionamento da ferramenta para a fase de desenvolvimento do campo que está sendo considerado. Por exemplo, em fases iniciais, com poucas informações, ferramentas mais rápidas devem ser utilizadas. Em fases mais avançadas, onde detalhes do processo são necessários, a técnica mais utilizada é a simulação numérica de reservatórios. O uso da simulação deve ser feito com cuidado, empregando a ferramenta mais adequada, o que normalmente se traduz em prever o comportamento do campo com o menor esforço computacional possível, desde que o processo físico esteja sendo simulado adequadamente. Alguns trabalhos da literatura (Ligero *et al.* (2002), por exemplo), tratam especificamente deste problema. Neste trabalho, esse aspecto não foi investigado em detalhe, mas os casos estudados foram tratados de forma a modelar o problema corretamente com um esforço computacional mínimo possível. O tratamento simplificado de atributos neste trabalho envolve:

- Seleção e tratamento de atributos críticos através da variação do número de níveis e probabilidades associadas;
- Adoção da combinação gradativa para obtenção da curva de risco do projeto, adequando a análise ao tempo e precisão necessários para aumentar a viabilidade; e

- Análise da influência da agregação de atributos com mesmas características.

A integração dos tipos de incertezas neste trabalho é feita através de modelos representativos que são determinados e definidos de forma a representar incertezas geológicas para integração com incertezas econômicas, tecnológicas e com a definição da estratégia de produção.

Considerando o caráter investigativo da metodologia, o desenvolvimento da mesma é inserido num contexto que envolve um grande número de simulações. Situação encarada com resistência devido às restrições de tempo e recursos de processamento. Entretanto, os riscos econômicos envolvidos em projetos podem justificar a aplicação de tal recurso na metodologia. A utilização do processo automatizado viabiliza o grande número de análises envolvidas.

No Capítulo 2, aborda-se a revisão bibliográfica objetivando uma visão global dos principais trabalhos desenvolvidos na quantificação de incertezas e na análise de risco. Um grande número de trabalhos aborda a análise de incerteza na fase exploratória quantificando o volume. Poucos trabalhos enfatizam a fase de desenvolvimento utilizando a simulação numérica como ferramenta, avaliando o risco das previsões de produção através de parâmetros econômicos, como o VPL.

No Capítulo 3, são descritos os pontos conceituais dos principais tópicos de relevância para o tema e para um melhor entendimento do trabalho proposto, tais como: importância de quantificar incertezas, tipos de incertezas, descrição das fontes de dados existentes para análise de incerteza, análise de risco na fase exploratória, tópicos relativos ao tratamento probabilístico e definições de probabilidade e estatística de interesse na análise de risco.

No Capítulo 4, apresenta-se o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento utilizando simulação numérica, começando com a modelagem do reservatório, definição do modelo base e sua otimização, tratamento dos atributos incertos e análise de sensibilidade dos mesmos, montagem dos modelos através da combinação dos atributos críticos, simulação numérica de fluxo até o tratamento estatístico. Para os casos analisados admite-se dispor da

modelagem determinística do reservatório através de mapas geológicos e dos valores mais prováveis relativos às características de rocha, fluidos e parâmetros rocha-fluido sendo as incertezas atribuídas através de fatores multiplicativos e de escala oriundos do conhecimento especialista. Abordando na descrição desse processo as dificuldades encontradas nessa análise, bem como as simplificações adotadas por estudos anteriores e a importância da integração de incertezas nessa fase.

No Capítulo 5, apresenta-se a metodologia proposta na quantificação das simplificações e decisões adotadas no processo de análise de risco aplicada a campos na fase de desenvolvimento, descrevendo cada etapa do processo.

No Capítulo 6, são apresentados os modelos analisados na validação da metodologia. Todas as informações referentes à caracterização dos modelos geológicos, a parâmetros rocha-fluido, parâmetros de produção, econômicos são detalhados e analisados para a devida aplicação dos tópicos relacionados à metodologia proposta.

No Capítulo 7, a metodologia é aplicada nos modelos e os resultados são analisados e tratados objetivando apresentar as respostas aos questionamentos encontrados. São descritos os passos e direcionamento para a aplicação da metodologia proposta, apresentando-a com critérios de decisão e simplificação do processo de análise de risco para campos na fase de desenvolvimento.

As principais conclusões, recomendações e sugestões para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 8.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A presente revisão bibliográfica objetiva posicionar o leitor no contexto geral da relevância e aplicação das análises de decisão e risco em projetos de exploração e produção de petróleo, abordando trabalhos que quantificam o impacto de incertezas e a análise de risco. Encontram-se disponíveis na literatura vários trabalhos aplicados à análise de risco na fase de exploração e poucos enfatizando a fase de desenvolvimento, especialmente aplicando a simulação de fluxo como ferramenta. Através dessa exposição é possível avaliar e justificar a contribuição que o presente trabalho se propõe.

2.1 Análise de decisão e análise de risco na exploração e produção de petróleo.

Os reservatórios de petróleo são formações complexas resultantes de processos geológicos deposicionais ao longo de milhões de anos. Qualquer descrição que se faça do reservatório, terá uma boa dose de arbitrariedade e, a despeito da observância de todos os dados disponíveis, existem infinitas descrições possíveis do meio onde o petróleo está contido. Uma vez que é possível gerar infinitas realizações para um mesmo conjunto de dados, o problema deixa de ser determinístico para ser probabilístico. O enfoque probabilístico deve ser também aplicado na integração das diversas incertezas presentes e que devem ser consideradas: propriedades dos reservatórios e fluidos, características operacionais, econômicas e tecnológicas, etc.

O aumento dos custos de perfuração e a necessidade de explorar áreas remotas e horizontes cada vez mais profundos, dentre outras razões, implicam na necessidade de se utilizar metodologias consistentes para avaliar e comparar estratégias de investimentos. Embora a análise de risco não possa garantir o êxito de uma decisão, seu uso sistemático apresenta várias vantagens. O principal deles é a quantificação de perdas e desenvolvimento sub-ótimo no caso do desempenho de um determinado campo ser diferente da expectativa.

Tendo em vista o crescente interesse da indústria de exploração e produção de hidrocarbonetos na avaliação das ferramentas de investigação e análise das incertezas envolvidas nos projetos, esta área tem sido favorecida pelo elevado grau de desenvolvimento de facilidades computacionais, algoritmos geoestatísticos, de interpretação sísmica e uso intenso de ferramentas estatísticas.

A extensão da aplicação dos princípios de análise de risco na quantificação de incertezas intensificou-se a partir da década de 90 com propostas de metodologias de estimativa de previsão de produção com incertezas associadas, utilizando a simulação de fluxo para a análise do risco nas previsões de produção.

Mesmo com o avanço de técnicas de exploração, a constatação de que uma acumulação petrolífera apresenta viabilidade econômica de exploração envolve grande número de informações indiretas e necessidade de correlações e simplificações impossibilitando a eliminação das incertezas dos modelos.

Schuyler (1998) recomenda a aplicação de técnicas probabilísticas na estimativa de reservas destacando que a utilização de ferramentas probabilísticas: melhora o julgamento das respostas, melhora a caracterização das incertezas produzindo resultados mais precisos.

Comenta ainda da importância do valor monetário e do valor presente na tomada de decisão e da importância em utilizar gráficos de sensibilidade para acompanhamento de variáveis incertas no processo com relação a funções-objetivo. A maioria da literatura de E&P em análise de risco sugere tal aplicação no direcionamento de melhores decisões e conseqüentemente, aumento da lucratividade.

Deutsch *et al.* (1999) apresentam um interessante estudo relativo aos benefícios do uso de muitas realizações em análise de decisão, em oposição ao uso de apenas um modelo determinístico.

2.1.1 Análise de risco na fase de exploração

As dificuldades presentes nas descobertas de jazidas de hidrocarbonetos estimularam o início do uso de ferramentas de análise de risco ainda na década de 60.

A atividade de exploração de petróleo e gás natural demanda um montante elevado de investimentos tanto na prospecção quanto na produção, em função do elevado custo das ferramentas de exploração e desenvolvimento de jazidas e das instalações de produção. Na tentativa de redução dos riscos é comum a associação de empresas petrolíferas, independente do seu porte, em parcerias desde a etapa de leilão de blocos exploratórios até a fase de exploração, ainda mais nas novas fronteiras de águas profundas e ultraprofundas.

Na exploração de petróleo, vários autores discutem decisão e análise de risco focando nas questões básicas: Existem hidrocarbonetos presentes? Qual a quantidade existente? Quais os investimentos necessários? Quantos poços precisam ser perfurados para tal investigação? Qual é o retorno esperado? Quais os riscos envolvidos?

Newendorp (1975), Megill (1984), Rose (1987 e 1992) e Clemen (1991) discutem estas questões e também comentam extensivamente a análise de decisão considerando incertezas no processo. Ferramentas como: teoria da probabilidade, árvore de decisão, simulação Monte Carlo e integração com modelo econômico foram introduzidas na análise de decisão inicialmente em exploração e para casos onde a incerteza era caracterizada por distribuição de probabilidade dos parâmetros envolvidos. Tais autores apresentaram importantes conceitos mostrando que a análise de risco é um importante componente da análise de decisão. Apresentaram também o conceito do valor monetário esperado (VME) que é a expectativa provável do valor presente líquido (VPL) do projeto, considerando todas as possibilidades de ocorrência. Para um projeto que dispõe de dois resultados, onde o VPL é o Valor Presente Líquido e Prob. a probabilidade associada, tem-se que :

$$VME = (VPL_1 \text{ Prob}_1 + VPL_2 \text{ Prob}_2) \quad \text{Equação 2.1}$$

A simulação Monte Carlo é um dos métodos mais usados para a obtenção da curva de distribuição de volumes de hidrocarbonetos. A mesma é obtida a partir da especificação (ou estimativa) dos valores ou curvas de distribuição para cada um dos parâmetros individuais. Posteriormente, valores selecionados aleatoriamente, a partir destas distribuições são combinados criando-se um histograma de volumes amplamente amostrado, o qual tende a se aproximar da distribuição real.

Walstrom *et al.* (1967) mostram que a simulação Monte Carlo é aplicável a uma variedade de problemas de Engenharia de Petróleo. Wiggins e Zhang (1993) discutem o uso da simulação Monte Carlo para modelar risco. Variam custos, preços e taxas de acordo com certas distribuições e intervalos e concluem que a simulação Monte Carlo produz melhores resultados que métodos determinísticos.

Nos últimos anos, a indústria do petróleo tem demonstrado um notável interesse técnico e acadêmico em caracterizar as incertezas inerentes à avaliação de projetos de E&P. Busca-se integrar, através de formulações variadas, as diversas informações oriundas das áreas de geofísica, geologia e engenharia de modo a compor um cenário de resultados esperados ao invés de uma única visão determinística do projeto.

Lohrenz (1988) comenta e apresenta métodos de valores da informação. Behrenbruch *et al.* (1989) abordam a utilização das curvas de frequência acumulada, as quais são resultados de análise de risco. Sugerem que a análise de risco seja aplicável em todas as áreas da exploração de petróleo e produção e mostra exemplos da seleção de tipos de plataformas na avaliação do desenvolvimento de campos marginais.

Springer *et al.* (1991) utilizam a análise de risco para determinar a lucratividade esperada num projeto de poços horizontais e concluem que a análise de risco reduz a subjetividade da análise de decisão. Peterson *et al.* (1993) utilizam a análise de risco e a análise estatística para dados de perfuração. Dunn (1992) demonstra o uso da análise de risco para estimar o valor da informação para dados de perfilagem de poço e compara com o custo. Conclui que “se a informação não afetou as decisões então a mesma não tem valor”.

Moore e Cockcroft (1995) mostram neste trabalho uma completa revisão na utilização da análise de risco em E&P, bem como da relevância da sua utilização e benefício através de estudos de caso.

Nepomuceno (1997) aborda o desenvolvimento de ferramentas objetivando uma maior incorporação da avaliação econômica e da análise de risco no processo de tomada de decisão em projetos envolvendo riscos. Aplicou a teoria da preferência como principal ferramenta, que é um caminho para expressar a relação das atividades de risco.

Nepomuceno e Suslick (2000) apresentam uma técnica que, nas fases de exploração e produção (E&P) permita comparar projetos de risco, possibilitando a priorização de uma carteira de projetos, identificando o nível ótimo de participação de cada projeto. A metodologia adotada utiliza a teoria da utilidade para incorporar a avaliação econômica e a análise de risco no processo de tomada de decisão levando em consideração a capacidade de investimento da empresa e a disposição do gerente em correr riscos. Este trabalho aborda o conceito de risco financeiro em exploração de petróleo, particularmente o risco associado com a perfuração de poços. Enfatizam neste trabalho que o risco pode ser tratado sistematicamente pelo uso de teorias estatísticas e probabilísticas e que a preferência do gerente em relação ao risco pode ser expressa de modo quantitativo.

Soendenaa *et al.* (1998) comentam que a previsão de produção é bastante real, contudo fazê-la é ainda uma “mágica real”, pois quando uma previsão é feita deve-se quantificar rochas que não estão mensuradas apropriadamente ou ignorar um grande número de eventos futuros (preço de óleo, desenvolvimento de tecnologias, etc). Destacam também que risco é a possibilidade de perda e utilizam o termo “grisk”, onde relatam que “grisk é quando se está errado na direção certa com relação as variáveis envolvidas”, e que projetos com grande grisk e pequeno risco são preferíveis. Ainda neste artigo comentam que a estimativa de reservas e o perfil de produção correspondente são baseados na existência de tecnologia e estratégia de produção no período que a decisão para o desenvolvimento foi tomada. Que o aumento de recuperação é consequência de novas tecnologias, que a utilização da sísmica monitorando o reservatório pode ter grande valor no plano de produção e injeção de poços e que, combinada com as avançadas tecnologias de perfuração pode incrementar a recuperação de óleo e gás remanescentes de áreas não drenadas.

Chorn *et al.* (1998) usam a técnica de análise financeira denominada “opção real” para gerenciar a incerteza. A mesma é ilustrada com a aplicação da caracterização integrada do reservatório para reduzir as incertezas no volume recuperável e na produtividade do poço.

Motta *et al.* (2000) apresentam uma estrutura para efetuar a avaliação econômica dos panoramas de óleo e gás na avaliação do fator de risco. Utilizam na análise a simulação Monte Carlo. Parâmetros de reservatório, custos operacionais, capital e preço do óleo são introduzidos no programa revelando a sensibilidade do VPL para cada fator. O problema é favorecido estruturalmente pelo conceito de árvore de decisão. O VME baseado sobre a percepção da probabilidade de sucesso é estimado. A função utilidade é adotada para computar a aversão ao risco. O trabalho Mostra uma metodologia de tomada de decisão que envolve risco.

2.2 Quantificação de incertezas

Garb (1988) apresenta uma metodologia para análise do risco associada à estimativa de reservas e ao valor de produção utilizando simulação Monte Carlo, onde as variáveis incertas são: espessura, área do reservatório, fator de recuperação de hidrocarbonetos. Apresenta também considerações abrangentes sobre riscos: técnicos, econômicos e políticos; a redução de incertezas de acordo com a maturidade dos campos.

Ovreberg *et al.* (1990) apresentam um dos trabalhos pioneiros para a análise de sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório nas estimativas do fator de recuperação utilizando a simulação numérica. Neste trabalho, a análise de sensibilidade consiste na simulação de fluxo dos valores otimista e pessimista dos parâmetros incertos. Esta análise de sensibilidade objetiva a obtenção do risco de fator de recuperação através da combinação dos resultados encontrados pela técnica de Monte Carlo. Esta metodologia não leva em conta a dependência do modelo geológico e o desempenho do reservatório.

O avanço da produção e conseqüente disponibilidade de dados dinâmicos das jazidas acrescentam informações úteis para validação e aperfeiçoamento dos modelos geológico e de escoamento, refletindo em uma maior precisão das futuras previsões de produção.

Por outro lado, pode haver casos em que, mesmo com mais dados de produção disponíveis, haja um acréscimo no grau de incerteza do comportamento dos reservatórios, quando os parâmetros físicos constatados (vazões e pressão estática do reservatório) se afastam dos inicialmente previstos. Nesses casos, pode-se afirmar que houve erro no processo inicialmente proposto, pois as incertezas tinham impacto maior que o esperado.

A possibilidade da escolha entre uma das várias estratégias de produção também constitui fator de incerteza na etapa de avaliação econômica das jazidas. Apesar de concordar de que as incertezas no comportamento do reservatório tendem a ser reduzidas ao longo do tempo, Hanssensvei (1997) relata que alterações na estratégia de produção de campos são um dos motivos que podem acrescentar novas incertezas às futuras previsões de produção. Uma das explicações possíveis para esta elevação é a dinâmica na atuação dos parâmetros incertos.

Jensen (1998) desenvolve um estudo para estimar o intervalo de incertezas na previsão de produção para um campo maduro, Campo de Ekofisk, localizado no Mar do Norte. Tal campo encontra-se em produção por mais de 25 anos. Significativas discrepâncias entre a produção atual e as previsões de produção foram analisadas. A árvore de decisão, forma a base da tecnologia. Aos resultados são utilizadas técnicas estatísticas que permitam a estimativa da previsão probabilística. Vale destacar que, os parâmetros considerados incertos nessa análise, exercem maior influência no fato do campo estar em produção por um longo tempo. Alguns parâmetros incertos adotados na análise: tempo de vida da plataforma, krow/krog, capacidade de injeção, reperforação, etc.

Nos primeiros estágios de vida de reservatórios que contêm hidrocarbonetos, a estimativa do volume e a incerteza associada são de grande importância. Depois, quando o histórico de produção se torna viável, o foco se transforma para as incertezas dos aspectos dinâmicos na recuperação de hidrocarbonetos.

Floris e Peersmann (1998) apresentam um método formal para quantificar a redução da incerteza devido ao condicionamento do modelo do reservatório aos dados de produção dinâmicos. O método começa com a parametrização do modelo de reservatório e estimativa dos parâmetros em termos de função probabilidade. Neste trabalho utiliza-se um caso sintético baseado em um campo real. Usando um simulador de fluxo o histórico para o reservatório sintético foi gerado. Mostra-se que a incerteza foi reduzida quando mais anos no histórico de pressão foram incluídos nos dados de produção. Além da pressão, a razão gás-óleo quando incluída reduziu a incerteza.

Lepine *et al.* (1998) discutem como o cálculo do gradiente pode ajudar na busca dos parâmetros que podem contribuir largamente para incerteza, estimando-a nesses parâmetros. O método foi aplicado em dois campos e comparado com outros métodos de quantificação de incertezas. Neste trabalho considera-se um caminho alternativo de estimativa de incerteza no desempenho futuro do reservatório já em produção. Discutem a importância da parametrização do problema e da necessidade do uso de diferentes parâmetros para o histórico de produção. Partem do seguinte critério, uma vez que os parâmetros do modelo de reservatório tenham sido ajustados para obter um ajuste de histórico aceitável, será provável que mesmo uma perturbação mínima desses valores tenha-se ainda um ajuste aceitável. A necessidade de uma abordagem mais realista e probabilística das propriedades dos reservatórios tem propiciado o aumento o uso de ferramentas geoestatísticas de simulação estocástica, que vem apresentando uso cada vez mais freqüente a partir do aumento dos recursos e facilidades computacionais, somente disponíveis a partir de meados da década de 80. Desde então, estas têm sido utilizadas amplamente na área de análise de risco de parâmetros geológicos e petrofísicos em projetos de E&P.

Berteig *et al.* (1988) apresentam um dos primeiros trabalhos na predição de incerteza através da simulação estocástica, tendo como variáveis incertas: topo do reservatório, porosidade e saturação de óleo. Os resultados foram comparados com a adição de novos poços. Vale destacar que a simulação estocástica é um processo de geração de imagens (realizações) da distribuição espacial de um atributo.

Sanson *et al.* (1996), Johann (1996) e Floris e Peersmanm (1998) abordam a evolução da caracterização geológica com a integração de dados de poços e com a sísmica 3D na simulação estocástica, propiciando a quantificação do impacto das incertezas estruturais e na estimativa de volumes de rocha e hidrocarbonetos.

Omre *et al.* (1991) e Ballin *et al.* (1993) comentam que uma vez definido o plano de desenvolvimento, um caminho para transferir a incerteza geológica modelada por simulação estocástica para previsão de produção é rodar um simulador de fluxo para cada realização com as especificações do plano. A incorporação das incertezas geológicas nas previsões de produção pode ser realizada através das simulações de fluxo de cada uma das possíveis imagens do reservatório.

Lia *et al.* (1997) apresentam um trabalho no qual o risco e a incerteza na previsão de produção de um campo na fase de avaliação são obtidos pela simulação de um grande número de imagens, por simulação estocástica. Estas imagens correspondem à combinação dos parâmetros incertos mais influentes associados às realizações das heterogeneidades do reservatório. Os parâmetros mais influentes neste estudo foram a capacidade de selo hidráulico das principais falhas, a velocidade sísmica usada na conversão de profundidade, porosidades médias e a continuidade dos folhelhos dentro do reservatório principal.

2.3 Análise de risco nas fases de avaliação e desenvolvimento

O aumento dos investimentos necessários na prospecção de petróleo, desde a perfuração até a produção em águas cada vez mais profundas, tem forçado avaliações diante de vários cenários possíveis. A princípio utilizada no segmento de exploração com a finalidade de avaliação do risco e probabilidade de sucesso exploratório, além da quantificação de possíveis volumes *in situ*, a abordagem de análise de risco também tem sido difundida para as etapas de desenvolvimento da produção, sobretudo porque nessa fase encontram-se inseridos os maiores investimentos.

Nessa fase, a complexidade da análise se intensifica devido ao número de variáveis que devem ser consideradas, numa fase onde o conhecimento do campo ainda é reduzido, e a forte dependência da estratégia de produção. A necessidade de uma modelagem mais detalhada do reservatório nessa fase é de grande relevância. O conhecimento parcial do reservatório pode ser expresso na simulação numérica de fluxo, através das diversas possibilidades (incertezas) que regem os atributos geológicos e de fluidos.

A grande vantagem da utilização da simulação numérica de fluxo nessa fase é a incorporação da dependência entre as incertezas do volume *in situ* e sua distribuição, com incertezas relativas às heterogeneidades do reservatório e ao fluxo de fluidos, que estão intimamente associadas. A simulação numérica de fluxo torna possível a obtenção do risco de desempenho, em variáveis como volumes produzidos, vazões, etc., em qualquer período de tempo. Parâmetros de produção e operação do campo, como: datas de aberturas e fechamentos de poços, restrições de produção, vazões limites e recompletações, podem ser incorporados tornando as previsões mais realistas.

Dependendo do número de realizações, da complexidade do problema de fluxo, do número de células da malha, o processamento de todas as realizações através do simulador de fluxo, pode consumir elevado tempo de processamento e necessidade de maiores recursos computacionais. Dessa maneira, a necessidade de redução das simulações e simplificações no processo torna-se clara para a viabilidade das análises. Cabe ressaltar a necessidade de técnicas que conduzam a este objetivo.

O uso de simulações rápidas no fator de recuperação pode ser usado na análise de risco em exploração. Durante a fase de desenvolvimento, técnicas mais confiáveis devem ser usadas para prever o desempenho do reservatório objetivando quantificar o impacto de incertezas e avaliar o risco com maior precisão.

Stripe *et al.* (1993) apresentam um exemplo de definição do melhor método de recuperação usando apenas três realizações geológicas (pessimista, provável e otimista).

Ballin *et al.* (1993) sugerem o uso de um simulador rápido na utilização de uma malha grosseira ou de apenas uma seção do reservatório para a simulação de um elevado número de modelos do reservatório. Após a simulação, realiza-se a distribuição de probabilidades dos resultados para a escolha dos modelos para a simulação convencional. Dados de produção, se avaliados, podem ser incorporados às realizações, diminuindo a incerteza na caracterização geológica. É importante destacar que, algumas incertezas permanecem, mesmo após um longo período de produção.

Para reservatórios homogêneos ou heterogêneos onde as heterogeneidades podem ser resumidas por um número único, a técnica de Monte Carlo pode ser aplicada com algum método de otimização para modelar a incerteza e tomar decisões. Um exemplo é a representação da incerteza por distribuição de probabilidade pelo coeficiente Dykstra-Parson e uso da simulação Monte Carlo com o método de otimização de Newton-Greenstadt juntos ao modelo de fluxo analítico para selecionar o melhor parâmetro operacional para projetos com a utilização de surfactantes.

Para muitas decisões de reservatório, o valor de cada opção de desenvolvimento para o reservatório precisa ser predito utilizando simulador de fluxo. Um caminho incompleto, porém simples, para quantificar a incerteza é a análise de sensibilidade onde alguns cenários de desenvolvimento são selecionados e avalia-se a resposta do fluxo para todos os cenários, usando apenas uma realização.

Camposana e Ballin (1998) apresentam uma metodologia para a obtenção da incerteza na previsão de produção, que consiste em selecionar as principais variáveis incertas, através de conhecimento especialista, levando em consideração os valores altos, baixos e prováveis das mesmas. Uma vez definido o intervalo para cada variável, defini-se o caso base para a simulação de fluxo. Em seguida aplica-se a análise de sensibilidade das variáveis através da simulação com ordenamento e normalização dos resultados. A metodologia propõe a construção da distribuição de probabilidade do FR. Por fim, conhecendo-se a distribuição de probabilidade do volume original de hidrocarbonetos, obtém-se o risco do volume produzido por Monte Carlo.

Outro conceito que tem sido aplicado na avaliação de incerteza de parâmetros de reservatórios é o do planejamento estatístico de experimentos, que busca a investigação e avaliação das fontes de variabilidade de um experimento ou sistema. A aplicação dessa ferramenta tem sido difundida em função da possibilidade da obtenção da maior variabilidade com um menor número de simulações, buscando otimização de tempo e de recursos. Planejamento de experimentos (*experimental design*) é uma técnica estatística onde vários parâmetros variam simultaneamente. Com esta técnica é possível obter informação semelhante com um número bem menor de simulações. A mesma pode ser combinada com técnicas de simulação de reservatório simplificadas (*proxy models* – modelos simplificados) ou ainda com técnicas como superfície de resposta com o objetivo de reduzir ainda mais o esforço computacional.

Damsleth *et al.* (1991) apresentam um dos trabalhos pioneiros utilizando a técnica de planejamento de experimentos, em um estudo de desenvolvimento de campo de petróleo no Mar do Norte. Neste estudo utiliza-se a produção acumulada de óleo (N_p) como função-objetivo. Faidi (1996) explora o seu uso objetivando maior interação com as realizações do modelo geológico e as simulações de escoamento. Esse pseudo-simulador é na realidade um polinômio cujos coeficientes são estimados por regressão a partir de um pequeno número de execuções do simulador real, obtidas através de combinações adequadas dos atributos incertos. Sua validade restringe-se à faixa de variação desses atributos e a função-objetivo considerada.

Dejean (1999) aborda problemas de gerenciamento de reservatório envolvendo grande número de parâmetros incertos utilizando a técnica de planejamento de experimentos para reduzir o número de simulações. Suas aplicações em estudos de reservatório vão desde a estimativa de parâmetros geológicos críticos, passando por modelos de incerteza, análises de sensibilidade, estudos de mudança de escala, ajuste de histórico e otimização de estratégias de produção.

A metodologia superfície de resposta (*response surface*) pode ser aplicada juntamente com a de planejamento de experimentos para aproximar o modelo de regressão sob a região de

interesse. Com este modelo, previsões analíticas podem ser feitas para qualquer valor de parâmetros incertos de entrada.

Nos exemplos da literatura, nota-se que planejamento de experimentos, superfície de resposta, simulações simplificadas (proxy models) e simulação Monte Carlo são boas ferramentas para serem usadas integradas com o objetivo de transferir diferentes fontes de incerteza na resposta de produção.

Para determinados parâmetros petrofísicos que causam impacto significativo no comportamento do reservatório e costumam ser menos amostrados como as permeabilidades relativa e absoluta, Hastings *et al.* (2001) sugerem o uso de simuladores que possuam o princípio de linhas de fluxo (*streamlines*), os quais, além de demandar esforço computacional significativamente menor estariam aptos a captar as propriedades que apresentem variações em escala reduzida. Ballin *et al.* (2002) também sugerem o uso de simuladores baseados neste princípio com o propósito de subsidiar estratégias de locação de poços.

A simulação por linhas de fluxo tem como base a transformação de um problema 3D em uma série de domínios unidimensionais, cada qual resolvido em várias linhas de fluxo, determinadas através do campo de pressão.

As premissas básicas associadas a esta técnica são: o traçado de linhas de fluxo em 3D em termos de residência, a redefinição da equação de balanço de materiais em termos do tempo de residência, atualização periódica das linhas de fluxo, solução numérica 1D ao longo das linhas de fluxo e consideração do efeito da gravidade por separação de operadores.

Christie *et al.* (2002) descrevem a utilização da simulação por linhas de fluxo na quantificação de incertezas no desempenho do reservatório como forma de acelerar o processo.

Ligero *et al.* (2003) mostram que a utilização de técnicas como transferência de escala e simulação por linhas de fluxo podem acelerar o processo na análise de risco. Este trabalho avalia

o risco com diferentes opções de tamanho de malha, número de atributos incertos e também comparando os resultados com simulação por linhas de fluxo que é utilizada para modelos refinados. Avaliam exatidão, esforço computacional, escala do modelo, comparando com as simulações por diferenças finitas e linha de fluxo. Os resultados mostraram que em alguns casos o uso de técnicas de simulações rápidas, como linhas de fluxo e malha grosseira podem reduzir o esforço computacional requerido e o tempo global do processo de análise de risco.

Para o caso testado, considerando a simulação por diferenças finitas, foram observados praticamente os mesmos resultados com relação aos percentis utilizando as malhas fina e grossa. Considerando a simulação por linhas de fluxo, uma leve diferença entre os percentis das malhas fina e grossa foi observada. Este processo é recomendado quando a perda de precisão causada pela utilização da técnica de simulação rápida não é significativa comparada com a medida de risco do problema.

Devido à complexidade e o elevado número de simulações que envolvem a análise de risco na fase de desenvolvimento, a utilização do processo automatizado e da computação paralela pode ser uma maneira de viabilizar o processo. Ligerio e Schiozer (2002) mostram os benefícios na automatização do processo utilizando a computação paralela para a análise de risco na fase de desenvolvimento onde o número de modelos a simular depende da quantidade de atributos críticos envolvidos no processo. Levando em consideração que o número de simulações cresce exponencialmente, a automatização e a computação paralela viabilizam o processo reduzindo o esforço computacional e de tempo requerido para a análise.

Loschiavo (1999) propõe uma metodologia para estimar perfis probabilísticos de previsão de produção, permitindo considerar incertezas geológicas em desenvolvimento de campos. O modelo sedimentar é inserido através da inclusão de um número variado de realizações, possibilitando levar em conta as heterogeneidades do reservatório. A base da metodologia é a técnica de árvore de decisão. Conclui que se na análise de sensibilidade o atributo mais crítico for muito mais expressivo que os subsequentes, recomenda o aumento do número de níveis para este atributo.

Cruz (2000) introduz um roteiro completo que incorpora a incerteza geológica na seleção do melhor cenário entre um grupo de cenários predefinidos. Utiliza múltiplas realizações geoestatísticas. O problema endereçado neste trabalho envolve locação de poços e introduz o conceito de mapa de qualidade. Tal mapa é usado dentro do roteiro completo para decidir o melhor número de poços com a configuração espacial otimizada correspondente.

Como o mapa de qualidade foi construído para simulação de fluxo, o mesmo integra a influência da variável geológica com as variáveis do fluido. Cinqüenta (50) modelos sintéticos e mais quatrocentas e cinqüenta (450) simulações foram gerados para desenvolver e analisar o potencial da metodologia e do mapa de qualidade. Neste trabalho o escopo das incertezas é restrito ao modelo geológico devido às esparsas amostragens do reservatório.

Guedes *et al.* (2000) apresentam uma metodologia conceitual para definição de cenários de desenvolvimento de projetos de exploração sob incerteza e em águas profundas. A premissa básica é a de que o volume de óleo *in situ* é o atributo mais importante quando se trata de um projeto de exploração. Desse modo, são definidos três cenários, representando as expectativas máxima, mínima e média para esse volume e, para cada um deles, é adotada uma malha de drenagem, envolvendo inclusive, se necessário, poços injetores. Também são definidos o sistema de produção e o arranjo submarino. A escolha da malha de drenagem pode ser feita a partir de diversos arranjos oriundos da experiência dos profissionais da engenharia e geologia de reservatórios da empresa. Um simulador de fluxo permite selecionar a malha de maior retorno para o projeto. Então, para cada cenário de volume de óleo *in situ*, são calculados indicadores econômicos e de reservatório que servem para balizar a decisão por uma das seguintes opções: investir em informações adicionais como forma de reduzir as incertezas do projeto, iniciar o desenvolvimento da área ou então desenvolver a área e investir em informações simultaneamente. Caso o caminho escolhido seja desenvolver o projeto, são elaborados pelo menos três concepções de projeto completas do sistema de produção. É feita a análise econômica de cada opção levando-se em conta as incertezas presentes nos demais atributos econômicos e de reservatório. A concepção adotada é aquela que apresente os melhores indicadores econômicos.

Steagall (2001) propõe uma metodologia para obtenção do risco nas previsões de produção e análise econômica de reservatórios com a utilização de simulação numérica de fluxo, aplicada a um caso real. A metodologia iniciada por Loschiavo (1999) é modificada e ampliada para um campo da Bacia de Campos, com dados disponíveis encontrados na fase de delimitação, como poucos poços perfurados e sísmica 2D. Utiliza uma estratégia de produção fixa, baseada no próprio plano de desenvolvimento implantado no campo. Para obtenção do cálculo do VPL, considerou sem incerteza: preços de óleo e gás, taxa de retorno, custos operacionais. As probabilidades de ocorrência dos parâmetros incertos tiveram como fonte: conhecimento especialista e dados de literatura.

A metodologia tem como seqüência: a análise de sensibilidade dos atributos incertos através das funções-objetivo: VOIS, N_p e VPL, especialmente em função do VPL, onde foi considerada a agregação de atributos incertos, objetivando a redução do número de variáveis. A incorporação das incertezas aos atributos foi atribuída através de fatores multiplicativos. Utilização da técnica da árvore de decisão e tratamento estatístico dos resultados.

Demirmen (1996) sugere o uso de ‘valor da informação’ para avaliação de subsuperfície. Este trabalho produz uma metodologia generalizada e sistemática de valor da informação para propósitos de avaliação. O conceito de curva de expectativa é utilizado largamente para definir incerteza no estágio pré-avaliação. É introduzido também o conceito de “informação parcial” com significantes implicações práticas.

Demirmen (2001) discute o conceito de valor da informação (VOI), que consiste num critério de decisão. O objetivo é reduzir o risco econômico com respeito ao desenvolvimento do campo. Comenta neste artigo que quando uma descoberta é feita a decisão de ir em frente com o desenvolvimento e como desenvolver, tal processo é cercado por incertezas. Relata sobre três tipos de risco de desenvolvimento: (1) oportunidade de perdas: quando um projeto é abandonado como não econômico quando na verdade é econômico;

(2) desenvolvimento não comercial: quando um campo não econômico é desenvolvido sob a errônea concepção que é econômico; (3) desenvolvimento sub-ótimo: quando o desenvolvimento com relação ao rendimento do campo é menor que o máximo retorno econômico que poderia ser realizado se o modelo correto do reservatório fosse aplicado. Destaca neste trabalho o desenvolvimento sub-ótimo. Nesta situação grandes conseqüências afetam o plano de desenvolvimento do campo. Como exemplo é citado um campo no Mar do Norte, mostrando erros envolvidos nesse processo na ordem de 300% com relação à capacidade de produção de água na comparação entre os dados de produção e o estimado.

Quando situações como esta ocorrem, ajustes devem ser feitos. Quando os mesmos referem-se ao dimensionamento de plataformas, compressores de gás o custo é elevado. Haldorsen e Damsleth (1993) apresentam campos em estágios avançados de produção no Mar do Norte cujos índices de erros nas estimativas de produção de óleo e água e, por conseguinte, nas estimativas de custos e resultados econômicos foram elevados. O principal motivo é devido ao tempo de irrupção de água ter sido adiantado em relação ao previsto inicialmente.

Santos (2002) analisa a influência da estratégia de produção em processos de análise de risco. A metodologia de risco utilizada consiste em definir os atributos incertos, montar um modelo base para simulação, selecionar os atributos críticos via análise de sensibilidade, simular todos os modelos possíveis, expressar o risco do projeto utilizando o valor presente líquido (VPL) como função-objetivo e escolhendo alguns dos modelos simulados para representar a incerteza geológica. Procedimentos de otimização são aplicados tanto ao modelo base quanto a tais modelos. Verifica-se que o ganho no VPL com a otimização é pequeno em relação às incertezas presentes e que as alterações na estratégia de produção otimizada e nos investimentos do projeto não chegam a ser importantes, levando a conclusão de que a adoção de uma única estratégia de produção para o caso analisado pode ser aplicada.

No tratamento de simplificações adotadas no processo de análise de risco na fase de desenvolvimento, Costa e Schiozer (2002 e 2003) abordam o tratamento de atributos através da utilização da combinação gradativa no processo de quantificação, a agregação de atributos de

mesmas características e a variação de níveis e probabilidades associadas com o intuito de simplificar o processo minimizando possíveis perdas de precisão nos resultados.

Na fase de desenvolvimento as incertezas relacionadas com o escoamento de fluidos crescem significativamente. Portanto, para uma tomada de decisão mais precisa faz-se necessário integrar incertezas geológicas com parâmetros econômicos e relativos a definição da estratégia de produção. Ligerio *et al* (2003) e Costa e Schiozer (2003) adotam modelos representativos relacionados à quantificação da incerteza geológica para integração com incertezas econômicas. Mostram que para os casos analisados os modelos representativos parecem ser bons representantes do processo de quantificação de incertezas geológicas, levando em conta a viabilidade desse processo, uma vez que utilizam apenas os modelos representativos para quantificação dos parâmetros econômicos.

Schiozer *et al* (2003) utilizam também o conceito de modelos representativos da quantificação de incertezas geológicas, aplicando a integração desses modelos com a incerteza relativa à escolha da estratégia de produção na otimização desses modelos para uma posterior integração com as incertezas econômicas e tecnológicas. Os resultados mostram que a integração desses modelos com a estratégia de produção aumenta a viabilidade do processo, reduzindo significativamente o número de simulações envolvidas e o esforço computacional do processo.

Almeida Neto (2003) propõe uma metodologia para avaliação e redução de incertezas dos parâmetros de reservatório, dado um histórico de produção, utilizando-se simulação numérica de escoamento. Os cenários de previsão de produção e as respectivas avaliações econômicas somente são considerados a partir de combinações que apresentem ajustes das curvas de vazões e comportamento de pressão observada. O problema de tempo elevado de simulação numérica das várias alternativas é atenuado com o recurso da computação paralela, permitindo a distribuição e execução simultânea de vários modelos. A metodologia serve como ferramenta alternativa para integração de trabalhos de ajuste de histórico de produção com análises de incerteza.

2.4 Comentários finais

Através da literatura exposta, pode-se observar um grande número de trabalhos abordando análise de decisão e risco na fase de exploração e nos primeiros estágios da fase de avaliação onde o foco principal é a quantificação do volume de hidrocarbonetos. Um menor número de trabalhos têm foco na fase de desenvolvimento, onde se necessita de informações mais detalhadas com relação à sensibilidade de recuperação, ao número de poços e onde se define a aplicação dos maiores investimentos.

A utilização da simulação numérica de fluxo neste estágio é fundamental por permitir a integração entre dados relativos a caracterização rocha-fluido e fluxo de fluidos. As razões principais que justificam a escassez de trabalhos nesta fase com simulação são basicamente o esforço computacional requerido e o tempo excessivo no processo de modelagem. Logo, as publicações utilizando tal recurso basearam-se em simplificações no intuito de viabilizar o processo.

A grande questão é avaliar o impacto destas simplificações no processo de análise de risco na fase de desenvolvimento de campos. Tal preocupação justifica-se, por exemplo, no trabalho abordado por Demirmen (2001) que relata o impacto causado por um desenvolvimento sub-ótimo de um campo, envolvendo nessa situação custos elevados.

Até o presente momento não se dispõe de uma metodologia clara e com critérios de decisão e simplificação na quantificação de incertezas na análise de risco de campos na fase de desenvolvimento. O presente trabalho tem como propósito dar uma contribuição para suprir esta lacuna no sentido de gerar uma metodologia que possa direcionar o processo de análise de risco com o mínimo de perda de informações possível viabilizando o processo através da utilização da computação paralela.

Capítulo 3

Incertezas e Análise de Risco

Em previsões de produção de petróleo, a adoção do conceito de risco ao invés de uma única resposta determinística, vem crescendo bastante devido (1) ao elevado grau de incerteza que acompanha os projetos de exploração e produção (2) ao desenvolvimento de técnicas de modelagem e (3) ao avanço da capacidade computacional.

Durante a vida de um reservatório, da etapa exploratória até o abandono da jazida, o volume de informações adquiridas é caracterizado por um contínuo crescimento. Inversamente, as incertezas sobre a caracterização do reservatório vão sendo paulatinamente minimizadas. Mesmo no abandono, não se pode dizer que o conhecimento é total ou que as incertezas foram eliminadas.

3.1 Tratamento probabilístico

A complexidade intrínseca aos reservatórios de petróleo, resultante de processos geológicos deposicionais, faz com que o modelo geológico seja um processo com muitas incertezas envolvidas. Cosentino (2001) reforça esse ponto comentando que o estudo integrado é uma tarefa desafiante a realizar.

O reservatório é um objeto de estudo bastante complexo por si só, o qual pode ser caracterizado por vários pontos de vista, com um grande número de parâmetros. Além da complexidade natural dos reservatórios, os estudos sempre carregam um nível de incertezas, as quais podem ser consideradas como medidores desconhecidos para um imperfeito conhecimento do reservatório. Logo, o desconhecimento e a complexidade das incertezas geológicas conduzem ao tratamento probabilístico.

A elaboração de uma previsão do comportamento futuro de produção ou econômico de uma jazida é a premissa básica para o suporte à decisão quanto a investimentos e ações a realizar. Por sua vez, essa previsão é dependente, dentre outros fatores, do conhecimento dos atributos do reservatório em questão, muito embora previsões possam ser feitas pela simples utilização de valores obtidos de reservatórios correlatos.

As incertezas presentes na determinação desses atributos implicam em risco para o processo decisório, na medida em que não se tem uma previsão exata dos resultados futuros do projeto. A avaliação de risco requer uma análise mais abrangente dos diversos cenários possíveis, gerando um espectro de estimativas do volume de hidrocarbonetos *in situ* e de parâmetros de desempenho de reservatório, como: vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação, etc. A tolerância ao risco varia de uma empresa para outra em função de sua capacidade de absorver perdas.

A quantificação da incerteza com relação ao desempenho de um campo permite uma melhor análise econômica de projetos de E&P, possibilita a obtenção das reservas sob uma ótica probabilística, auxilia na otimização dos planos de desenvolvimento e na tomada de decisão no gerenciamento dos reservatórios. Quantificar o impacto das incertezas do meio físico (geológicas), associadas às expectativas futuras do preço do petróleo, aos custos operacionais (econômicas), as ações técnicas, políticas, ambientais, etc., permite a obtenção da probabilidade nas estimativas de indicadores de desempenho, tais como o valor presente líquido (VPL), possibilitando uma melhor comparação da atratividade de projetos.

3.2 Importância de quantificar o impacto de incertezas

Incertezas geológicas, econômicas, tecnológicas, etc., podem influenciar diretamente nas decisões de gerenciamento relacionadas aos planos de desenvolvimento, estimativa de reservas, etc. A quantificação do impacto dessas incertezas nos resultados é, portanto, de fundamental importância para aumentar a qualidade das decisões.

3.2.1 Incertezas do meio físico

As incertezas relativas ao meio físico são provenientes de dúvidas com relação ao modelo estrutural do reservatório, propriedades dos fluidos, rocha e interação rocha-fluido, interação com poços, etc.

O conhecimento e modelagem do reservatório provêm de escassos dados diretos advindos de poços perfurados, de dados indiretos, principalmente sísmicos, da comparação com outros reservatórios de mesmo ambiente deposicional, ou mesmo afloramento apresentando um mesmo contexto geológico. Dentre as fontes de obtenção de dados, pode-se citar:

- Amostras de rocha para ensaios laboratoriais da porosidade, permeabilidade, pressão capilar, compressibilidade, e permeabilidade relativa.
- Coletas de amostras dos fluidos para realização de testes de formação e produção, medição da pressão estática do reservatório, cálculo da transmissibilidade e do índice de produtividade dos poços.
- Interpretação dos perfis no fornecimento do tipo de rocha, porosidade, identificação dos fluidos nos diferentes intervalos (óleo, água ou gás) e saturações das fases presentes.
- Dados sísmicos como fonte de informação para a definição da geometria externa e das principais estruturas do reservatório.

As diferentes fontes de dados são sujeitas a incertezas resultantes de:

- Erros de medidas aleatórios;
- Erros sistemáticos;
- Falta de representatividade das amostras;
- Erros na distribuição espacial dos atributos (heterogeneidades);

Em função desse cenário incerto relativo as fontes de dados, esses erros se propagam na construção do modelo do reservatório. Após a modelagem os erros numéricos relativos ao modelo de fluxo na simulação intensificam ainda mais o cenário incerto.

Os resultados da simulação com incerteza dependem da qualidade da caracterização e do nível de discretização do meio físico. Independente do grau de complexidade da modelagem, a estimativa da incerteza de cada um dos atributos deve ser realizada pelos diferentes especialistas que participam do processo da modelagem (geofísicos, geólogos, petrofísicos, engenheiros de reservatório), de maneira a possibilitar a quantificação do impacto destas incertezas no desempenho do reservatório.

A identificação do conjunto de atributos sobre os quais existe incerteza e o conseqüente estabelecimento de valores e probabilidades cabe ao grupo de especialistas envolvidos na avaliação do reservatório em estudo. A atribuição de probabilidades de ocorrência é definida por cada membro do grupo. A probabilidade “consensual” para cada condição pode ser estimada pela média das opiniões dos especialistas participantes (Pereira, 1992).

A obtenção da probabilidade de ocorrência para os atributos não faz parte do escopo deste trabalho, mas sabendo que o processo de obtenção dessas probabilidades é difícil e, muitas vezes, subjetivo, foram feitos alguns testes para avaliar o impacto da variação dessas probabilidades no processo de análise de risco. Esses pontos serão abordados no Capítulo 7.

3.2.2 Outros tipos de incertezas

Existem muitas incertezas que podem influenciar o sucesso de projetos de E&P. Além das incertezas relacionadas aos aspectos geológicos (volume *in situ*, modelo estrutural do reservatório, propriedades dos fluidos, rocha e interação rocha-fluido falhas, etc.), as mais comuns são relacionadas com (1) fator de recuperação (função das propriedades do reservatório e estratégia de produção); (2) velocidade de recuperação (função direta da estratégia de produção); (3) variáveis econômicas (principalmente preços); (4) tecnológicas (ex: investimentos); e (5) situações políticas (ex: regimes fiscais).

Para uma tomada de decisão mais confiável incertezas geológicas devem ser integradas com outros tipos de incerteza, especialmente relacionadas com os cenários econômicos, aspectos tecnológicos e políticos, flexibilidade na definição da estratégia de produção. É importante destacar que essa integração não é uma tarefa fácil, sobretudo porque o tratamento probabilístico gera um grande número de modelos combinados e essa integração, se adotada em todos os modelos combinados, poderá inviabilizar o processo de análise na tomada de decisão. Deve-se, portanto, encontrar meios de tornar esse processo viável e confiável. Os detalhes desse processo serão analisados nos próximos capítulos.

Na fase de exploração incertezas relacionadas com o volume de óleo *in situ* e cenários econômicos são geralmente os principais fatores da análise de risco. Nessa fase, a integração entre as incertezas geológicas e econômicas pode ser feita utilizando Monte Carlo ou técnicas similares.

Durante a fase de desenvolvimento a importância de incertezas relacionadas com o escoamento de fluidos e fator de recuperação de óleo aumenta significativamente. Em alguns casos esses parâmetros podem não ser necessários, mas em muitos outros uma análise imprecisa pode acarretar num desenvolvimento sub-ótimo do campo. Maiores detalhes da integração de incertezas nessa fase serão abordados posteriormente.

3.3 Modelagem estocástica

A utilização de imagens através da simulação estocástica dependendo do foco do estudo é importante, principalmente quando a distribuição de propriedades tem grande impacto na recuperação de fluidos. O presente trabalho não fez uso de imagens oriundas desse processo, como forma de reduzir o excessivo número de simulações que essas informações adicionais poderiam acarretar. Os exemplos testados foram selecionados de forma a não sofrer grande impacto de imagens de distribuições de permeabilidade e porosidade.

Para os casos onde esse impacto é grande, sugere-se o procedimento apresentado por Loschiavo *et al.* (2000) onde imagens representativas são selecionadas para integrar o processo da análise de risco. Após essa seleção, deve-se tratar essa variável como um atributo adicional na metodologia apresentada neste trabalho.

3.4 Princípios básicos de probabilidade e estatística

O conceito de distribuição de probabilidade, parte integral da análise de risco em exploração de petróleo, é usado aqui para descrever graficamente o intervalo de possíveis valores e probabilidades associadas de uma variável. Como esse conceito é utilizado na análise de risco, é importante entender o que são estas distribuições, como construí-las e como interpretá-las.

A distribuição de probabilidade pode representar graficamente o intervalo de probabilidades de ocorrência dos possíveis valores de uma variável randômica. As distribuições podem ser contínuas ou discretas dependendo da natureza da variável. A Figura 3.1(a) expressa um exemplo de distribuição de probabilidade contínua, sendo possível qualquer valor dentro do intervalo do X_{\min} e do X_{\max} . A Figura 3.1(b) apresenta uma distribuição de probabilidade de uma variável discreta. O parâmetro no eixo vertical, $f(x)$, é denominado função densidade de probabilidade. A área abaixo da distribuição pela integral de $f(x)$ entre X_{\min} e X_{\max} é a soma das probabilidades de ocorrência e tem como resultado o valor 1.

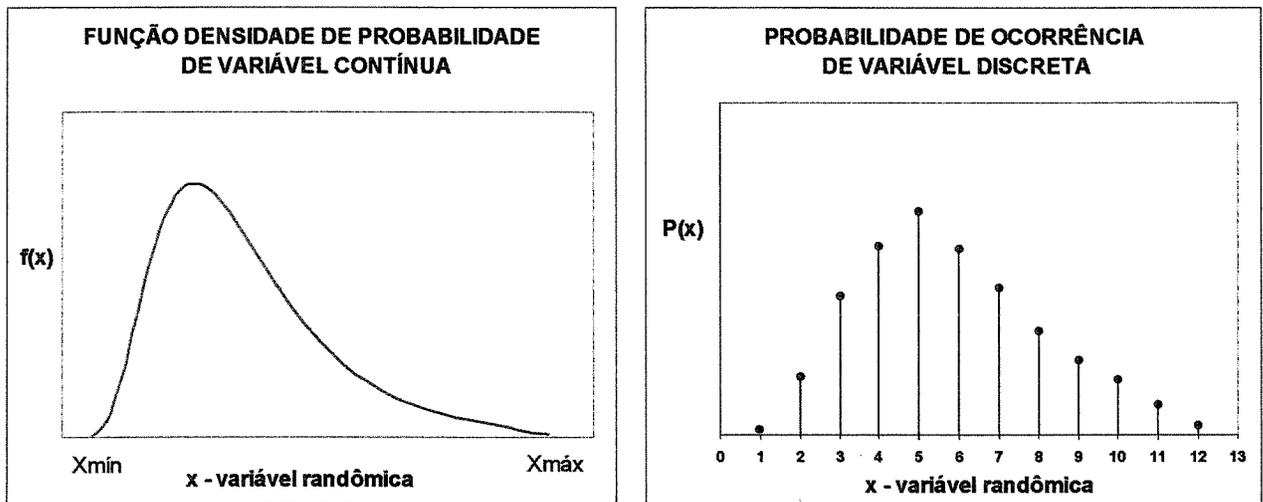


Figura 3.1: Distribuição de Variáveis contínua (a) e discreta (b), (Santos, 2002)

A probabilidade de ocorrência para valores menores que X_{\min} e maiores que X_{\max} é zero. As funções distribuições são em geral, funções matemáticas que podem ser plotadas facilmente pelo uso de técnicas gráficas ou tabelas.

Existem alguns específicos valores que podem representar importantes informações sobre a distribuição de probabilidades, como por exemplo, (a) o parâmetro que descreve a tendência central, ou média dos valores da variável randômica, e (b) o parâmetro que descreve a variabilidade.

As três medidas de tendência central mais utilizadas são: média, mediana e moda. O símbolo que representa a média é μ . Do ponto de vista estatístico, o valor médio é o mais importante representante da tendência central. É também importante na análise de decisão porque é, por definição, equivalente ao valor esperado, a base para análise de decisão com incertezas.

O valor médio de uma distribuição ou de um grupo de dados estatísticos pode ser computado de várias formas. Uma forma é através da média aritmética. Frequentemente utiliza-

se, como aproximação, o cálculo da média em intervalos de valores. Dessa forma a equação utilizada para o cálculo da média é:

$$\mu = \frac{\sum_i^N n_i x_i}{\sum_i^N n_i} \quad \text{Equação 3.1}$$

onde:

-
- n - frequência ou número de dados em cada intervalo;
 - x - ponto médio de cada intervalo;
 - i - índice para indicar os vários intervalos;
 - N - número total de intervalos.

O valor computado na Equação 3.1 é uma aproximação porque é baseado na suposição de que os valores da variável dentro do intervalo ocorrem no ponto médio. Quando se analisa dados estatísticos em intervalos é aconselhável ter um número grande de intervalos (pelo menos oito, segundo Newendorp, 1975) para se ter um valor representativo para μ . O tamanho de cada intervalo não precisa ser igual.

Para variáveis que tenham valores discretos a equação utilizada para cálculo da média é dada por:

$$\mu = \sum_i^N (p_i)(x_i) \quad \text{Equação 3.2}$$

onde:

- p_i - probabilidade de ocorrência de cada valor da variável
- x - valor da variável
- N - número total de valores

A Equação 3.2 quando utilizada para valores discretos da variável produz o valor exato da média e não uma aproximação como na Equação 3.1.

3.4.1 Medidas de variabilidade

O valor médio de uma distribuição fornece importantes informações, mas não indica nada sobre sua variabilidade das funções. O parâmetro mais utilizado como medida da variabilidade é o desvio padrão. O símbolo utilizado para representação do desvio padrão é σ . A Figura 3.2 mostra exemplos de distribuições para variáveis de mesma média e desvios padrão diferentes.

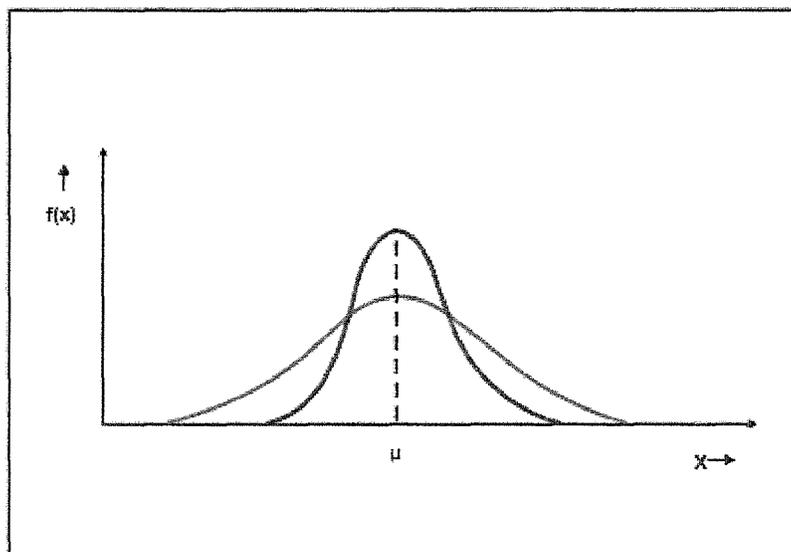


Figura 3.2: Distribuições com mesma média e desvios diferentes

Do ponto de vista estatístico o desvio padrão é uma importante medida de dispersão ou variabilidade. Assim como a média, os analistas têm algumas opções para o cálculo do desvio padrão dependendo do formato das informações ou dados. Dado uma lista inteira dos N dados estatísticos $(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_n)$ pode-se calcular o desvio padrão pela Equação 3.3.

$$\sigma = \left(\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \mu)^2}{n} \right)^{1/2}$$

Equação 3.3

onde:

x_i - são os valores da variável randômica

μ - valor médio dos dados

N - número total de valores

O termo $(x_i - \mu)$ é o desvio do valor de x_i da média. Frequentemente utiliza-se o cálculo do desvio em intervalos de valores. Dessa forma, a equação utilizada para o cálculo do desvio é apresentada a seguir:

$$\sigma = \left(\frac{\sum_i^N n_i (x_i - \mu)^2}{\sum_i^N n_i} \right)^{1/2}$$

Equação 3.4

onde:

n_i - frequência ou número de dados em cada intervalo

O valor computado na Equação 3.4 é uma aproximação, pois, como na Equação 3.1, é baseado na adoção de que os valores da variável randômica dentro de um intervalo ocorrem no ponto médio.

Para variáveis randômicas que possuem valores discretos, a equação para o cálculo do desvio padrão pode ser descrita como:

$$\sigma = \left(\sum_i (p_i)(x_i - \mu)^2 \right)^{1/2}$$

Equação 3.5

3.4.2 Distribuições de interesse da análise de risco

Algumas distribuições são de interesse para a análise de risco, com destaque para as funções: normal, lognormal, triangular e poligonal.

A distribuição normal é provavelmente uma das funções mais comuns e extensamente utilizadas em estatística. É uma distribuição de probabilidade contínua de forma simétrica, como mostra a Figura 3.3(a), também conhecida como distribuição Gaussiana e exclusivamente definida pelos parâmetros μ e σ . A área que corresponde a $\mu + \sigma$ e $\mu - \sigma$ é por definição igual a 0.683. A distribuição lognormal é uma distribuição de probabilidade contínua que através do $\ln(x)$, transforma-se numa distribuição normal (Figura 3.3(b)).

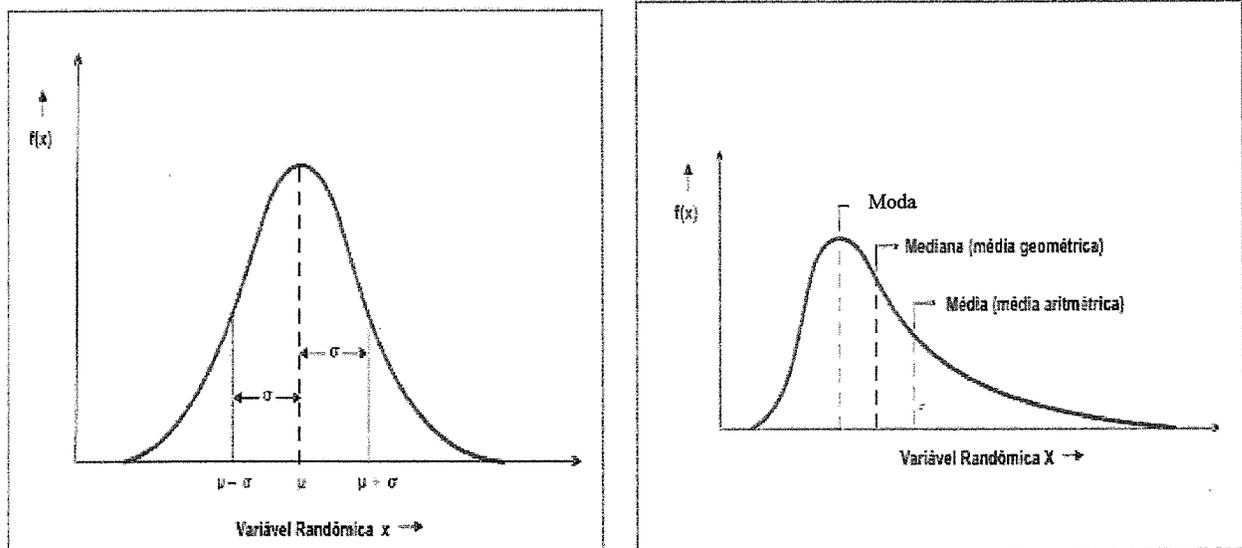


Figura 3.3: Funções Normal (a) e Lognormal (b) (Adaptada de Newendorp, 1975).

A distribuição triangular é uma distribuição de probabilidade contínua como mostra a Figura 3.4. O triângulo pode ser simétrico ou deslocado em qualquer direção. A distribuição triangular é completamente definida pela especificação dos valores mínimo, mais provável e máximo da variável randômica. Os valores: médio e desvio padrão podem ser calculados pelas seguintes relações:

$$\mu = \frac{x_1 + x_2 + x_3}{3} ; \sigma = \left(\frac{(x_3 - x_1)(x_3^2 - x_1x_3 + x_1^2) - x_2x_3(x_3 - x_2) - x_1x_2(x_2 - x_1)}{18(x_3 - x_1)} \right)^{1/2} \quad \text{Equação 3.6}$$

onde: x_1 , x_2 e x_3 são respectivamente os valores mínimo, mais provável e máximo da variável randômica. O valor provável x_2 pode ser locado em qualquer lugar do intervalo.

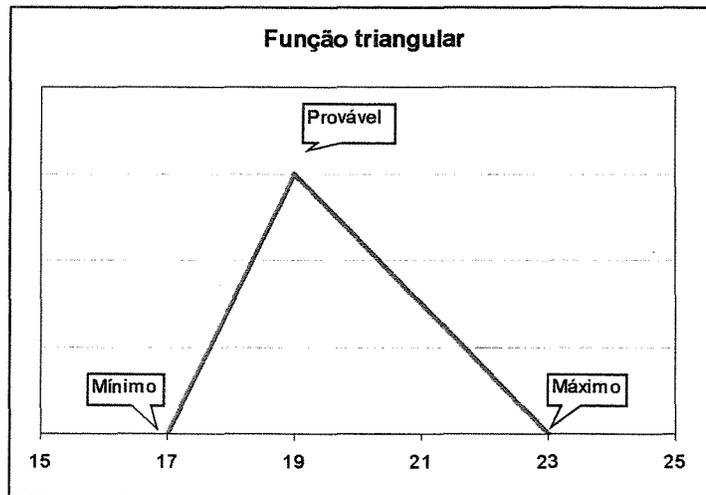


Figura 3.4: Exemplo de função triangular

A função triangular é comumente utilizada para representar uma distribuição de uma variável randômica quando as únicas informações que se conhecem ou que podem ser estimadas são os valores mínimo, mais provável e máximo. É utilizada também como uma simplificação quando se desconhece a distribuição da variável, pois a estimativa de valores máximos e mínimos é mais fácil de ser obtida de especialistas.

Segundo Newendorp (1975), a função triangular deve ser usada apenas quando não se tem nenhuma alternativa a adotar. É importante destacar também que, quando se fala de valores máximos e mínimos para função triangular os mesmos correspondem às probabilidades acumuladas zero e cem por cento (0 e 100%). Um ponto relativo à função triangular é que as mesmas são, em geral, representações muito pobres de dados altamente assimétricos como os da variável randômica “y” distribuída segundo a Figura 3.5(a).

Os valores mínimo, mais provável e máximo da distribuição são respectivamente: y_1 , y_2 e y_7 . Se a escolha para representar a distribuição for triangular, os parâmetros poderão ser y_1 , y_2 e y_7 , como na Figura 3.5(b). Contudo, é uma aproximação pobre, pois apresenta valores de probabilidades maiores que a distribuição original. Uma melhor aproximação da distribuição seria utilização de um polígono, como mostra a Figura 3.5(c). Portanto, é importante ficar atento na utilização da função triangular para representação de variáveis randômicas.

A distribuição poligonal é também uma simplificação, porém é mais adequada do que a triangular para os casos onde se desconhece a distribuição da variável podendo-se estimar valores otimistas e pessimistas de especialistas. Deve-se obter nesses casos também a probabilidade associada a esses níveis para determinar corretamente a distribuição.

3.5 Discretização de variáveis incertas

Independente do caráter da propriedade apresentar distribuição contínua ou discreta, uma simplificação adotada na literatura relacionada com a análise de risco é a adoção de um pequeno número de níveis de incerteza (em geral três níveis, como na Figura 3.6) (Ovreberg, 1990; Jensen, 1998; Salomão *et al.*, 2001). O ideal seria a adoção de toda a distribuição do atributo, mas, dependendo dos objetivos do estudo, do número de variáveis envolvidas na análise a discretização em níveis incertos é uma simplificação adotada. A discussão relativa à influência do número de níveis e probabilidades associadas para atributos incertos será apresentada nos próximos capítulos.

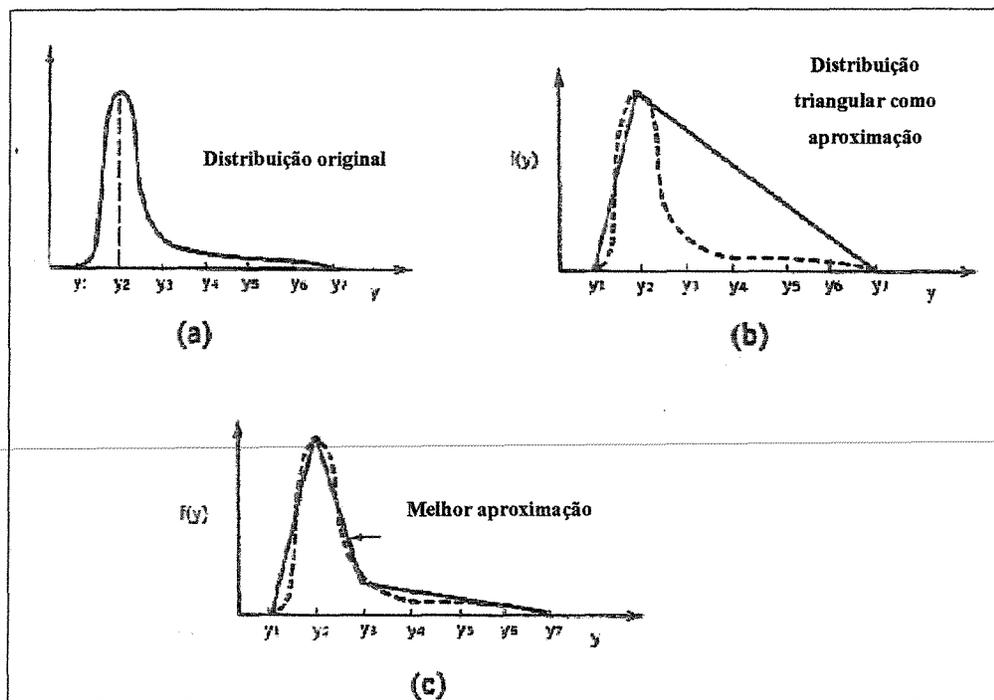


Figura 3.5: Ilustração mostrando que a utilização da função triangular pode ser uma adaptação grosseira (adaptada de Newendorp, 1975)

Na situação em que as informações relativas aos atributos incertos são fornecidas através dos níveis otimista, pessimista e provável com as respectivas probabilidades e houver necessidade de obter a função distribuição de probabilidade acumulada (*fda*) de algum atributo, pode-se fazer uso da distribuição triangular para obtenção da *fda* aplicando o método de conversão proposto por Newendorp (1975).

Para a obtenção da *fda* de um atributo partindo de uma função poligonal deve-se avaliar se as probabilidades associadas aos níveis mínimo, provável e máximo correspondem a zero e cem por cento (0% e 100%). Caso contrário, deve-se obter os valores desses níveis que correspondam a estas probabilidades através do prolongamento da reta que compõe cada lado da função triangular (Figura 3.7).

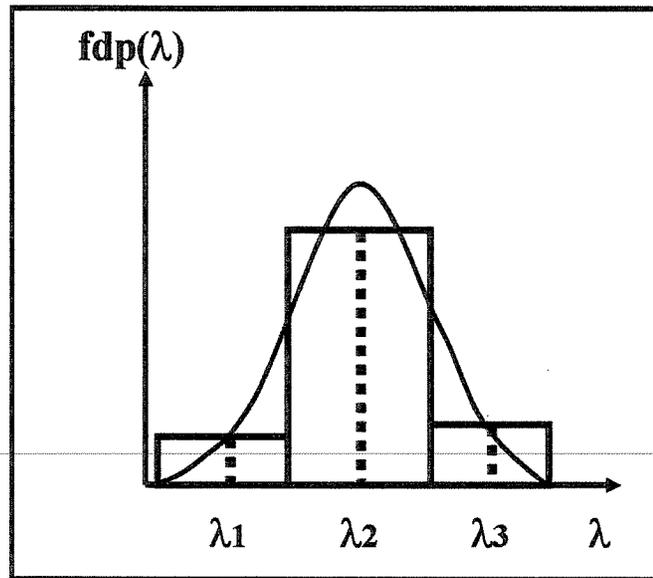


Figura 3.6: Adoção de três níveis incertos para representação do atributo.

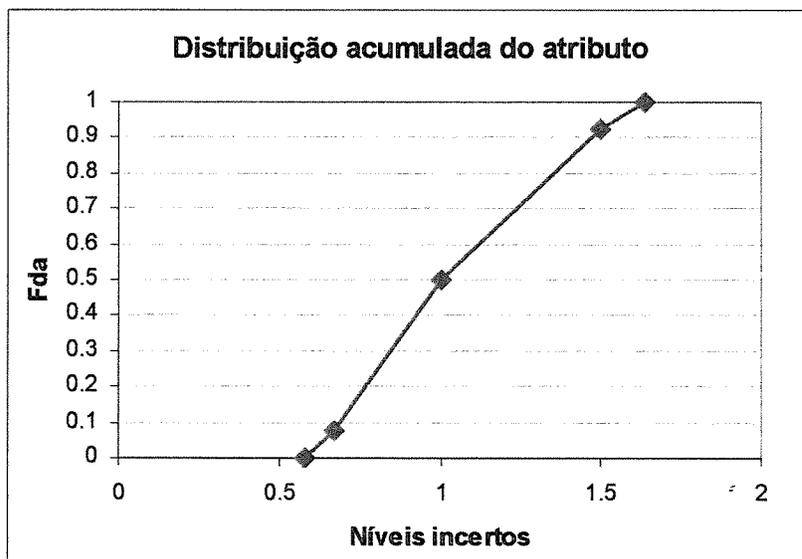


Figura 3.7: Fda obtida a partir da função poligonal

A partir da *fda* do atributo podem-se obter quaisquer valores para os níveis e probabilidades. Contudo, deve-se ficar atento à correta utilização da *fda* para variação de níveis e ou probabilidades associadas, evitando erros no processo de quantificação desses atributos incertos. A Figura 3.8 mostra um exemplo para a *fda* de um atributo, obtida através de seus níveis incertos e probabilidades associadas de 15%, 70% e 15%.

Caso a opção seja variar os valores das probabilidades para valores mais centrais, por exemplo, (30%, 40% e 30%), deve-se reportar a *fda* do atributo e identificar qual valor do nível corresponde a esta probabilidade de ocorrência de 30%. Deve-se ficar atento que o nível do atributo associado à probabilidade de ocorrência de 30%, refere-se ao valor médio da probabilidade na *fda*. Através da Figura 3.8 pode-se verificar que para a probabilidade associada de 30%, o valor do nível correspondente é obtido através da probabilidade de 15% na *fda*, como mostra a seta verde. Numa análise equivocada, o nível incerto seria obtido através do valor de probabilidade de 30% na *fda*, como mostra a seta vermelha, ocasionando valores errôneos para os níveis investigados e, conseqüentemente propagando esse erro para o contexto geral.

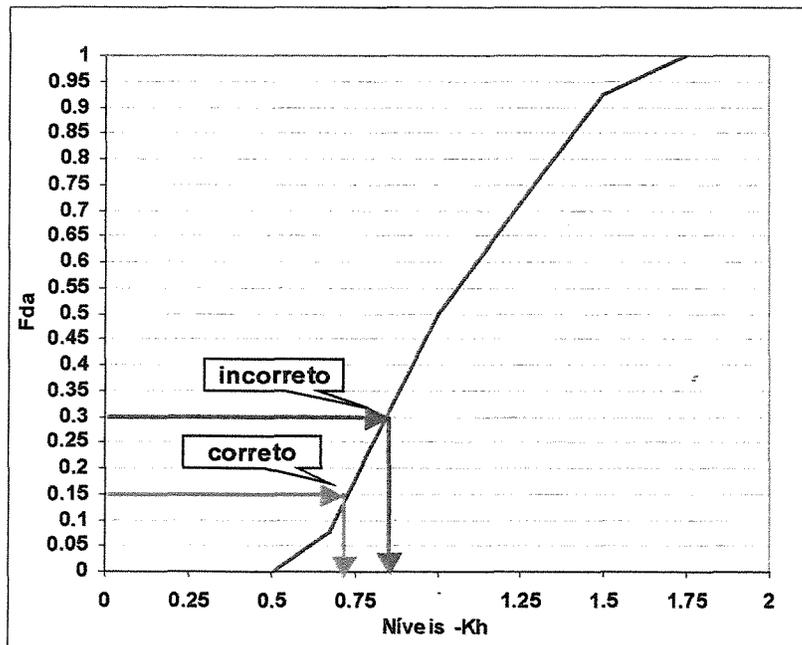


Figura 3.8: Análise na obtenção de probabilidade associada

Um outro erro ainda maior na discretização de níveis e probabilidades seria variar a probabilidade do atributo sem se reportar a *fda* do mesmo deixando o nível invariável.

3.6 Tipos de projetos em E&P

Define-se projeto como um plano e um conjunto de etapas envolvendo a aplicação de investimentos em bens de capital a serem recuperados economicamente dentro de um quadro de risco, comparados com outras oportunidades de investimentos a partir de recursos financeiros escassos. Na indústria de petróleo, as atividades de E&P envolvem, principalmente três tipos de projetos:

- Projeto de exploração: trata-se de projeto envolvendo a tentativa de descoberta de reservatórios de hidrocarbonetos e envolve a perfuração de poços exploratórios “pioneiros” e de delimitadores. Na fase de exploração as informações são escassas e as reservas são estimadas em bases volumétricas simples antes da realização de sondagens pioneiras ou aquisição de um prospecto;
- Projetos de avaliação e desenvolvimento: após a descoberta e avaliação é necessário avaliar e desenvolver o campo. Os poços de desenvolvimento e a infra-estrutura de produção são instalados, bem como os equipamentos necessários para o transporte de óleo e gás para os terminais e refinarias;
- Projetos de recuperação avançada: trata-se de um projeto para incrementar a recuperação de hidrocarbonetos por intermédio de tecnologias específicas (injeção de água e ou gás, ou outros fluidos) para aumentar a eficiência do reservatório. Nos projetos em campos marítimos, esta etapa deve ser integrada com o projeto de desenvolvimento.

3.7 Tomada de Decisão

Todas decisões importantes de negócio são feitas sob condições de incerteza. Tomada de decisão sob incerteza implica que existem pelo menos dois possíveis resultados que poderiam ocorrer se um curso particular de ação fosse escolhido. Análise de decisão é um processo que enriquece a tomada de decisão pelo fornecimento de uma análise lógica e sistemática.

Moore (1995) comenta que a análise de decisão é uma estrutura de tomada de decisão baseada em o que se sabe ou não (incertezas), o que se pode fazer (alternativas) e o que se prefere (objetivos e valores). Descreve que o ciclo de análise de decisão é uma série iterativa das fases: (1) estrutura do problema; (2) análise determinística; (3) análise probabilística; (4) avaliação e comunicação e (5) decisão e ação.

Os conceitos fundamentais usados na análise de decisão foram formulados há mais de 300 anos. Entretanto, somente na década de 70 a análise de decisão começou a ser usada em petróleo (Newendorp, 1975). A análise de decisão pode ser sumarizada através de uma série de etapas:

- Definir que possíveis resultados poderão ocorrer para cada uma das escolhas de decisão disponíveis ou alternativas;
- Avaliar lucros ou perdas para cada resultado;
- Determinar ou estimar a probabilidade de ocorrência de cada possível resultado;
- Computar lucro médio ponderado para cada escolha de decisão em que fatores de ponderação são as respectivas probabilidades de ocorrência de cada resultado. Esse lucro médio ponderado é chamado de valor esperado da decisão alternativa, e é o critério comparativo usado para aceitar ou rejeitar a alternativa. A avaliação quantitativa dessas probabilidades é frequentemente chamada de análise de risco.

Na análise de decisão, é comum o uso da árvore de decisão, que consiste numa representação gráfica das opções, um caminho claro e organizado, simplificando o trabalho do tomador de decisão.

O processo de tomada de decisão é dependente do estágio do projeto. Para uma fase de exploração em função do forte cenário regido por incertezas, o processo de tomada de decisão encontra-se relacionado com análise da viabilidade econômica da acumulação. Em caso positivo, o processo decisório caminha na determinação de maiores informações, estratégias e investimentos para o desenvolvimento. Numa fase de avaliação, a tomada de decisão faz-se necessária para avaliar a continuidade dos investimentos visando definir o desenvolvimento da exploração. Contudo, o conhecimento do prospecto ainda é limitado. Nesse ponto mais uma tomada de decisão precisa ser feita. Optar pelo abandono do horizonte produtor, quando se trata de um horizonte com pouca ou nenhuma atratividade; Uma outra decisão é investir na coleta de mais informações adicionais, devendo levar em consideração os custos de obtenção dessas informações e sua relevância no contexto e uma terceira decisão nessa fase seria optar por implantar o plano de desenvolvimento.

Para a fase de desenvolvimento a tomada de decisão concentra-se na definição da estratégia de drenagem. A decisão de investir em mais informações depende do estágio do plano.

3.7.1 Avaliação Econômica

O processo de avaliação econômica de projetos em E&P de petróleo envolve em geral estimativa de custos, taxa de retorno, fluxo de caixa, valor presente líquido (VPL), probabilidade de sucesso e valor monetário esperado (VME).

O VPL é um indicador econômico muito utilizado e que consiste no cálculo do valor resultante do fluxo de caixa de todos os custos e receitas a serem obtidos no projeto utilizando a taxa de desconto. A Figura 3.9 representa um fluxo de caixa esquemático para as fases de investimento do campo incluindo as fases: exploração (período de 1 a 3 anos); avaliação (período

de 3 a 5 anos); desenvolvimento do campo (período de 5 a 8 anos) e a fase de produção (até 20 anos).

O valor do dinheiro no tempo é um complicador para a tomada de decisão e o valor presente líquido (VPL) do projeto é uma tentativa para resolver esse problema. Ele pode ser calculado por:

$$VPL = \left[\frac{R_1}{(1+i)^1} + \frac{R_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+i)^n} \right] - C$$

$$VPL = \sum_t^n \frac{R_t}{(1+i)^t} - C$$

Equação 3.8

onde:

VPL - valor presente líquido

R - retorno anual (soma do fluxo de caixa – receitas - despesas)

n - tempo do projeto

i - taxa de desconto

C - custos / investimentos iniciais

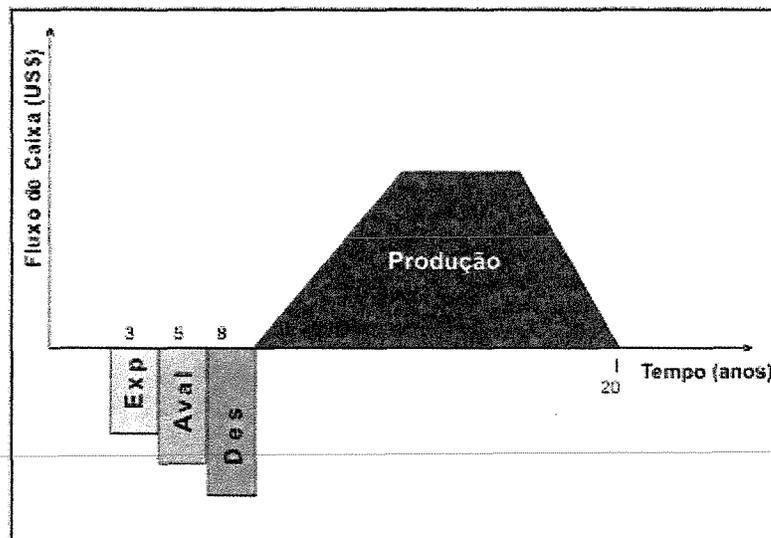


Figura 3.9: Exemplo de fluxo de caixa esquemático em projetos de petróleo para as fases de investimento em exploração, avaliação, desenvolvimento e produção.

Um projeto de risco pode inicialmente ser analisado pela técnica do seu valor monetário esperado, sendo necessário atribuir uma probabilidade (prob) para cada evento. O valor esperado de um resultado é o produto obtido pela multiplicação da probabilidade de ocorrência do resultado pelo valor condicional que é recebido se o resultado ocorrer.

Bedregal e Dias (2001) comentam que valor esperado é um método que combina estimativas quantitativas de probabilidades, por exemplo “incertezas” de cada um dos elementos alternativos que constituem uma oportunidade de investimento. Valor esperado de uma decisão alternativa é a soma algébrica dos valores esperados de cada possível resultado que poderia ocorrer se a decisão alternativa fosse aceita.

Portanto, o valor monetário esperado (VME) de um projeto é o somatório dos valores potenciais de ganhos ou perdas dos eventos multiplicados pelas suas probabilidades de ocorrência, como mostra a Equação 3.9.

$$VME = prob * VPL_1 + (1-prob) * VPL_2$$

Equação 3.9

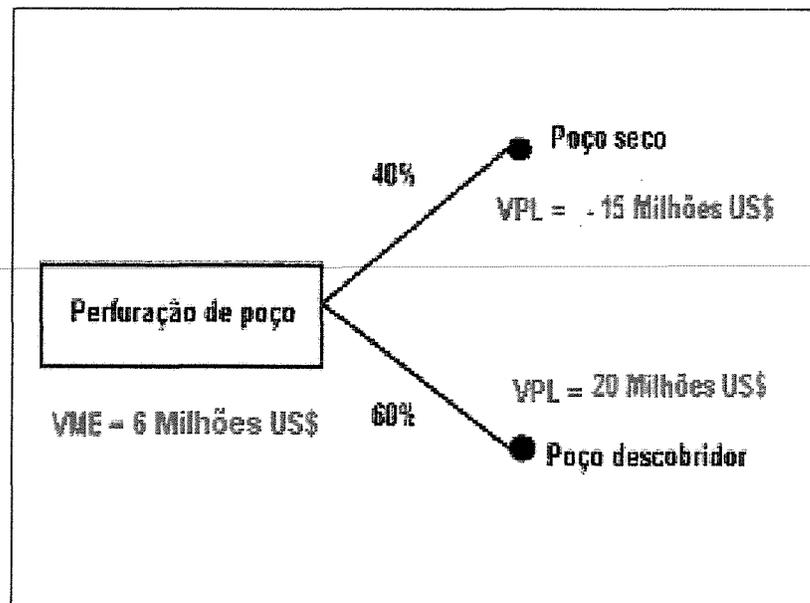


Figura 3.10: Exemplo de análise de decisão através do conceito do VME

O conceito de VME é importante para a tomada de decisão sob incerteza e compõe um dos critérios mais usados para seleção de projetos de exploração de petróleo. A Figura 3.10 ilustra um exemplo simples de análise de decisão em exploração de petróleo.

Seja uma empresa que está considerando uma proposta de “contrato de risco” para perfurar um poço de petróleo. Se a perfuração resultar num poço produtor, a empresa terá um lucro de US\$ 20 milhões. Caso contrário, isto é, se a perfuração resultar num poço seco, o prejuízo será de US\$ 15 milhões. As informações geológicas estimam que existem 60% de chance de encontrar petróleo, logo 40% de obter um poço seco. O VME é, portanto US\$ 6 milhões por poço.

A aplicação do VME na classificação de projetos é um processo direto e muito usado na área de exploração. A Tabela 3.1 mostra um exemplo da utilização do VME para escolha entre projetos. Entre os projetos A e B fica fácil definir preferências uma vez que, tem-se apenas uma variável. O VPL e custo são iguais diferenciando apenas a probabilidade de sucesso, que em A é maior. No caso dos projetos C e D fica mais difícil definir preferências. Por exemplo, o projeto C tem VPL maior, contudo menor probabilidade de sucesso.

Tabela 3.1: Dados de Projetos

Projeto	A	B	C	D
VPL Milhões US\$	100	100	100	10
Custo Milhões US\$	-5	-5	-5	-5
Probabilidade sucesso (%)	80	70	10	40
	A é o melhor projeto		Qual o melhor projeto?	

O projeto D tem um VPL menor por outro lado, maior probabilidade de sucesso. Qual o melhor o projeto? Alguns decisores usam o valor monetário esperado (VME) para decidir qual o melhor.

$$\text{VME projeto C} = (100 \cdot 0.1) - (5 \cdot 0.9) = 5.5 \text{ Milhões US\$}$$

$$\text{VME projeto D} = (10 \cdot 0.4) - (5 \cdot 0.6) = 1.0 \text{ Milhão US\$}$$

Nas decisões exploratórias, uma primeira análise pode ser feita no sentido de escolha de projetos com maior VME, indicando nesse caso que C seria melhor. Esse conceito trouxe muitas vantagens, pois é uma fórmula simples de gerar um único valor capaz de identificar qual o

melhor projeto. Por outro lado, o VME não considera a magnitude do dinheiro exposto à chance de perda e não leva em consideração a preferência do decisor em relação ao risco.

A Figura 3.11 ilustra um exemplo dessa restrição. O número simples do VME de 24 milhões não explica o fato de que o Projeto 1 tem apenas 20% de chance de sucesso, enquanto no Projeto 2 tem 50% de chance de sucesso. Ainda no Projeto 1, a empresa se expõe a perder 20 milhões e no Projeto 2 pode perder até 40 milhões.

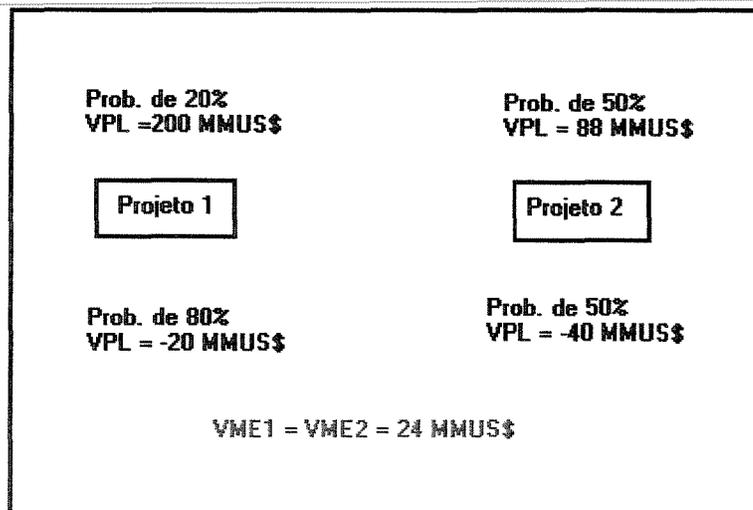


Figura 3.11: Dois projetos diferentes com mesmo VME (adaptada de Nepomuceno, 1997)

Um outro ponto referente à restrição do uso do VME pode ser visto na Figura 3.12. Embora o Projeto 2 apresente maior VME, o mesmo possui uma grande dispersão dos resultados para o VPL, incluindo probabilidades de resultados negativos. Logo, o Projeto 1, mesmo tendo um menor VME, praticamente não apresenta chance de perda. Tais critérios devem ser levados em consideração na escolha do melhor projeto em concordância com o tamanho da empresa, recursos e tolerância ao risco.

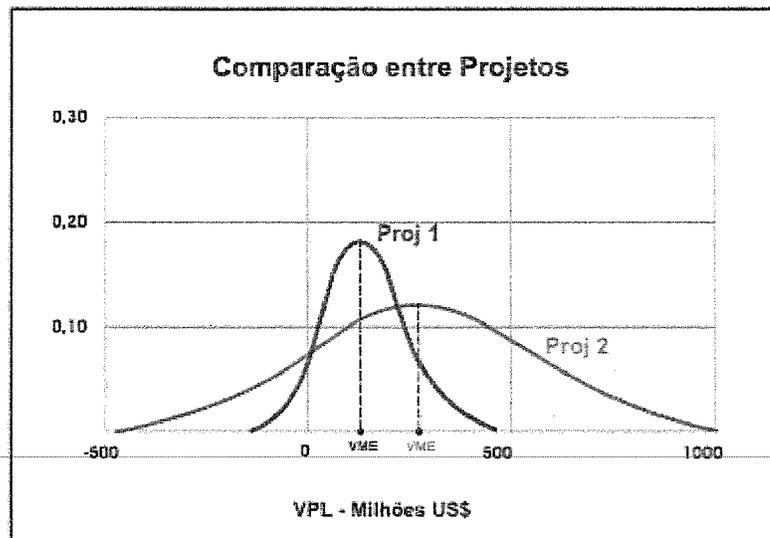


Figura 3.12: Comparação entre VPL de projetos

Vale destacar algumas definições importantes para o perfeito entendimento da utilização de parâmetros econômicos. Quando se fala de taxa de atratividade refere-se a remuneração mínima que o investidor exige para carregar o risco do projeto. Um investidor só irá se dispor a investir num projeto caso ele apresente um retorno compatível com seu nível de risco e, para levar em conta tal risco no cálculo do VPL, os níveis de consumo (fluxos de caixa) devem ser descontados não mais a taxa de juros sem risco, mas sim a uma taxa de juros ajustada à classe de risco do projeto e essa taxa é a de atratividade.

A taxa interna de retorno (TIR) é a taxa que aplicada ao cálculo do VPL, faz com que seu valor seja nulo para um dado fluxo de caixa. Se a taxa encontrada é maior do que a taxa do mercado, o empreendimento oferece um retorno maior do que o obtido na aplicação financeira. Se a taxa interna de retorno é menor do que a taxa de mercado, é mais rentável realizar uma aplicação financeira do que realizar o empreendimento.

O coeficiente de rendimento (CR) é calculado através da razão entre o VPL calculado e o investimento atualizado, como na Equação 3.10.

$$CR = \frac{VPL}{\frac{\text{investimento}}{(1+r)^t}} \quad \text{Equação 3.10}$$

Outros conceitos comumente utilizados são CAPEX e OPEX, respectivamente relacionados com o investimento e com os custos operacionais.

3.8 Análise de risco

Nos anos 80, era comum a adoção de previsão de produção baseada em simulações de modelos determinísticos. A viabilidade econômica dos projetos de campo de óleo e gás era garantida pelos altos preços praticados no mercado. A tendência atual é o tratamento probabilístico devido ao elevado grau de incertezas que acompanham os projetos de E&P. O enfoque probabilístico reflete a iteração das diversas incertezas relativas a: propriedades dos reservatórios e fluidos, características operacionais, econômicas e tecnológicas.

Moore (1995) comenta que todos eventos futuros são incertos e relata ainda que a estimativa das probabilidades dos resultados freqüentemente requer julgamento e intuição subjetiva e pessoal, que apesar de ser subjetivo, o risco pode ser analisado quantitativamente e que existem várias características que podem tornar a análise proveitosa: (1) forçar o analista a separar o problema em partes e fazer uma avaliação mais objetiva dos fatores que afetam os dados e o que poderia ocorrer se a decisão fosse feita com métodos determinísticos; (2) fornecer um método consistente de comparar investimentos em diferentes áreas e com diferentes níveis de incerteza. Comenta ainda que a análise de risco é necessária para avaliar os efeitos da incerteza. O risco existe por causa da incerteza e está associado às decisões que devem ser tomadas num ambiente incerto. Sugere passos para uma análise de risco quantitativa:

- Identificar o problema e procurar por soluções e restrições;
 - Coletar e revisar dados disponíveis;
 - Construir o modelo (como na árvore de decisão) relacionando dados e possíveis resultados;
 - Executar a análise de sensibilidade;
 - Identificar variáveis chaves, examinando-as em maior detalhe;
 - Conduzir a avaliação;
-
- Checar os resultados e determinar se são necessárias informações adicionais.

O risco normalmente é expresso como uma probabilidade de se obter um determinado nível de um indicador técnico ou financeiro, sendo normalmente visualizado através de curvas de distribuição que podem ser obtidas por intermédio da análise estatística de resultados passados ou simulações numéricas com projeções futuras.

A Figura 3.13 demonstra um exemplo de curva de distribuição do VPL (curva de risco) para um determinado período que é construída através da classificação dos resultados em ordem decrescente e probabilidade acumulada de ocorrência. Adota-se usualmente o percentual P_{10} para a estimativa otimista, P_{50} para a estimativa provável e P_{90} para a estimativa pessimista.

O conceito de aplicação de quantificação de incertezas e análise de risco pode ser usado, por exemplo, para o cálculo de reservas com métodos probabilísticos onde, segundo as normas da SPE/ WPC/ AAPG/ ANP, adota-se:

- P_{90} – Reserva provada - (volume mínimo) – pessimista – significa que o valor real tem 90% de ser maior que o estimado.
- P_{50} – Reserva Provada acrescida da provável – (volume médio) - provável – significa que o valor real tem 50% de ser maior que o estimado.

- P_{10} – Reserva Provada acrescida da provável e possível - (volume máximo) – otimista – significa que o valor real tem 10% de ser maior que o estimado.

O termo “estimativa mais provável” é usado neste caso como uma expressão geral para estimativa considerada mais próxima da quantidade que realmente será recuperada da acumulação entre a data da estimativa e o tempo de abandono. Se forem utilizados métodos probabilísticos, este termo geralmente será uma medida da tendência central da distribuição de incerteza (mais freqüente/moda mediana/ P_{50} ou média). Os termos “estimativa pessimista” e “estimativa otimista” fornecem variações da faixa de incerteza na estimativa mais provável.

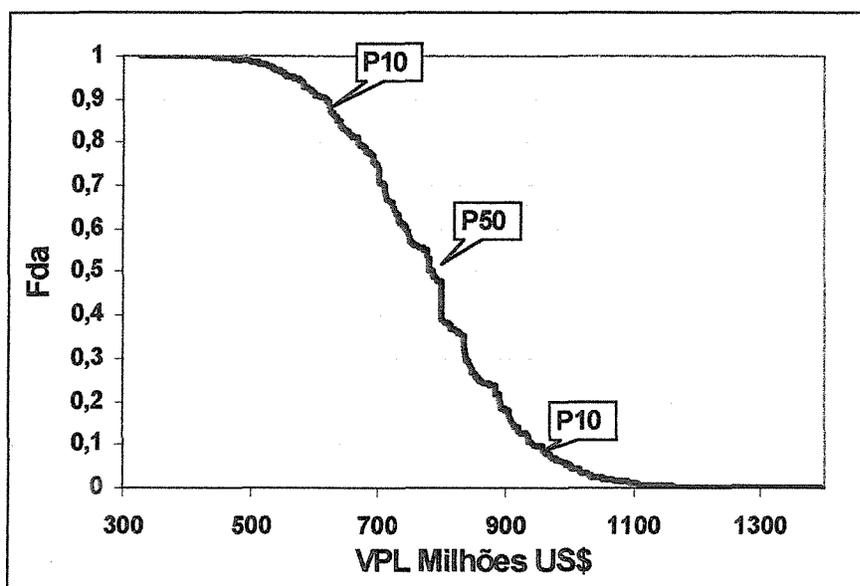


Figura 3.13: Curva de risco para VPL

O risco é função principalmente de (1) incertezas geológicas, (2) incertezas econômicas, (3) incertezas tecnológicas e (4) das decisões tomadas em cada fase de desenvolvimento do campo (Figura 3.14). Outros tipos de incerteza, como política, do ambiente regulatório e outras podem ser consideradas, mas não estão sendo priorizadas neste trabalho.

A quantificação do risco é afetada ainda pelo modelo de estratégia de produção e também pelo gerenciamento de decisão. Especialmente para reservatórios complexos a avaliação do risco requer um nível de detalhes na predição de produção do reservatório que é obtida pela simulação numérica.

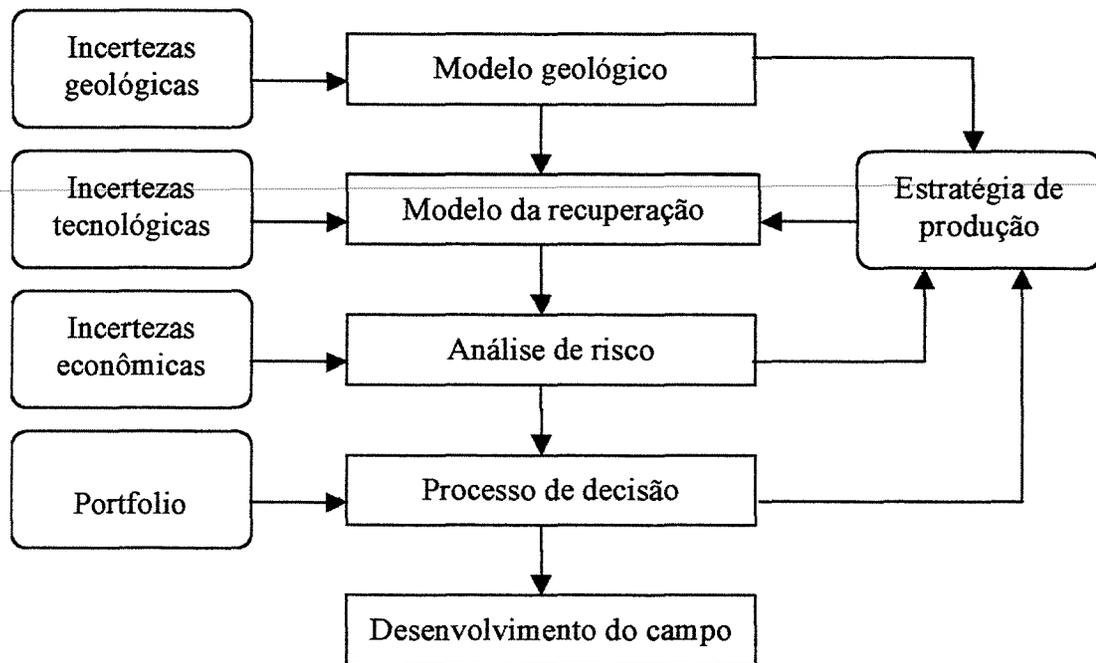


Figura 3.14: Processo de decisão no gerenciamento de reservatório com incertezas (Schiozer et al., 2002)

O risco geológico de incertezas de um projeto exploratório depende da ocorrência de vários fatores como: presença de rochas - reservatório, presença de uma trapa estrutural e/ou estratigráfica, presença de selo, presença de rochas geradoras de petróleo e da possibilidade de que esses fatores tenham uma relação espacial e temporal adequada para geração, migração e acumulação de petróleo.

A interpretação dos modelos geológicos e dos dados geofísicos permite estimar com maior ou menor eficiência a presença desses fatores que condicionam a ocorrência de petróleo, ponderando-os quanto aos seus respectivos graus de incerteza.

Os riscos econômicos estão associados às expectativas futuras do preço do petróleo, aos custos operacionais e à avaliação acurada do volume de óleo/gás a ser produzido, ou seja, estão associados à probabilidade de realização do fluxo de caixa previsto.

Os riscos financeiros estão associados à capacidade de investimentos da empresa (capital exploratório), ao número de prospectos disponíveis, às ações não técnicas (políticas, sociais, ambientais) que podem embargar o processo exploratório ao risco da probabilidade de sucesso estimado estar errada, etc.

A noção de risco varia de uma empresa para outra e de um indivíduo para outro. O mesmo projeto pode ser “arriscado” para uma empresa e atrativo para outra, (Bettini, 1984). O gerenciamento do risco depende da empresa e dos objetivos da corporação a médio e longo prazo, mas pode-se afirmar que para decisões exploratórias é clara a importância de se considerar riscos: geológico, econômico e financeiro.

A análise de risco nas fases de exploração e avaliação concentra-se em avaliar a viabilidade econômica dos projetos para sua continuidade, ou investimento em maiores informações, ou ainda pelo abandono do prospecto. O foco é quantificação da acumulação. O conceito de VME é bastante utilizado na escolha de alternativas entre projetos.

A análise de risco na fase de desenvolvimento requer uma análise mais abrangente dos diversos cenários possíveis necessitando de informações detalhadas a respeito de parâmetros de desempenho de reservatório. A ferramenta utilizada nesse processo é a simulação numérica cuja principal vantagem é integrar parâmetros petrofísicos com os relativos ao fluxo de fluidos.

Capítulo 4

Análise de risco na fase de desenvolvimento

Na fase de desenvolvimento, foco do presente trabalho, as incertezas relativas aos volumes (VOIS) são menores que na fase exploratória, contudo, as relativas à velocidade e eficiência de recuperação passam a ser mais significativas. O processo é complexo nessa fase, pois envolve um grande número de variáveis incertas com forte dependência dos resultados com a estratégia de produção. Diante do contexto, o processo envolve críticas decisões.

Guedes (2000) comenta que na transição entre as fases de avaliação e desenvolvimento de um campo a análise de risco de desempenho permite a tomada de decisão criteriosa para quatro opções:

- Investir em informações adicionais: aquisição de nova sísmica, realização de novos processamentos, perfuração de poços de delimitação ou implantação de um sistema piloto de produção;
- Iniciar o desenvolvimento da área. Neste caso são feitas recomendações sobre a hipótese básica a considerar, normalmente o cenário mais provável;

- Iniciar o processo de desenvolvimento e investir em informações simultaneamente. É o caso de um projeto muito atrativo, mesmo no cenário mínimo, para o qual se deseja reduzir a dispersão dos indicadores econômicos;
- Decidir pelo abandono definitivo do projeto ou o seu adiamento para a espera de novos avanços tecnológicos ou melhoria no cenário econômico.

Na concepção do plano de desenvolvimento a análise de risco permite a otimização do projeto e sua flexibilização, possibilitando o reposicionamento, alteração da quantidade de poços, adequação da capacidade de produção e quotas de injeção. A incorporação do risco numa acumulação de hidrocarbonetos fornece importantes subsídios nos processos de tomada de decisão, possibilitando melhorar os indicadores econômicos do projeto, maximizando a expectativa de ganhos e minimizando a exposição a perdas.

Os conceitos teóricos relacionados às distribuições comumente adotadas em petróleo e aos parâmetros econômicos aplicados na análise de risco na fase de exploração, explicitados no capítulo anterior, são os mesmos utilizados para a análise de risco aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo e os valores P_{90} , P_{50} e P_{10} são adotados como padrão na representação dos valores pessimista, provável e otimista das previsões de desempenho técnico ou econômico dos campos.

4.1 Utilização da simulação numérica na análise de risco

As incertezas relativas às diversas possibilidades para os modelos estrutural e estratigráfico (geometria externa, distribuição de porosidades, permeabilidades, espessura porosa) de um campo, propriedades dos fluidos e interação rocha-fluido podem ser inclusas na simulação numérica de fluxo.

O uso da simulação é necessário porque aumenta a confiabilidade, melhora a qualidade dos resultados e disponibiliza resultados de produção de relevância. A grande vantagem é que a mesma permite mesclar informações oriundas de parâmetros petrofísicos com parâmetros relacionados ao fluxo de fluidos e torna possível a obtenção do risco de desempenho. Vale destacar que os preceitos matemáticos que regem a simulação numérica de fluxo baseiam-se no tratamento numérico do sistema de equações que regem o problema físico, onde o reservatório é discretizado em forma de malha. O método de discretização largamente empregado é o de diferenças finitas e o simulador adotado para as realizações das simulações deste trabalho usa o modelo *Black-Oil* que também é o mais utilizado na indústria do petróleo e cuja formulação pode ser encontrada nos livros especializados.

Escolhas do tipo de formulação, malha e outros detalhes comumente definidos para o modelo de simulação de reservatórios devem ser feitas com muito cuidado para evitar tempo computacional excessivo. O ideal é que seja usado o modelo mais rápido possível que represente o problema físico, aceitando por vezes erros numéricos maiores do que o normal desde que estes tenham impacto menor do que as incertezas presentes no problema.

4.2 Metodologia de análise de risco adotada

A metodologia de análise de risco adotada no presente trabalho encontra-se relacionada aos trabalhos desenvolvidos por Loschiavo *et al.* (1999) e Steagall (2001) e tem como base a simulação de diversos modelos de fluxo que representam os possíveis cenários do reservatório através da combinação dos atributos incertos que os caracterizam.

O estudo de Steagall (2001) tem como base um modelo do reservatório construído de acordo com a disponibilidade dos dados de caracterização dos atributos estáticos e dinâmicos. Neste modelo os atributos constituintes da caracterização geológica, petrofísica e de escoamento são considerados mais prováveis, independente de alguns desses atributos guardar ou não parcela de incerteza. As etapas que regem o processo de análise de risco, utilizando simulação de fluxo, adotado por Steagall (2001) são divididas em:

- Seleção dos atributos de relevância para a análise, número de níveis e probabilidades associadas de cada atributos;
- Modelagem do reservatório através da otimização da estratégia de produção para o modelo caracterizado com os valores dos atributos supostamente mais prováveis. A otimização é feita baseada numa função-objetivo previamente selecionada;
- Substituição dos níveis incertos no modelo base otimizado e simulação desses modelos gerados;
- Análise de sensibilidade com relação a uma função-objetivo definida, refletindo a variação relativa de cada atributo com relação ao caso base;
- Escolha dos atributos críticos apresentados na análise de sensibilidade;
- Combinação dos atributos selecionados através da técnica da árvore de derivação onde os níveis e probabilidades associadas são combinados e os modelos resultantes dessas combinações perfazem o somatório de probabilidades igual à unidade, mostrando que todas as combinações possíveis foram realizadas;
- Tratamento estatístico na obtenção da curva de distribuição do processo.

A metodologia usada por outros autores é em geral, semelhante com alterações em algumas partes do processo. As alterações são normalmente diferenciadas pelo tipo de simplificação utilizado visto que o processo completo ideal é inviável. Por isso, é importante que algumas dessas simplificações sejam estudadas com maiores detalhes para que se possa entender um pouco mais do impacto delas no processo, como será visto neste trabalho.

Os tópicos descritos na metodologia de Steagall (2001) podem ser representados pelo fluxograma apresentado na Figura 4.1.

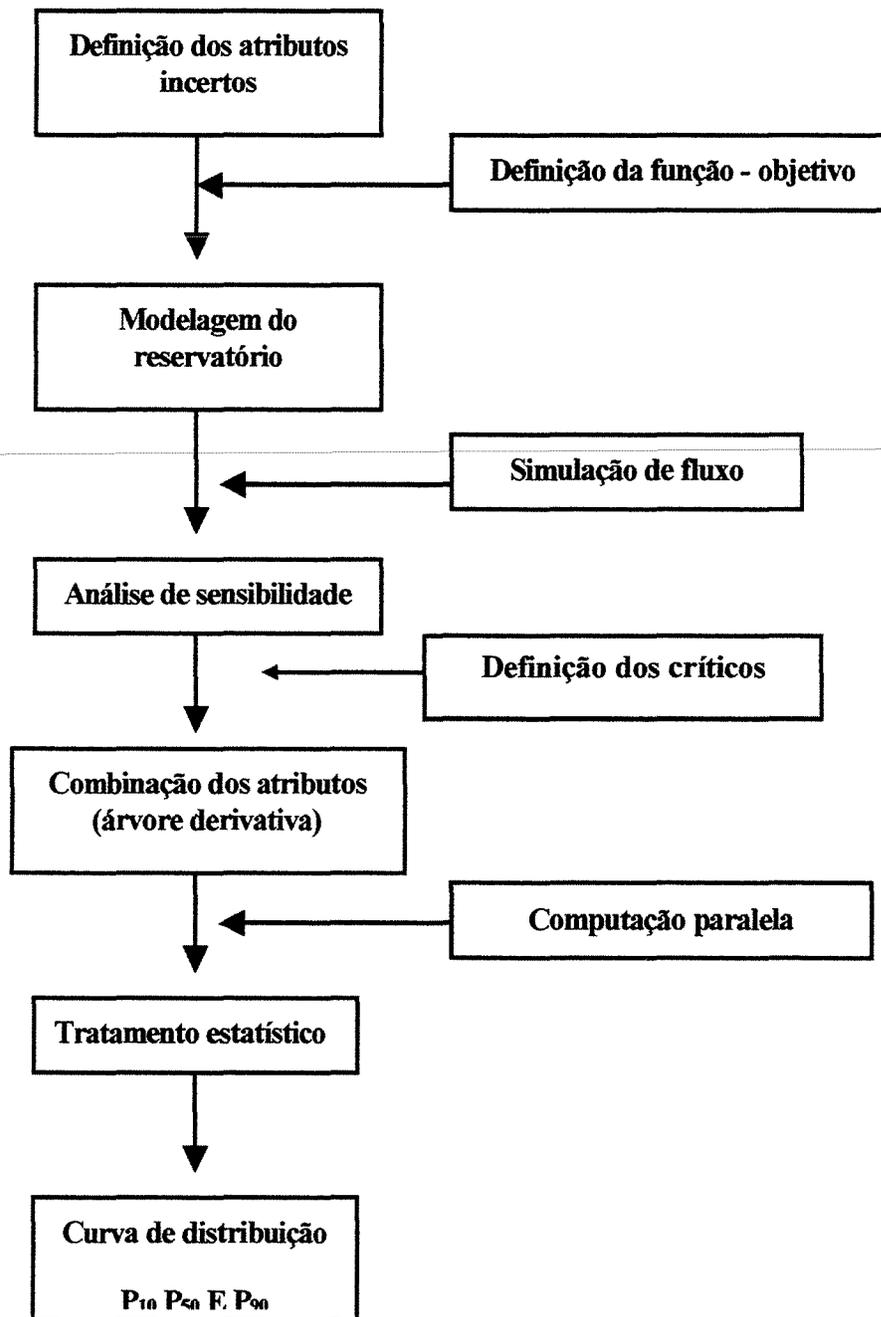


Figura 4.1 Fluxograma do processo de análise de risco

4.3 Seleção de atributos

De acordo com o conhecimento de especialistas na caracterização de reservatórios de petróleo e no grau de incerteza de cada variável (dependendo da confiabilidade e disponibilidade de dados) são selecionadas as variáveis que serão objetos da análise.

Uma das dificuldades do processo é integrar e padronizar o tratamento para atributos com formato e grau de informação diferenciados. Vários tipos de atributos podem ser tratados: contínuos, discretos, curvas, valores, imagens, etc. Um tratamento prévio é necessário para padronizar as informações, visando uma comparação dos efeitos para que a seleção seja feita com critério.

Por exemplo, imagens geradas pela geoestatística podem dispor da *fdp* (função distribuição de probabilidade), representada na Figura 4.2. Quando não se dispõe de imagens que caracterizem as possíveis realizações para o atributo, a incerteza pode ser atribuída por conhecimento especialista, através dos valores máximo, mais provável e mínimo de cada atributo, representada por uma distribuição triangular, conforme Figura 3.4. É importante lembrar que a incorporação da incerteza pode ser feita através de fatores multiplicativos e de escala.

O ideal é o conhecimento de toda a distribuição de probabilidade. Para os atributos relacionados ao tipo de rocha, no caso de existir modelagem estocástica através das imagens geradas, pode ser obtida a *fdp* do atributo e também as diversas possibilidades da distribuição espacial, ou heterogeneidades do reservatório. Ballin (1993) e Loschiavo (1999) apresentam o processo de seleção das imagens estocásticas para a simulação de fluxo. Usualmente os dados são insuficientes para a determinação da *fdp*. Muitas vezes dispõe-se da modelagem determinística do reservatório através de mapas geológicos e dos valores mais prováveis das características de rocha, fluido e rocha-fluido.

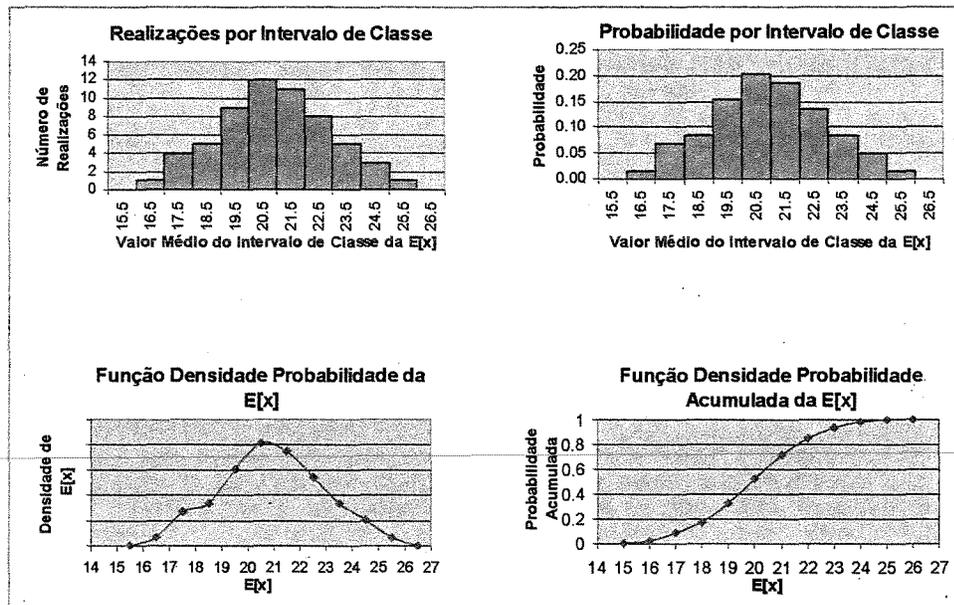


Figura 4.2: Distribuição de probabilidade de um atributo partindo de possíveis realizações (Loschiavo, 1999)

Campozana (1997) aborda neste estudo a definição e classificação de atributos que podem influenciar no desempenho e, conseqüentemente, na previsão de produção de uma jazida de hidrocarbonetos. A classificação sugerida para alguns atributos de reservatório é mostrada na Tabela 4.1. Neste estudo, a dependência volumétrica refere-se ao impacto dos atributos no cálculo do VOIS e nas condições de escoamento de fluidos no reservatório.

Nesta fase, é importante considerar a agregação de atributos visando à redução do número de variáveis. Um bom exemplo pode ser considerado com relação à estimativa probabilística do volume original de óleo, que pode agregar diversos parâmetros incertos, como a geometria externa do reservatório, a razão entre volume de rocha permoporosa e volume de rocha total, porosidade e saturação de fluidos.

Tabela 4.1: Classificação de atributos de reservatório (Campozana, 1997)

Atributo	Dependência volumétrica	Dependência no fluxo de fluidos
Geometria externa e estruturas	A	M
Topo do reservatório	M	B
Topo de zonas e sub-zonas	B	M
Base do reservatório	M	B
Limites do reservatório	A	B
Falhas	M	A
Porosidade	A	M
Distribuição de litofácies	A	A
Contato de fluidos	A	M
Geometria do aquífero	A	M
Permeabilidade absoluta	N	A
Permeabilidade relativa	N	A
Propriedades do óleo e gás (PVT)	A	A
Pressão capilar	M	M
Compressibilidade de rocha e fluido	B	M
Fator volume de formação de fluidos	M	B

A = alta M = média B = baixa N = nenhuma

4.3.1 Definição dos Níveis de Incerteza e probabilidades

Atributos contínuos ou discretos acabam tendo que sofrer simplificações para viabilizar o processo. Os atributos são, em geral, discretizados em um pequeno número de níveis para posterior combinação (ver item de árvore de derivação). Para cada atributo considerado, faz-se necessária a definição da quantidade de níveis de incerteza e para cada nível, o valor e probabilidade associada. Conforme descrito anteriormente, a maioria dos trabalhos encontrados na literatura sugere a adoção inicial de três níveis de incerteza. Ballin (1993) sugere a utilização de até cinco níveis e Loschiavo (1999) comenta a ocorrência de agrupamentos de perfis probabilísticos de produção, condicionados a três níveis do parâmetro mais crítico e sugere, nestes casos, um maior número de discretizações. A influência do número de níveis é objeto de estudo do presente trabalho.

Para alguns atributos, muitas vezes, não é possível a definição dos casos otimista e pessimista sem a simulação numérica de fluxo, como é o caso dos dados de: análise PVT de óleo, curvas de permeabilidade relativa, originadas de ensaios de laboratório. Nesta situação, para definição do número de níveis a adotar nessa fase deve-se levar em consideração a qualidade e quantidade dos dados para seleção.

Para todos os atributos que podem ser representados por funções contínuas são necessárias padronizações das probabilidades para a definição dos valores otimista, provável e pessimista. A falta de padronização pode levar a escolhas não adequadas de quais atributos serão utilizados em fases posteriores, prejudicando a confiabilidade dos resultados.

Os níveis também devem ser escolhidos com critério. Segundo Newendorp (1975), caso sejam adotados valores otimista e pessimista com probabilidades de ocorrência muito pequenas, serão escolhidos valores extremos. Se forem adotadas, para os três níveis, probabilidades de ocorrência equiprováveis, serão considerados valores centrais, o que pode prejudicar as análises do risco, devido à concentração dos resultados (Figura 4.3). A mesma ilustra ainda a discretização em 3 níveis para um atributo, mostrando a associação entre percentis e probabilidades associadas. O efeito desse tipo de escolha também está sendo investigado neste trabalho.

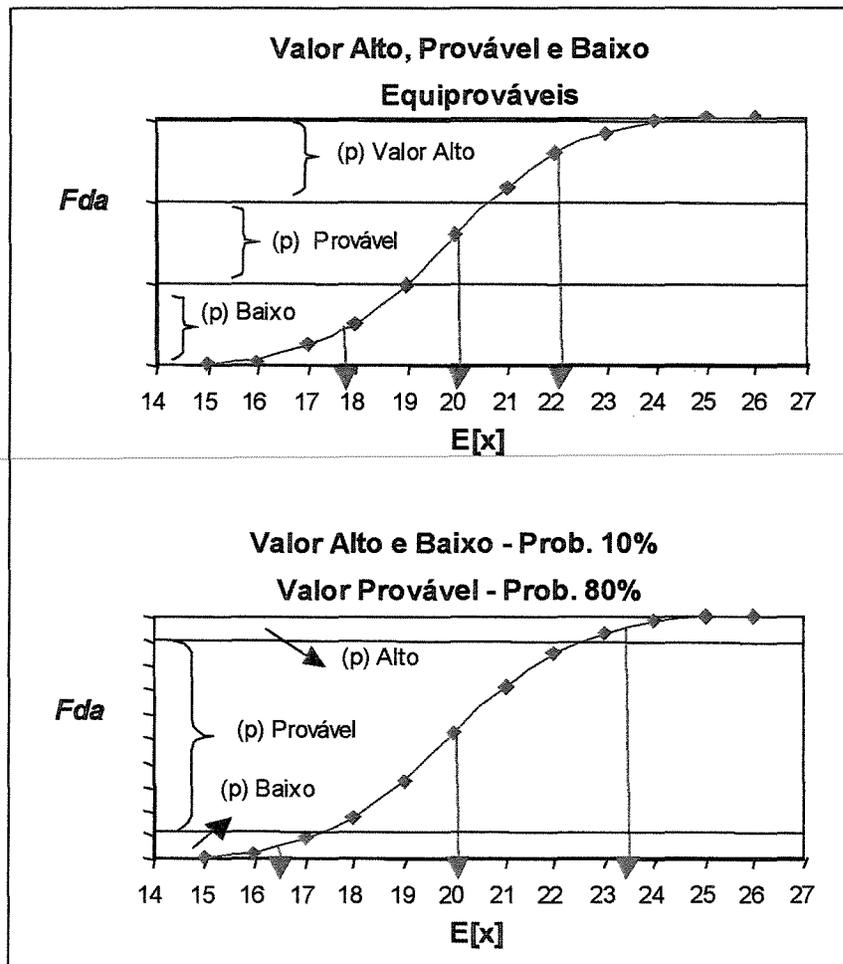


Figura 4.3: Discretização em 3 níveis com probabilidades diferentes (adaptada de Steagall, 2001).

4.4 Estratégia de produção

Após definição da caracterização do reservatório, através das propriedades relativas ao modelo geológico, com cada atributo representado pelos seus níveis incertos e probabilidades devidamente tratadas, faz-se necessário construir um modelo que represente as informações relativas ao reservatório para simulação e otimização da estratégia de produção a adotar.

O planejamento de recuperação de um reservatório depende do estágio de produção em que o reservatório se encontra inserido. Na fase de desenvolvimento, o planejamento pode ser dividido em duas fases. A primeira caracteriza-se pela escolha da estratégia, onde se realiza um estudo baseado em uma análise dos dados do campo na definição de parâmetros importantes associados à estratégia de recuperação, como: tipo de poço (produtor ou injetor) e a geometria do poço (inclinado, horizontal ou vertical). Nessa primeira fase, também se avalia a necessidade de um método de recuperação secundária (injeção de água ou gás) ou mesmo, um método de recuperação suplementar. A segunda fase caracteriza-se como definição da estratégia de produção, onde é realizado um plano de otimização. O processo de otimização, no entanto, é uma tarefa complicada, principalmente em modelos complexos e quando inúmeros poços encontram-se envolvidos.

A conotação adotada para o modelo base a ser otimizado é a de modelo determinístico, onde os atributos que o caracterizam são definidos como os mais prováveis. Inclui-se na estratégia de drenagem:

- Quantidade e localização dos poços produtores e injetores;
- Cronograma de entrada de poços;
- Mecanismos de elevação artificial;

- Condições operacionais dos poços, como: vazões limites, pressões de operação, intervalos produtores, parâmetros para recompletações automáticas.

Na estratégia de produção, objetiva-se otimizar o retorno financeiro do projeto e o fator de recuperação de hidrocarbonetos, levando-se em conta o período de tempo definido para a drenagem do reservatório. A adoção da função-objetivo a ser maximizada na otimização depende dos objetivos de cada projeto.

4.4.1 Parâmetros de produção e econômicos

Comumente, os parâmetros analisados numa previsão de produção são: a produção acumulada de óleo (N_p), a produção acumulada de água (W_p), o fator de recuperação ($Fr\%$) e como parâmetro econômico o VPL (valor presente líquido). Os dados de produção são obtidos do arquivo de saída do resultado da simulação numérica de fluxo.

A estratégia de produção que for adotada é otimizada para um caso base. Tal procedimento requer grande demanda de tempo e o objetivo final é um esquema de produção ideal, na medida do possível, para o modelo determinista.

Os custos de implantação do desenvolvimento e de produção utilizados são baseados em Pedrosa (1999). Os principais índices econômicos utilizados para o cálculo do VPL são listados:

- Preço do óleo;
- Preço do gás;
- Taxa de atratividade;
- Tributação total;
- Custos de plataforma e de facilidades de produção;
- Custo de produção de óleo;

- Custo de produção de água;
- Custo de injeção de água;
- Investimento inicial.

4.5 Análise de sensibilidade

Após a otimização do caso base, faz-se necessário avaliar o impacto de cada atributo envolvido no processo. A finalidade da análise de sensibilidade é a redução do número de atributos incertos através da escolha dos críticos, ou seja, atributos cuja inclusão no processo de análise de risco parece ter impacto importante nessa fase do estudo.

A quantidade de modelos a simular é função do número de atributos e dos seus níveis de incerteza. Para redução do número de modelos simulados é realizado um estudo de sensibilidade na identificação dos atributos críticos, objetivando um direcionamento mais criterioso dos esforços relativos à redução da incerteza, visando não apenas a quantificação da mesma, mas também a redução dos riscos de produção e econômico. A mesma é realizada através da substituição dos valores otimistas e pessimistas dos atributos incertos no caso base, através da simulação numérica de fluxo. São feitas tantas simulações quantos níveis apresentar cada atributo incerto nessa fase do estudo (que pode mudar posteriormente caso uma metodologia flexível seja adotada).

Em um exemplo de modelo constituído de quatro atributos com três níveis cada e três atributos com dois níveis cada (total de sete atributos) seriam necessárias doze simulações (incluindo o caso base) a serem executadas nessa primeira etapa das simulações (análise de sensibilidade), de acordo com a fórmula a seguir:

$$N_{\text{simulações}} = [((4 \times 3) + (3 \times 2)) - 7] + 1 = 12$$

O esforço computacional nesta etapa ainda não é tão grande. Após a simulação de cada caso, é feita uma comparação dos resultados com o caso base para analisar o desempenho de cada nível incerto. Tal análise pode ser efetuada com relação às funções-objetivo previamente definidas.

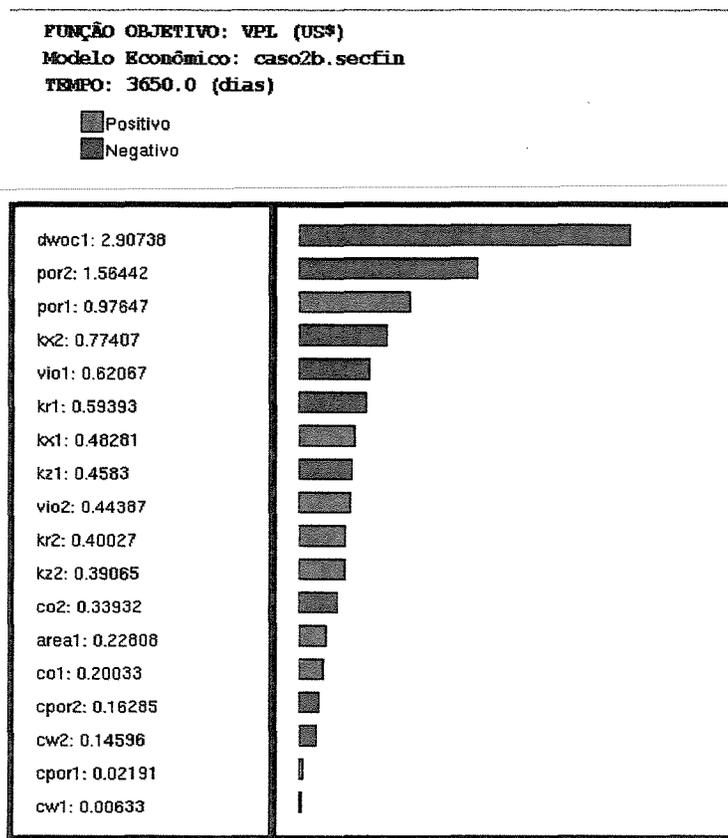


Figura 4.4: Sensibilidade para VPL (10 anos).

O critério usado para seleção de atributos críticos pode mudar bastante, dependendo da função-objetivo escolhida, tempo disponível, importância do estudo e diversos outros fatores. Embora a análise de sensibilidade possa parecer simples, a aplicação para o problema proposto neste trabalho não é trivial e tem, algumas vezes, importância significativa. Erros sistemáticos de metodologia também podem ser observados na escolha de atributos críticos. Por isso, detalhes do método escolhido são testados neste trabalho para mostrar a influência de alguns fatores considerados importantes.

4.6 Tratamento estatístico na obtenção da distribuição do risco

Após análise de sensibilidade, que permite avaliar qualitativamente a expressividade dos atributos incertos, os mesmos são combinados através da técnica de árvore de derivação, como mostra a Figura 4.5. Cada ramo final desta árvore corresponde a um modelo completo de simulação, os quais são constituídos através da combinação dos atributos críticos.

A probabilidade de cada modelo resultante é equivalente ao produto das probabilidades condicionais dos atributos que compõem tal modelo. Admitindo o padrão utilizado de três níveis incertos para cada atributo e assumindo que “n” é o número de atributos envolvidos no processo, o total de simulações nesta etapa é de 3^n . Nesta fase são executadas o restante das combinações possíveis entre os atributos selecionados e concentra um grande esforço computacional do processo.

Após a combinação dos atributos críticos envolvidos no processo, aplica-se o tratamento estatístico na obtenção da curva de distribuição do risco, como mostrou a Figura 3.14. A obtenção da curva de risco em todas as análises adotadas no presente trabalho é a principal ferramenta na tomada de decisão do processo, uma vez que se objetiva através da mesma, quantificar os valores correspondentes aos percentis: otimista, provável e pessimista. Como subsídio a um processo de tomada de decisão é usual a expressão do risco de um projeto pela apresentação de valores do VPL associados aos percentis de 10%, 50% e 90%.

Baseado nos preceitos teóricos discutidos no Capítulo 3, que definem o desvio padrão como medida de variabilidade e tendo como significado físico o grau de dispersão de uma distribuição em relação ao valor médio (Figura 3.3(a)), pode-se adotar o desvio padrão como uma forma de medida de risco.

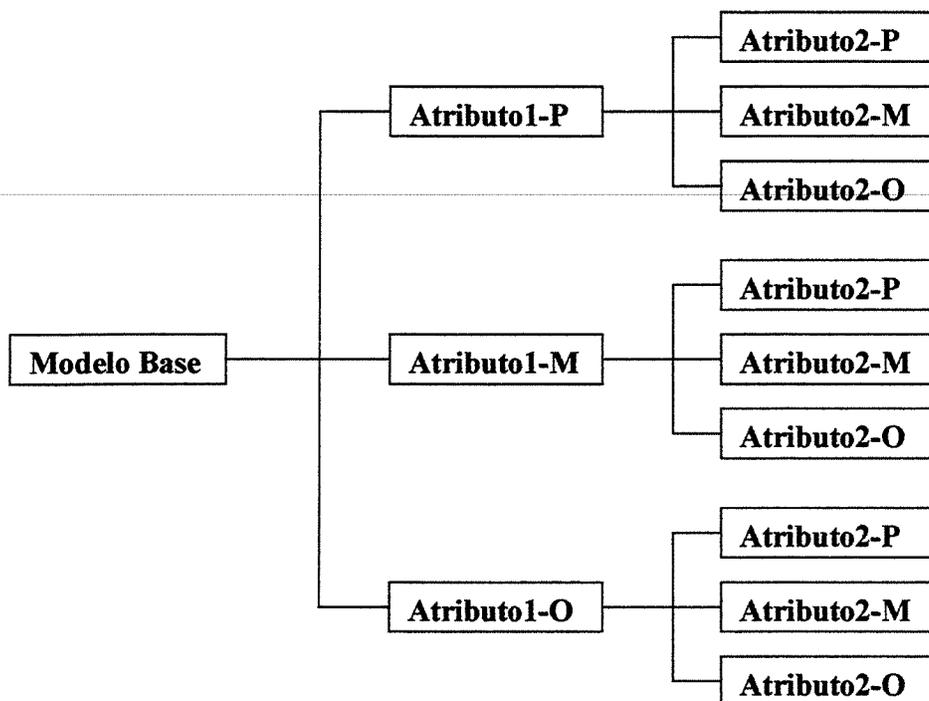


Figura 4.5: Exemplo de árvore derivativa com dois atributos e três níveis (O- otimista, M-provável ou médio, P-pessimista) (Schiozer et al., 2002)

Numa distribuição normal o intervalo entre o desvio padrão de cada lado da média contém uma probabilidade de 0.683, ou seja, a área entre $\mu - \sigma$ e $\mu + \sigma$ é 0.683. Através da *fda* verifica-se que essa variação ($P_{15.85} - P_{84.15}$) corresponde a $2*\sigma$, conforme mostra a Figura 4.6.

Além dos conceitos de relevância abordados no capítulo anterior para a fase de exploração e comuns para a fase de desenvolvimento, vale acrescentar as informações relativas ao: valor da informação e valor da flexibilização, comumente utilizados para a fase de desenvolvimento, mais importantes na fase de avaliação.

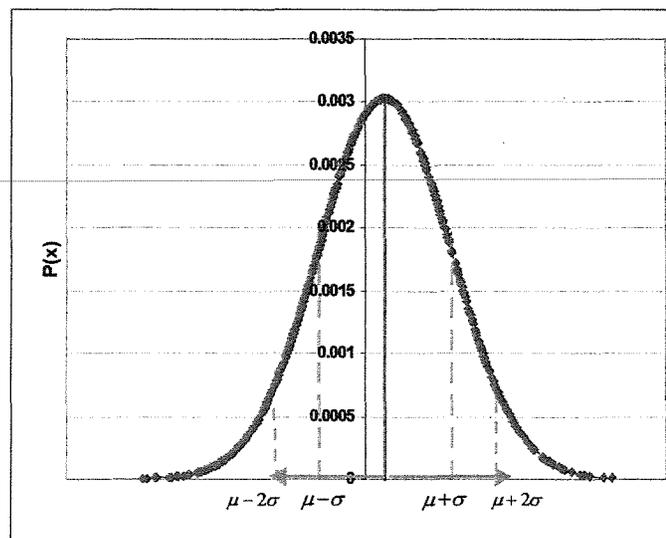


Figura 4.6: Distribuição Normal na representação do desvio padrão como medida de risco.

Valor da Informação

Um outro ponto relevante é o conceito de valor da informação que tenta identificar os benefícios que uma informação adicional pode trazer na redução do risco e, conseqüentemente, no aumento do valor esperado do projeto com a mudança de decisão que a informação pode proporcionar.

Exemplos de tipos de informação: (1) levantamento sísmico, (2) poços adicionais, (3) ensaios em laboratório, etc. Esse conceito não foi utilizado no presente trabalho, mas está diretamente relacionado com os conceitos da análise de risco. Uma possível metodologia para o cálculo desse valor se encontra no trabalho de Demirmen (1996).

Valor da Flexibilização

Outra característica importante no processo de tomada de decisão está relacionada com a possibilidade de se adiar uma decisão para minimizar os efeitos negativos de uma determinada incerteza. Em geral, uma decisão tomada mais tarde tende a levar mais dados em consideração, minimizando o risco, mas, em contrapartida, isso também pode atrasar a entrada de receitas e pode aumentar os custos. Por exemplo, um desenvolvimento de um campo por etapas pode ser interessante para os casos em que o risco é muito grande; assim, o desenvolvimento de parte do campo só é determinado após informações obtidas de uma primeira fase. O possível ganho com esta estratégia está associado ao valor da flexibilização de um projeto. O cálculo desse valor pode seguir basicamente o mesmo procedimento do valor de informação, mas a aplicação prática não é simples e merece futura investigação.

4.7 Integração de incertezas na fase de desenvolvimento

Caso a decisão seja de definir e implantar o plano de exploração do reservatório, essa fase encontra-se inserida num contexto de grandes investimentos com baixo grau de conhecimento do campo. Logo, a tomada de decisão nesse contexto configura-se uma situação de risco, uma vez que as expectativas com relação a uma decisão podem não se concretizar.

Nessa fase, o aumento do impacto de incertezas relacionado ao escoamento de fluidos aumenta significativamente e a definição da estratégia de produção é um ponto importante.

Dessa forma, para aumentar a confiabilidade do processo de tomada de decisão, incertezas relacionadas com aspectos geológicos devem ser integradas com incertezas relacionadas a aspectos tecnológicos, econômicos, definição da estratégia de produção. Evidentemente essa integração não é uma tarefa fácil, uma vez que o tratamento probabilístico gera um elevado número de modelos combinados.

Como nessa fase os atributos relacionados com a recuperação tornam-se relevantes, a estratégia de produção passa a ser um atributo incerto no processo. O ideal seria tratar a estratégia como um atributo incerto desde o início da análise. Contudo, tal combinação implicaria num elevado número de simulações, sobretudo porque outros tipos de incertezas encontram-se inseridos, e a depender do número de atributos incertos envolvidos na quantificação de incertezas, o esforço computacional e de tempo disponibilizado para a tomada de decisão aumentariam significativamente.

Nesse ponto torna-se claro a necessidade dessa integração, uma vez que a definição da estratégia de produção encontra-se associada aos aspectos geológicos (volume *in situ*, modelo estrutural do reservatório, propriedades dos fluidos, rocha, interação rocha-fluido, etc), econômicos (principalmente preços) e tecnológicos (destacando os investimentos).

As metodologias propostas até o presente momento, abordam esses aspectos separadamente. O grande desafio é encontrar meios de viabilizar essa integração, minimizando as perdas de informações. A proposta para esta integração é a adoção de modelos representativos da incerteza geológica. Após essa escolha, aplica-se, portanto, a integração com as demais incertezas. Os critérios adotados na escolha desses modelos serão analisados detalhadamente no Capítulo 7.

4.8 Dificuldades encontradas no processo de análise de risco

As principais dificuldades encontradas nesse processo se dividem em dois aspectos: (1) grande número de variáveis que devem ser consideradas, (2) esforço computacional requerido. O grande desafio do processo de análise de risco nessa fase é minimizar os efeitos ocasionados pelas incertezas que envolvem os atributos, através de métodos que possam viabilizar o processo, reduzindo assim o esforço computacional e de tempo.

Dependendo do tipo de informação que se tenha dos atributos incertos, por exemplo, imagens oriundas da simulação estocástica, a adoção desse refinamento de informações por um lado, aumentaria a confiabilidade da análise e por outro, aumentaria também o número de simulações no processo, podendo inviabilizar o mesmo.

Nesse ponto fica evidente a necessidade de simplificar o processo para justificar a viabilidade do mesmo, uma vez que se encontra envolvido um grande número de simulações. A utilização da automatização do processo, fazendo uso da computação paralela, é uma maneira de acelerar o processo. Contudo, é de extrema relevância quantificar o impacto dessas simplificações, pois dependendo do tipo de problema e objetivos do estudo, o uso das mesmas pode acarretar decisões incorretas que podem implicar num desenvolvimento sub-ótimo do campo.

Praticamente todas as referências relacionadas à análise de risco na fase de desenvolvimento com simulação adotam como padrão a utilização inicial de três níveis incertos para representar o atributo, o que não deixa de ser uma simplificação, seguida de outras simplificações dentro do processo.

Panorama de simplificações

Algumas simplificações adotadas em metodologias anteriores, com o intuito de viabilizar as análises, bem como, uma série de pontos não investigados em trabalhos precedentes, merece uma investigação detalhada com o intuito de agregar informações, objetivando aumentar a confiabilidade e viabilidade do processo. Dentre as simplificações adotadas em trabalhos precedentes, pode-se destacar: (1) a utilização de um intervalo de variação previamente definido, para determinação dos atributos críticos, (2) agregação de atributos de mesma característica, (3) a utilização de uma estratégia de produção fixa para os modelos, etc.

Dentre os pontos não validados, pode-se destacar: (1) padronização do processo de obtenção de *fda* de atributos incertos quando apenas dispõe-se de três níveis e suas probabilidades associadas, (2) como proceder na variação de níveis e probabilidades associadas aos atributos partindo da *fda* obtida, (3) quantificar a padronização de três níveis e suas probabilidades associadas para os atributos, (4) integração de funções-objetivo de produção e econômica para a análise de sensibilidade como suporte a decisão dos críticos, (5) integração de incertezas econômicas, geológicas, tecnológicas e estratégia de produção, (7) critério de escolha de modelos representativos da incerteza geológica para integração com incertezas econômica, tecnológica, etc.

Capítulo 5

Metodologia

Estabelecer um padrão de metodologias para quantificar o impacto de incertezas não é uma tarefa fácil devido à quantidade de informações que devem ser consideradas, a dependência da análise ao tipo de fase de desenvolvimento dos campos e também devido ao esforço computacional requerido em muitos casos. Contudo, dependendo do tipo de problema e objetivos do estudo, o uso de simplificações podem acarretar decisões inadequadas que podem implicar num desenvolvimento sub ótimo do campo.

A metodologia proposta tem sua justificativa na necessidade de um método de quantificação de incerteza e análise de risco com critérios de decisão e simplificação para comparação entre projetos e alternativas relativa ao plano de desenvolvimento, permitindo agilidade nos processos e respostas mais expressivas.

Objetivando tornar tal metodologia mais confiável e geral, incertezas geológicas devem ser integradas com outros tipos de incertezas, principalmente relacionadas com cenário econômico e aspectos tecnológicos. A base da metodologia é a validação de meios para acelerar o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de incertezas, principalmente geológica e econômica, minimizando as perdas de informações com resultados precisos.

Em resumo, objetiva-se na metodologia proposta:

1. Tornar o processo de fácil utilização;
2. Tornar o processo confiável;
3. Tornar o processo viável (tempo + recursos computacionais);
4. Tornar o processo padronizado para viabilizar comparações entre diferentes campos ou entre diferentes opções para um mesmo campo;
5. Proporcionar resultados no formato requerido para tomada de decisão;
6. Mostrar pontos críticos do processo da análise de risco;
7. Determinar simplificações que possam ser feitas sem perda significativa da precisão dos resultados.

A metodologia de análise de risco na fase de desenvolvimento, usada como ponto de partida no presente trabalho, tem como base os estudos desenvolvidos por Loschiavo (1999) e Steagall (2001), aplicando simulação numérica de fluxo para diversos cenários do reservatório. De uma maneira geral, a metodologia encontra-se inserida segundo a divisão apresentada na Figura 5.1.

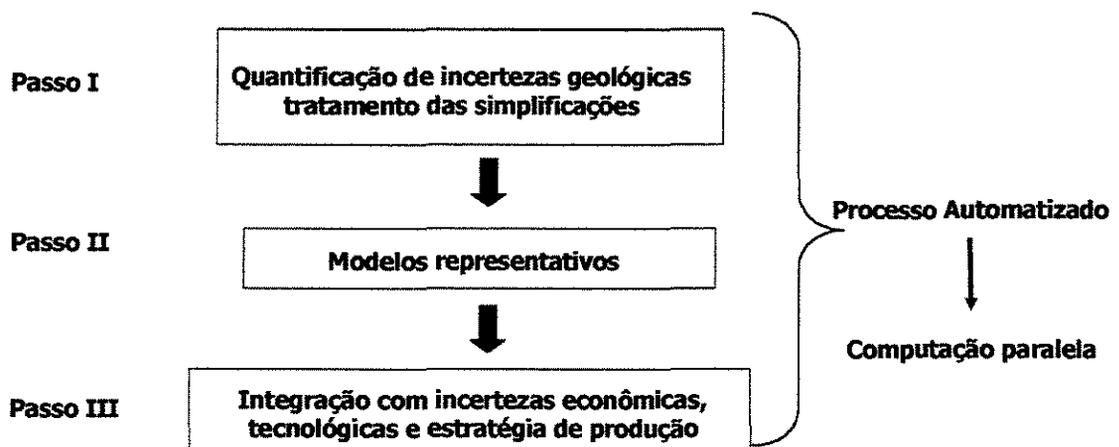


Figura 5.1: Esquema do processo de quantificação de incertezas e análise de risco

Os tópicos que envolvem esse processo são:

- Seleção e tratamento dos atributos incertos importantes (que tipo de informação é disponibilizada e como tratá-la);
- Seleção de atributos críticos (através da adoção da combinação gradativa para obtenção da curva de risco do projeto, adequando a análise ao tempo e precisão necessários para aumentar a viabilidade);
- Variação do número de níveis e ou probabilidades para atributos críticos, através das análises de redução do número de níveis, aumento da discretização de níveis para o atributo de maior expressividade e impacto da centralização de probabilidades associadas. Deve ser levado em consideração o impacto dessas discretizações no processo decisório;
- Quantificação influência da agregação de atributos com mesmas características;
- Escolha de modelos representativos para a incerteza geológica como forma de integrar e viabilizar as análises econômica, tecnológica e relativa à estratégia de produção.
- Utilização de processo automatizado e computação paralela no aumento da viabilidade das análises;
- Geração de critérios de decisão na validação da metodologia proposta.

Todos os pontos abordados pela presente metodologia caminham no sentido da padronização, da quantificação, na contribuição de acelerar o processo aumentando a viabilidade da análise de risco. Dentre as formas de acelerar o processo, incluem-se:

Processo automatizado

Uma das maneiras de viabilizar o processo é a utilização de um processo automatizado fazendo uso da computação paralela. A quantidade de tempo requerida na construção dos modelos, na simulação e na análise dos resultados pode ser bastante expressiva, portanto é importante a utilização de ferramentas que permitam executar todo o processo de maneira

automatizada, permitindo também flexibilizar mudanças referentes a: parâmetros econômicos, número de níveis e probabilidades de atributos, etc.

A ferramenta automatizada utilizada na metodologia é o software desenvolvido pelo grupo de pesquisa em simulação do Departamento de Engenharia de Petróleo (UNISIM), denominado UNIPAR, sendo utilizados os módulos: MAI (análise de incerteza), MEC (econômico) e o Módulo de Computação Paralela (MPS).

Os resultados das simulações são utilizados para o cálculo econômico, no cálculo das funções objetivo VPL, TIR e CR. Especificados os atributos críticos, os modelos de reservatório que constituem a árvore de derivação são elaborados, gerando automaticamente apenas os modelos que não constam na análise de sensibilidade, aproveitando as simulações feitas anteriormente na fase de sensibilidade.

Combinação gradativa

A combinação gradativa, que será descrita posteriormente, é uma forma de viabilizar o processo uma vez que sua utilização objetiva definir o número ideal de atributos no processo, evitando que simulações desnecessárias não sejam executadas, reduzindo assim, o esforço computacional do processo.

Tratamento de atributos críticos

Dentro do contexto de acelerar o processo com a redução do número de simulações, minimizando perdas de precisão, encontra-se o tópico relativo ao tratamento de atributos críticos, incluindo principalmente: (1) influência da variação do número de níveis e ou probabilidades associadas de atributos críticos, (2) agregação de atributos, (3) utilização de modelos representativos para integrar incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas. Através do tratamento desses atributos, objetiva-se quantificar o impacto de possíveis simplificações no processo, de maneira que garanta sua viabilidade sem perda de precisão.

5.1 Seleção e tratamento de atributos

No presente trabalho as informações relativas à definição do grau de incerteza dos atributos (níveis e probabilidades associadas) são provenientes de conhecimento especialista, portanto não fazem parte do escopo da metodologia proposta. Contudo, o tratamento dessas informações é um ponto investigado.

A primeira investigação reporta-se ao tipo de informação fornecida. As informações podem ser fornecidas através da *fda* dos atributos contínuos ou mesmo através da representação por três níveis incertos. Deve-se previamente padronizar tais informações, evitando que as análises posteriores possam ser influenciadas por uma prévia falta de padronização. O número de níveis fornecidos na representação das incertezas para os atributos envolvidos na metodologia é o padrão de três, com probabilidades associadas padronizadas para atributos contínuos.

Alguns questionamentos que surgem nesse ponto são: se esses valores referentes ao número de níveis e probabilidades precisam ser padronizados, se para o tipo de informação disponibilizada (três níveis incertos e probabilidades associadas), o que muda com a adoção de diferentes funções *fda*, etc.

5.2 Combinação gradativa

A técnica da combinação gradativa consiste em combinar os atributos críticos gradativamente até o ponto em que a incorporação de um novo atributo não influencie de maneira significativa os resultados. A grande vantagem dessa técnica é que a mesma permite investigar, passo a passo, a real magnitude de cada atributo crítico, comprovando que a definição do número de atributos a serem utilizados na análise de risco é uma decisão que deve possuir um compromisso entre a qualidade requerida dos resultados obtidos, o tempo, os recursos humanos e computacionais disponíveis.

A forma de quantificar o efeito da combinação gradativa é através da variação entre os percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}). Quando essa variação é insignificante a ponto de não justificar um aumento no número de simulações. Integrado a variação dos percentis, será adotado o desvio padrão e o valor de P_{10} - P_{90} como medida de risco e critérios de parada para a estabilização do processo.

5.3 Influência da variação do número de níveis e probabilidades associadas

Neste tópico investiga-se e quantifica-se o impacto da redução e do aumento do número de níveis e ou probabilidades associadas para atributos críticos, como mostrado por Costa e Schiozer (2002). Essas aplicações são testadas no processo, objetivando analisar qual tipo de informação que uma variação na discretização pode fornecer, bem como quantificar o número de níveis suficientes para os atributos envolvidos, de maneira que possam representar o processo, minimizando possíveis perdas de informações, aumentando a viabilidade do processo.

Quantificar o impacto da padronização de três níveis é um ponto que merece investigação. Essa análise é feita para os atributos críticos definidos pela combinação gradativa. Nesse ponto, os atributos envolvidos nessa análise devem ser representados por suas *fda*. É importante ressaltar que é preciso atenção no que tange a aplicação da variação de níveis e probabilidades associadas de atributos críticos. Uma vez dispondo da *fda* do atributo crítico em análise, qualquer variação no número de níveis, valor atribuído ao nível incerto e probabilidade associada, deve-se reportar a *fda* do mesmo na obtenção dessas informações de forma correta. Valem as restrições abordadas no Capítulo 3.

5.4 Agregação de atributos

O efeito da agregação de atributos de mesmas características foi discutido por Costa e Schiozer (2002). A agregação de atributos visa à redução do número de variáveis na análise de sensibilidade, reduzindo o número de simulações do processo. Contudo, é importante analisar qual o impacto dessa agregação na viabilidade (tempo computacional e confiabilidade) do

processo. Um outro aspecto relevante da agregação de atributos é que a mesma permite que atributos menos expressivos, na escala da análise de sensibilidade, possam ser avaliados sob o ponto de vista de manter a viabilidade do processo minimizando as perdas de informações, uma vez que com a agregação reduz-se o número de atributos críticos envolvidos e de simulações.

A metodologia proposta recomenda a utilização desse recurso para atributos incertos de mesmas características. A aplicação da agregação é focada para atributos de maior impacto no volume *in situ*, objetivando a redução do número de variáveis, minimizando as perdas de informações, reduzindo diretamente o número de simulações e, conseqüentemente, o tempo e esforço computacional.

Esse tópico é dividido nas seguintes etapas:

- (1) Definição dos atributos expressivos para o VOIS através de uma prévia análise de sensibilidade;
- (2) Combinação dos atributos envolvidos através da árvore derivativa;
- (3) Construção da curva de distribuição para VOIS na obtenção dos percentis otimista (P_{10}) e pessimista (P_{90}). Vale destacar que esta etapa não inviabiliza o processo como um todo, uma vez que não há necessidade em simular os modelos combinados, tendo em vista que o cálculo do VOIS é obtido diretamente do resultado de saída do simulador para o tempo zero de produção, representando as condições iniciais do reservatório;
- (4) Obtenção de modelos representativos para a agregação através das relações do VOIS, função-objetivo principal desse processo, com parâmetros de produção, como fator de recuperação ($Fr\%$) e parâmetros econômicos, como (VPL);
- (5) Execução da análise de sensibilidade com os demais atributos do processo global, dessa vez considerando como função-objetivo principal o VPL; e
- (6) Construção da curva de risco do processo envolvendo atributos agregados e os demais atributos do processo global na obtenção dos percentis para avaliação do impacto da agregação.

A aplicação e validação dessas análises serão mostradas no Capítulo 7. A utilização da agregação para atributos críticos de características diferentes deve ser observada com cautela, pois pode mascarar resultados, diminuindo a confiabilidade do processo.

5.5 Integração de incertezas geológicas com demais incertezas

O aspecto da integração das incertezas econômicas e relativas à estratégia de produção, após quantificação das incertezas geológicas, é abordado. Através da combinação gradativa é definido o número de atributos com impacto no processo. Até esse ponto, a quantificação das incertezas geológicas é feita sob a condição de parâmetros econômicos e de produção fixos. Considerando que a combinação dos atributos cresce exponencialmente (3^n), é de se esperar um número razoável de modelos. Portanto, identificar modelos que representem esse conjunto, minimizando as perdas de informações, é uma maneira de viabilizar o processo para análise da integração.

5.5.1 Escolha de modelos representativos

A integração de incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas com a definição da estratégia de produção é uma tarefa difícil devido à dependência entre elas e considerar todas essas variáveis juntas pode requerer um tempo computacional excessivo.

Portanto, uma forma adotada nesta metodologia para viabilizar este ponto é a utilização do conceito de modelos que representem de certa forma as incertezas geológicas e são denominados (Schiozer *et al.*, 2003) modelos representativos e definidos de forma a apresentarem valores próximos aos percentis P_{10} , P_{50} e P_{90} relativos a uma função-objetivo principal definida, com considerável variação em relação a uma função-objetivo secundária adotada, que podem ser usados para representar as incertezas geológicas. A Figura 5.2 ilustra um exemplo desse processo (modelos representativos marcados com cor verde).

Estes modelos representativos são úteis, por exemplo, no dimensionamento de instalações de produção, detalhamento posterior dos planos de desenvolvimento e avaliação da flexibilidade entre esses planos, para cada uma das expectativas de realização.

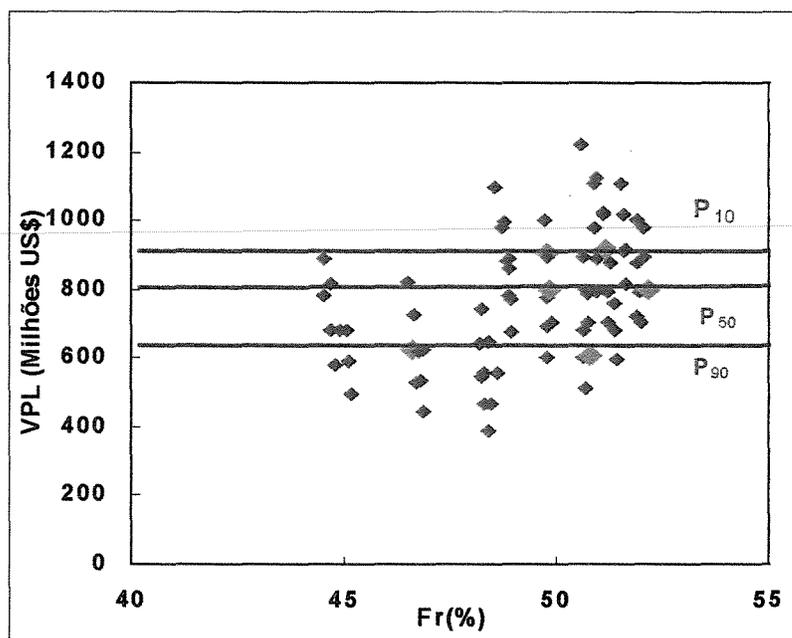


Figura 5.2: Escolha de modelos representativos das incertezas geológicas

Após a quantificação das incertezas geológicas é que as incertezas econômicas, tecnológicas e relativas à estratégia de produção serão integradas para quantificação.

A adoção de modelos representativos na representação das incertezas geológicas e integração das mesmas com as demais incertezas, é uma forma de reduzir o esforço requerido no processo, viabilizando significativamente a análise. A utilização do conceito de modelos representativos é aplicada nos trabalhos de Steagall e Schiozer (2001), Santos e Schiozer (2002), Costa e Schiozer (2003) e Ligerio *et al.* (2003).

Após a seleção desses modelos representativos, o primeiro aspecto a se avaliar é a integração com a estratégia analisando se os modelos representativos escolhidos continuam a apresentar uma estratégia de produção otimizada. Após a análise do tipo de informação disponibilizado nessa integração, a próxima integração refere-se as incertezas econômicas e tecnológicas.

Santos (2002) verifica que o ganho no VPL com a otimização de alguns modelos envolvidos no processo, comparados ao modelo base, é pequeno em relação às incertezas presentes e que as alterações na estratégia de produção otimizada e nos investimentos do projeto não chegam a ser importantes, para o caso de modelos com VPL elevado positivo. Contudo, devido às particularidades apresentadas em cada caso e a complexidade dos modelos, este ponto é investigado para cada caso analisado.

Os pontos inseridos na presente metodologia são aplicados e analisados nos capítulos procedentes.

Capítulo 6

Aplicações

A metodologia proposta no capítulo anterior é aplicada em dois campos com características geológicas e de fluidos distintas gerando cenários econômicos bastante diferenciados entre os dois casos. O objetivo dessa diferenciação é justamente propiciar uma validação concisa dos critérios decisórios e de simplificação abordados na metodologia.

O Modelo 1 representa um campo com características baseadas num campo marítimo brasileiro com alterações de heterogeneidade, propriedades de fluidos e atratividade econômica do campo. A estratégia de produção é baseada na disposição de poços verticais. O segundo modelo representa um campo de óleo pesado com características de fluido baseadas em campos marinhos da Costa Brasileira. Esse modelo além de apresentar um óleo de baixo grau °API apresenta forte heterogeneidade. A otimização da estratégia é baseada na disposição de poços horizontais. É importante ressaltar que nos dois exemplos, os dados relativos aos atributos (valores e probabilidades) são assumidos como conhecidos para que seja possível concentrar os esforços na fase de utilização desses dados para a análise de risco.

6.1 Modelo 1

O estudo é inicialmente conduzido tendo como base um reservatório marítimo da Bacia de Campos, situado em lâmina de água média de 170 m e com volume original *in situ* de aproximadamente 100 milhões de m³ de óleo de 28 graus °API. Partiu-se de um modelo misto

(dados reais e sintéticos), para o reservatório na fase de delimitação quando as informações disponíveis são limitadas apresentando um cenário regido por incertezas. Os dados disponíveis relativos às informações reais nesta fase correspondem a linhas sísmicas, alguns poços perfurados, análises PVT do óleo, análises de testes de formação, interpretação de perfis elétricos e dados de testemunho de três poços.

É importante destacar que Modelo 1 executa o processo de análise de risco de forma manual, ou seja, todo o processo de montagem e combinação dos arquivos (árvore derivativa) que representam cada modelo incerto a analisar (pré-processamento) e o tratamento dos resultados para cálculo econômico (pós-processamento) não são feitos de forma automática. Isso aumenta o tempo de análise (recursos humanos) e de simulação significativamente. As ferramentas de automatização e computação paralela são usadas apenas no Modelo 2, pois não estavam disponíveis na primeira fase deste trabalho. Esse fato contribuiu também para verificar as grandes vantagens da automatização do processo.

6.1.1 Modelagem do reservatório

Relativa a porção de informações de dados reais para o reservatório, a modelagem é realizada partindo das informações de um campo descoberto em um horizonte geológico conhecido, permitindo analogia com outros campos para sua caracterização. A geometria externa do reservatório é obtida através da interpretação sísmica.

O topo do reservatório é obtido através dos mapas sísmicos. Os dados de espessura total, netpay (espessura de rocha permoporosa) e porosidade são mapeados por geoestatística através de krigagem. Tais mapas definem o modelo geológico.

O aquífero, inferido pela modelagem geológica é limitado e de dimensões reduzidas sendo sua atuação considerada baixa. Decorre daí a necessidade de um sistema suplementar para manutenção de pressões, no caso é adotada a injeção de água no reservatório. Originalmente não

havia capa de gás já que a pressão inicial era cerca de 110 kgf/cm² acima da pressão de saturação do óleo. O mecanismo de produção do reservatório analisado no Modelo 1 é o de gás em solução.

A permeabilidade absoluta horizontal é obtida através da correlação porosidade – permeabilidade nos ensaios de laboratório de testemunhos. A permeabilidade vertical é estimada como sendo 10% da horizontal.

A caracterização do óleo realiza-se através de amostras coletadas nos testes de formação. Das quatro análises de PVT existentes, descartou-se uma devido à má amostragem. A Figura 6.1(a) mostra um exemplo de dados PVT relativos à variação do óleo com a pressão. A permeabilidade relativa do sistema água - óleo é modelada utilizando-se as correlações de Standing (1975), baseadas na pressão capilar e nos pontos terminais dos ensaios de permeabilidade relativa, como mostra um exemplo na Figura 6.1 (b).

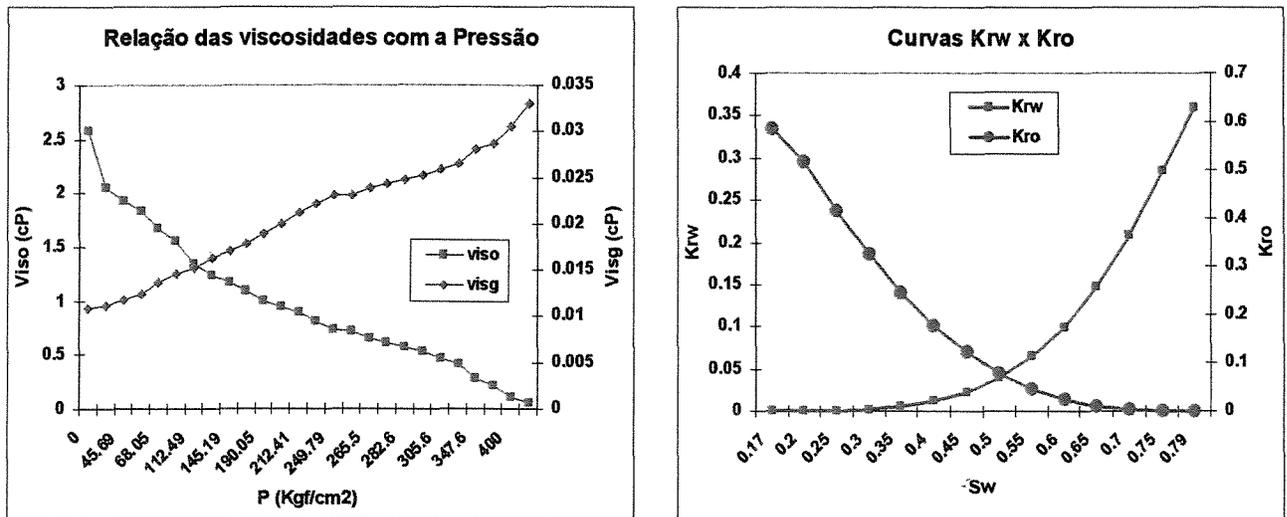


Figura 6.1: Variação da viscosidade do óleo e gás (a) e Curva de permeabilidade relativa $K_{row}(b)$

Ensaio de laboratório indicam valor médio para compressibilidade da rocha de 50.10^{-6} / Kgf/cm^2 .

A construção da malha apresenta blocos com dimensão de 150 m na horizontal, com topo e espessura variáveis. Admite-se apenas uma zona estratigráfica para o reservatório sem a presença de falhas. A profundidade do contato água – óleo, única em toda extensão é de 3100m.

As Figuras 6.2 (a) e (b) mostram os mapas de permeabilidade e porosidade obtidos por Krigagem na caracterização do modelo.

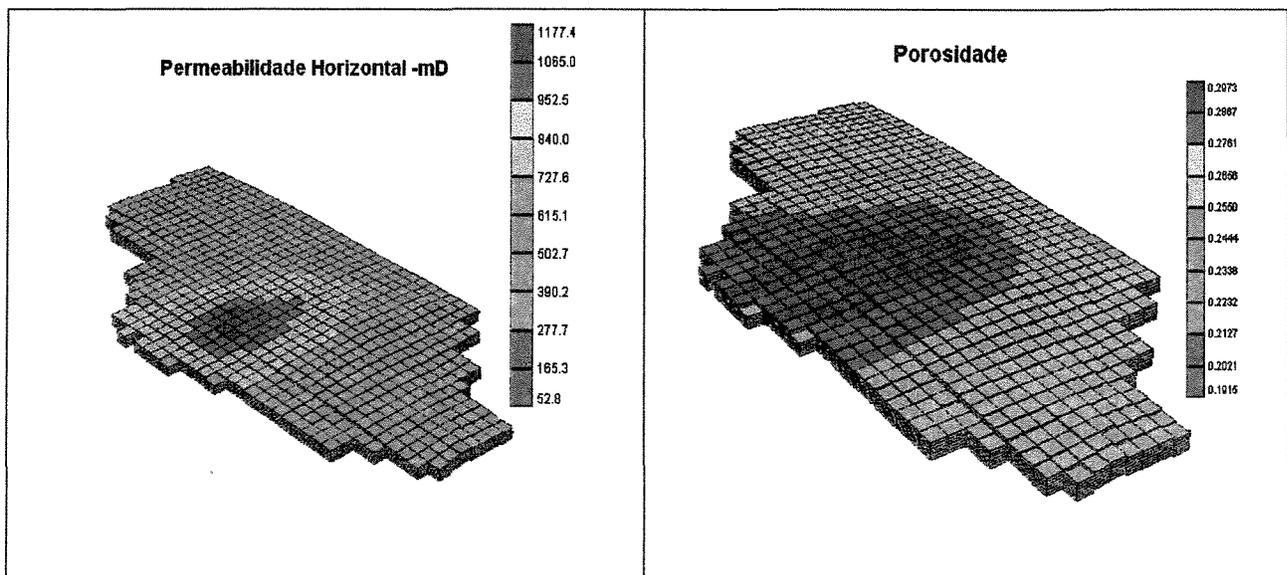


Figura 6. 2: Mapas de permeabilidade (a) e porosidade (b) - Krigagem, Modelo 1

6.1.2 Seleção de atributos

A seleção dos atributos incertos a serem analisados no problema leva em consideração a expressividade da influência desses atributos no desempenho do reservatório, abordagem feita por Camposana (1997) e apresentada na Tabela 4.1, como também as informações existentes devido à escassez qualitativa e quantitativa que rege uma modelagem de um reservatório na fase de delimitação.

Baseado nestes critérios, os atributos incertos de relevância adotados para análise no presente modelo encontram-se disponibilizados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Atributos incertos tratados no Modelo 1

Modelo Geológico	Parâmetros Rocha - Fluido
1- Geometria Externa:	Permeabilidade horizontal
Limites	Porosidade
Espessura total	Compressibilidade da rocha
2- Geometria Interna:	Compressibilidade da água
Espessura porosa	Compressibilidade do óleo
Contato	Curvas de Permeabilidade relativa krow
Permeabilidade vertical	Dados PVT

Uma vez definidos os atributos incertos a serem analisados, faz-se necessária a descrição das incertezas. Usualmente os dados são insuficientes para a determinação da *fdp* (função distribuição de probabilidade). O presente estudo encontra-se inserido na disposição dos mapas geológicos mais prováveis para atributos contínuos obtidos através da krigagem, conforme mostram as Figuras 6.2 (a) e (b).

6.1.3 Tratamento dos atributos

Como neste modelo dispõe-se de informações oriundas de mapas prováveis a incorporação da incerteza é feita através de fatores multiplicativos e de escala baseados no conhecimento especialista para definição dos valores otimistas e pessimistas com referência à probabilidade associada. Para atributos discretos, tais como: dados PVT de análises de poços diferentes, curvas de permeabilidade relativas originadas de ensaios de laboratório, a definição dos valores otimista e pessimista é obtida posteriormente a simulação. Vale destacar que as definições desses níveis incertos e suas probabilidades não fazem parte do escopo deste trabalho, sendo essas informações fornecidas por equipes especialistas.

A conotação adotada para o modelo base é a de modelo determinístico onde os atributos que o caracterizam são definidos supostamente como mais prováveis. Baseado na seleção dos atributos de relevância para o estudo do Modelo 1, a incorporação da incerteza através dos níveis incertos e suas probabilidades associadas para atributos, encontram-se apresentadas na Tabela 6.2. Para os atributos discretos é prudente quantificar quais curvas comportam-se com perfis otimista e pessimista através de simulação de fluxo.

Tabela 6.2: Atributos incertos (Modelo 1)

Atributos	Níveis incertos	probabilidades
Espessura total (Dk)	Base	0.70
	(* 1.15)	0.15
	(* 0.85)	0.15
Espessura porosa (netpay)	Base	0.70
	(* 1.10)	0.15
	(* 0.90)	0.15
Permeabilidade horizontal (Kh)	Base	0.70
	(* 1.50)	0.15
	(* 0.67)	0.15
Permeabilidade vertical (Kv)	Base	0.70
	(* 2.00)	0.15
	(* 0.50)	0.15
Contato óleo-água (Dwoc)	Base	0.70
	(+ 5m)	0.15
	(-5m)	0.15
Porosidade	Base	0.70
	(* 1.15)	0.15
	(* 0.85)	0.15
Compressibilidade (óleo-água- rocha)	Base	0.70
	(* 1.20)	0.15
	(* 0.80)	0.15
Limite	Base	0.50
	(+7%)	0.30
	(-7%)	0.20
Dados PVT	Base	0.4
	PVT1	0.4
	PVT2	0.2
Curvas de permeabilidade relativa (Krow)	Base	0.34
	Krow1	0.33
	Krow2	0.33

Dependendo do foco da análise e havendo necessidade de uma maior discretização para atributos incertos, ou mesmo variação de níveis ou probabilidades, o tratamento dos mesmos é feito baseado nas informações iniciais disponíveis. Para o presente estudo as incertezas encontram-se disponibilizadas em três níveis incertos e suas probabilidades associadas. Portanto, a obtenção de novos valores de níveis e suas probabilidades podem ser adquiridos através da obtenção da *fda* do atributo, partindo da distribuição triangular ou poligonal, conforme abordado no capítulo anterior (Figura 3.7).

6.1.4 Estratégia de Produção

Após definição da caracterização do reservatório através das propriedades relativas ao modelo geológico com cada atributo representado pelos seus níveis incertos e probabilidades devidamente tratadas, faz-se necessário construir um modelo que represente as informações relativas ao reservatório para simulação e otimização da estratégia de produção a adotar.

A definição da estratégia de produção é função, dentre outros, dos seguintes critérios:

- Características do reservatório: volume e tipo de hidrocarbonetos presentes, dimensões, forma e propriedades da rocha, necessidade de recuperação suplementar, conectividade hidráulica do meio poroso, presença de aquífero, produtividade / injetividade esperada dos poços, etc.;
- Considerações técnicas e tecnológicas: lâmina de água, viscosidade do óleo, etc.;
- Considerações econômicas: disponibilidade de caixa da empresa, metas de lucratividade, custos de poços e de instalações, etc.

Levando-se em conta os critérios anteriores, a estratégia de produção a implantar deve buscar a maximização do retorno econômico do reservatório e, dentro do possível, da recuperação final de hidrocarbonetos. Outro aspecto importante é que, num processo de análise de risco de um projeto com incertezas, a definição da estratégia deve levar em conta o fator flexibilidade para, dentro de um cenário probabilístico, poder atender a um variado espectro de realizações esperadas sem grande acréscimo ou desperdício de recursos.

A estratégia de produção é definida para o modelo base composto pelos valores dos atributos supostamente mais prováveis. A estratégia adotada é baseada no esquema *five-spot* para a distribuição dos poços verticais. Tal esquema é representado pela distribuição igualmente espaçada de quatro poços produtores e um injetor no centro. É importante destacar que a estratégia de produção não é considerada um atributo incerto.

Santos (2002) investiga que a influência da estratégia de produção originada no caso base pode ser uma boa aproximação. Desta forma, é adotada uma estratégia de produção fixa partindo do caso base. A função-objetivo principal adotada no processo da estratégia de otimização é o VPL para um período de 20 anos.

Para todos os poços são adotados os mesmos controles de produção, injeção e condições operacionais. Condições operacionais para os poços produtores:

- Completação nas três primeiras camadas;
- Vazão máxima de produção de líquido de $1500\text{m}^3 / \text{d}$;
- Pressão mínima de operação no fundo do poço de $170 \text{Kgf} / \text{cm}^2$;
- Fechamento ao atingir vazão mínima de líquido de $50 \text{m}^3 / \text{d}$.

Condições operacionais para os poços injetores de água:

- Completação em todas as camadas (total de seis);
- Vazão máxima de injeção de $1500 \text{ m}^3 / \text{d}$;
- Pressão máxima de fundo de $300 \text{ Kgf} / \text{cm}^2$.

O modelo base otimizado contempla uma distribuição de 35 poços verticais, como mostra a Figura 6.3. É importante destacar que, com relação ao atributo incerto “limite” que impacta nas dimensões externas do reservatório, para a situação otimista a otimização previamente adotada no modelo base é replicada, apresentando neste caso uma distribuição otimizada de 45 poços e para a situação pessimista, uma distribuição otimizada de 28 poços.

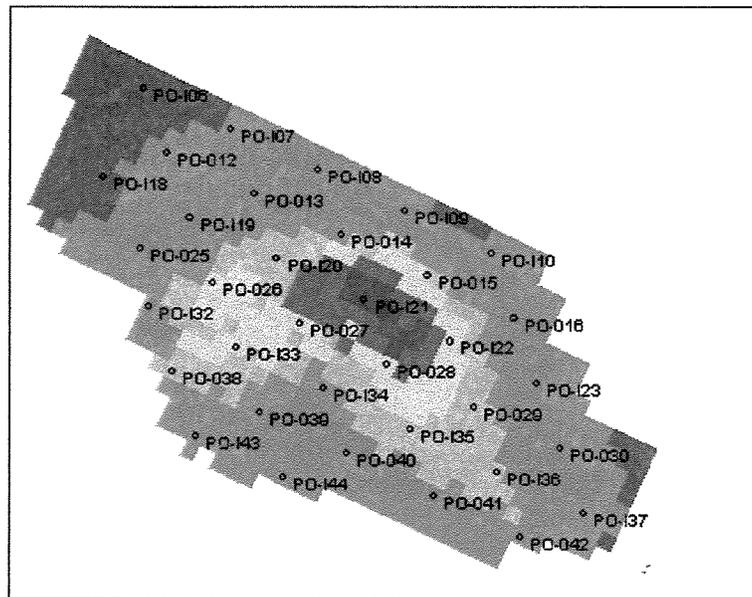


Figura 6.3: Estratégia de produção para poços verticais, Modelo 1

6.1.5 Parâmetros para Análise Econômica

Para o cálculo do valor presente líquido é utilizada uma planilha econômica simplificada desenvolvida por Santos (2002) e adaptada, capaz de fornecer a partir da inserção dos dados de produção e injeção dos poços provenientes da simulação, o VPL dos mesmos, bem como, o VPL do campo e também o volume acumulado dos fluídos produzidos / injetados.

Considera-se uma vida útil de 20 anos para este projeto de exploração. Por simplicidade não são incluídos os custos de abandono de poços e instalações, já que esses valores, se levados em conta a valor presente, seriam reduzidos em mais de 90%. A Tabela 6.3 mostra os valores econômicos adotados na obtenção do VPL do campo baseados em Steagall (2001) e Santos (2002).

Tabela 6.3: Valores econômicos adotados para Modelo 1

Valores econômicos			
Preços		Custos/Investimentos	
Venda do óleo	US\$ 18,00 / bbl	Injeção água	US\$ 0,31 / bbl
Venda do gás	US\$ 113,00 / Mm3	Plataforma	US\$ 360 MM
Custo de produção		Poço ¹	US\$ 12 MM
Óleo	US\$ 3,2 / bbl	Taxa de desconto	15%
Água	US\$ 0,31 / bbl	Tributação global média*	45%
		Investimento inicial	US\$ 100 MM

¹ (*) Referem-se respectivamente ao custo de perfuração, completção e interligação de cada poço e a tributação global média que é aplicada sobre a receita líquida.

O cálculo do VPL é um pós-processamento onde os resultados oriundos do arquivo de saída do simulador relativo aos modelos analisados são introduzidos na planilha para obtenção do VPL. É importante destacar que na quantificação das incertezas geológicas os parâmetros econômicos são tratados de forma determinística.

Numa segunda etapa, onde são escolhidos modelos representativos oriundos da quantificação das incertezas geológicas, aplica-se a quantificação das incertezas econômicas nesses modelos. Esse ponto será abordado na análise de resultados no próximo capítulo. Nessa segunda etapa os atributos escolhidos como incertos na quantificação das incertezas econômicas e suas respectivas probabilidades associadas são apresentados segundo a Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Incertezas no modelo econômico para o Modelo 1

Parâmetros	Níveis	Probabilidades
Custos e investimentos	Base	0.50
	+20%	0.25
	-20%	0.25
Preço do óleo	Base	0.50
	+30%	0.25
	-30%	0.25
Taxa de desconto	Base	0.50
	+15%	0.25
	-15%	0.25

6.2 Modelo 2

Os preceitos gerais na caracterização do reservatório adotados no Modelo 1, como: modelagem, seleção de atributos, estratégia de produção e parâmetros econômicos são utilizados na caracterização do Modelo 2. Este modelo é adaptado da 10ª solução comparativa do SPE (Christie e Blunt, 2001) descrito como uma malha regular cartesiana com relação à caracterização petrofísica.

Trata-se de um modelo sintético representando um campo de óleo pesado com características de fluidos baseadas em campos marítimos da Costa Brasileira. Este caso além de apresentar um óleo de baixo grau API, apresenta forte heterogeneidade. Segundo informações da Brasil & Energia (2003), caracteriza-se óleo pesado todo petróleo que for mais viscoso que o óleo do Campo de Marlim, ou seja, grau API <19 com mais de 20 cP no reservatório e mais de 500 cP na superfície. Já o óleo ultrapesado é aquele que é mais pesado ou mais viscoso que o petróleo com grau °API <14 e viscosidade maior que 100 cP no reservatório e mais de 10000 cP na superfície.

Para a validação da metodologia neste modelo utiliza-se o processo automatizado através do software UNIPAR para uso acoplado ao simulador de escoamento.

Este modelo encontra-se situado a uma lâmina d'água de 1000m com volume original *in situ* de aproximadamente 146 milhões de m³. Trata-se de um sistema com um contato provável (óleo – água) situado a aproximadamente 50 m do topo do reservatório, localizando-se no meio da última camada. Como nesse sistema a pressão do reservatório decai rapidamente, necessita-se de um sistema suplementar para manutenção de pressões e no caso é adotada a injeção de água no reservatório.

Para o modelo numérico relativo ao caso base (Modelo 2 com os valores supostamente mais prováveis) adota-se uma malha de 20x44x17, resultando num total de 14960 blocos, sendo 12172 blocos ativos, como mostra a Figura 6.4. Cada bloco tem as dimensões areais de 182.9 x 152.4 m, com espessura de 3.05m. As camadas são lançadas admitindo apenas uma zona estratigráfica para o reservatório.

Mapa de óleo total

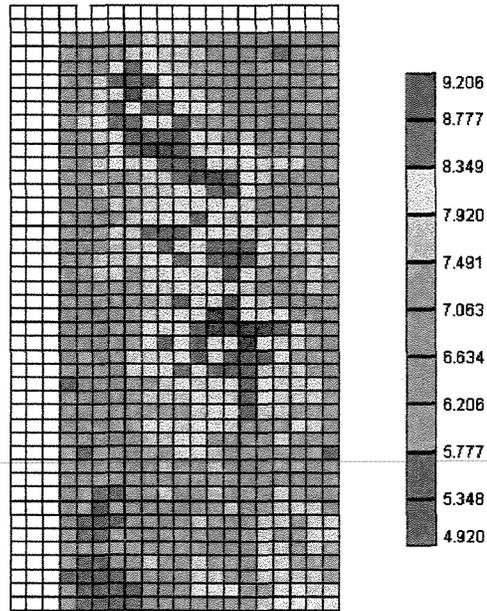


Figura 6.4: Malha de simulação, Modelo 2

Com relação a forte heterogeneidade apresentada pelo modelo, a Figura 6.5 mostra um exemplo do mapa de permeabilidade horizontal referente à Camada 1 próxima ao topo do reservatório, com variações significativas para permeabilidade entre 30 mD e 5000 mD. Algumas camadas apresentam valores de até 11000 mD.

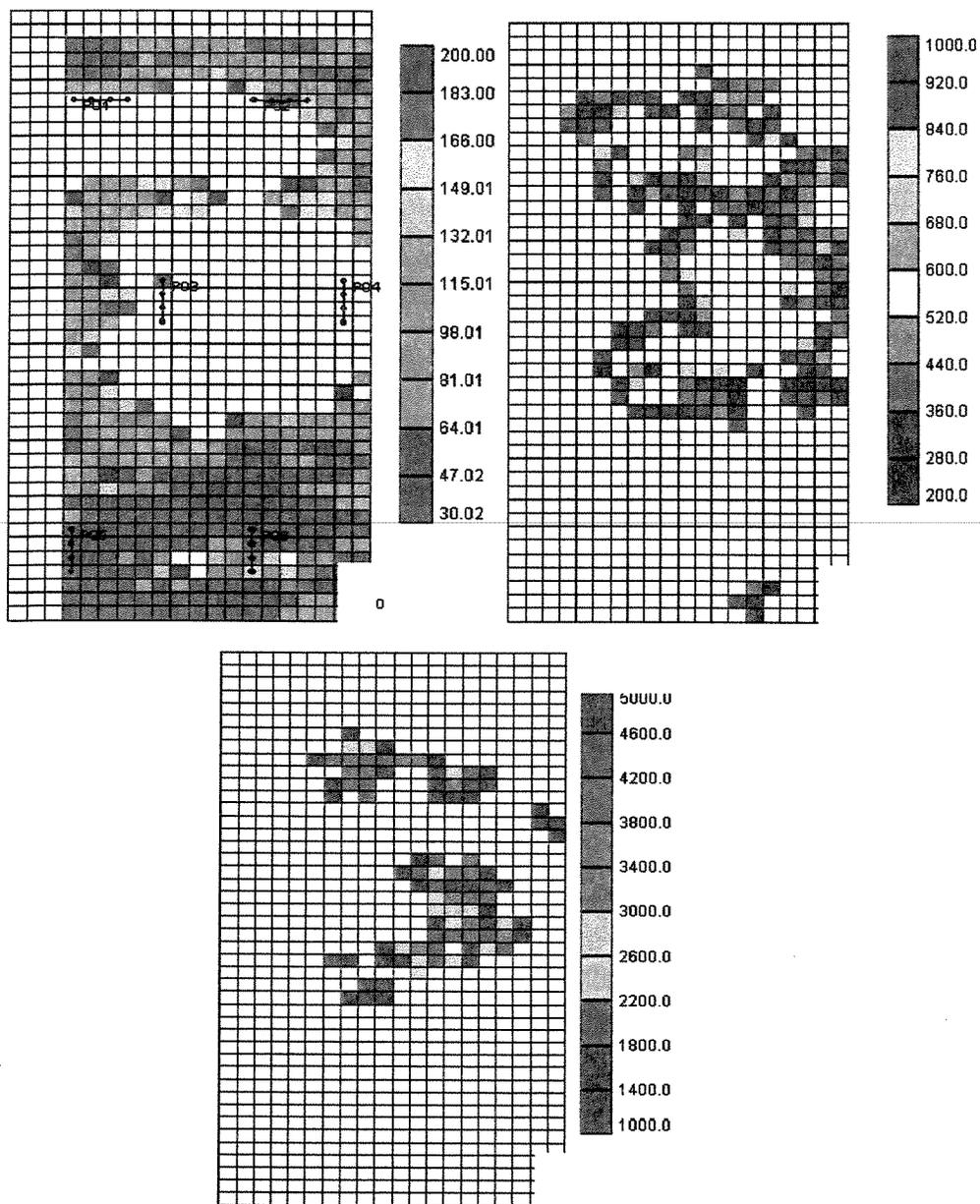


Figura 6.5: Intervalo de variação da permeabilidade horizontal na Camada 1, Modelo 2

A Figura 6.6 apresenta mapas de porosidade de algumas camadas que caracterizam o Modelo 2.

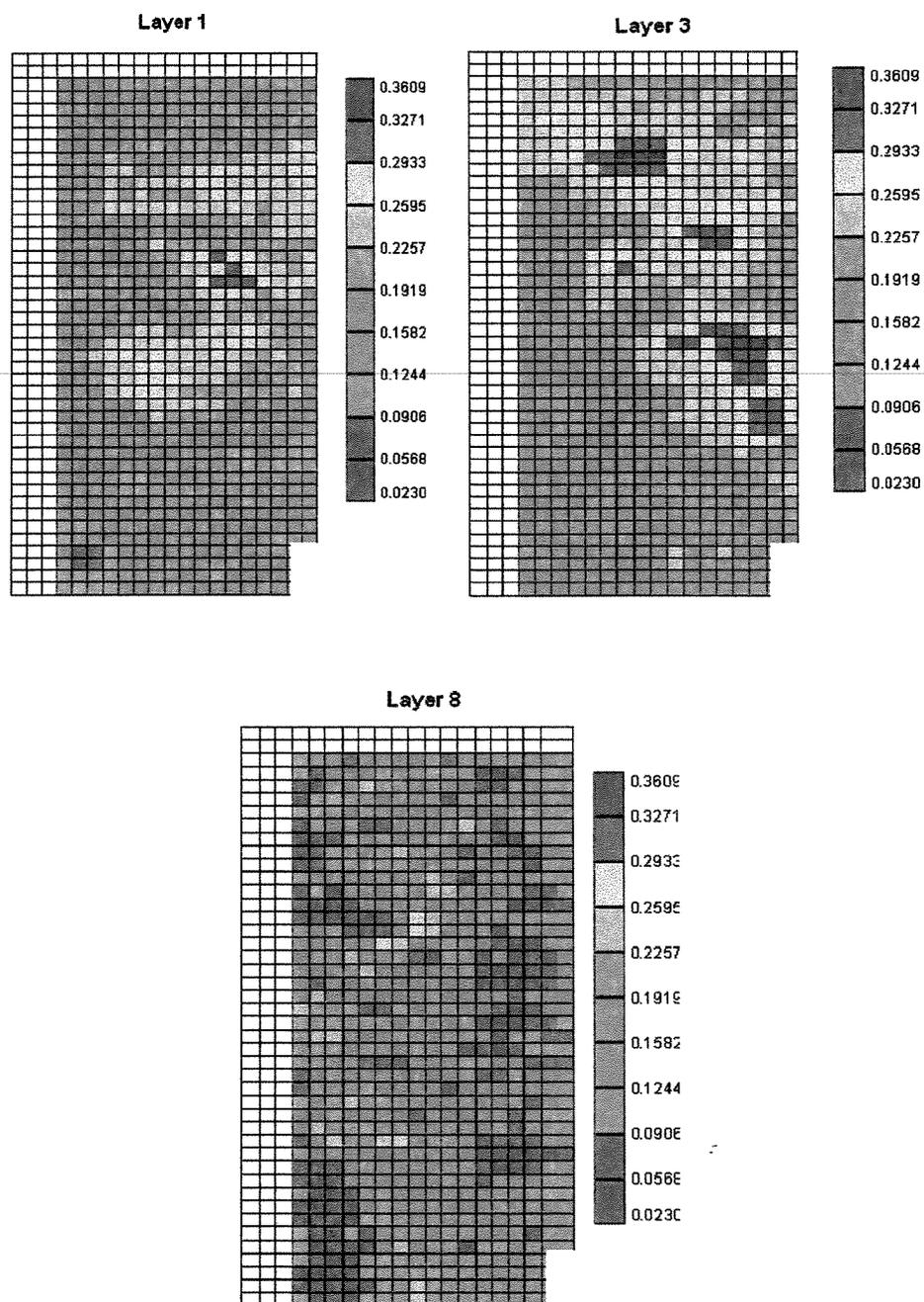


Figura 6.6: Mapas de porosidade das Camadas 1, 3 e 8 do Modelo 2.

Com relação à caracterização dos fluidos no presente modelo, os dados PVT para este caso são regidos pela viscosidade do óleo. O óleo é considerado pesado apresentando viscosidade na ordem de 40 cP. A Figura 6.7(a) mostra o comportamento da viscosidade do óleo com a pressão. A permeabilidade relativa do sistema água - óleo é modelada utilizando-se as correlações de Standing (1975), baseadas na pressão capilar e nos pontos terminais dos ensaios de permeabilidade relativa, como mostra um exemplo na Figura 6.7(b).

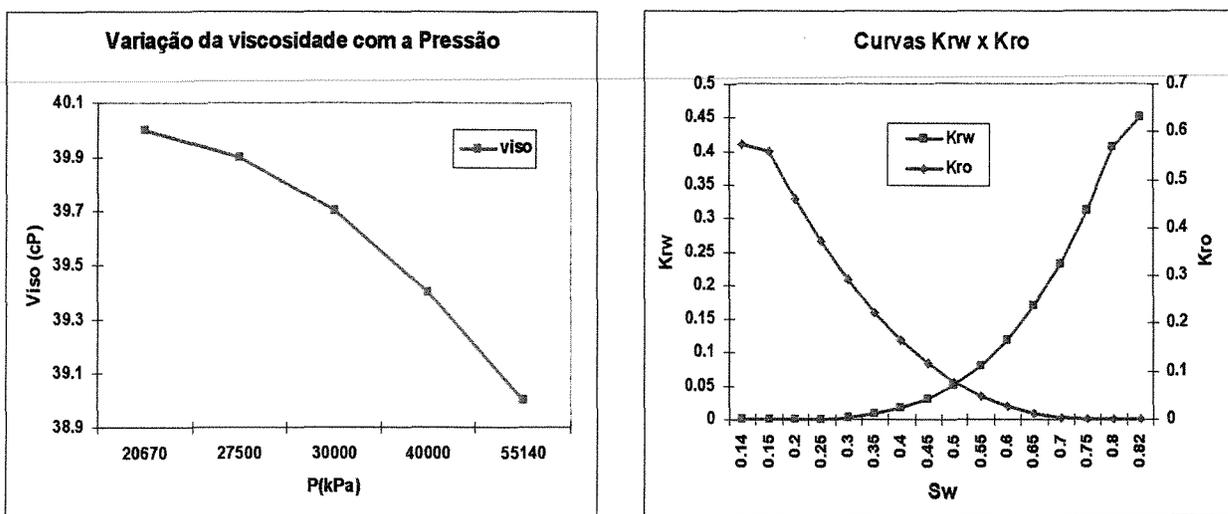


Figura 6.7: Variação da viscosidade do óleo (a) e Curva de permeabilidade relativa K_{row}(b), Modelo 2

Seguindo os preceitos adotados no Modelo 1, no que tange a seleção dos atributos de relevância para a caracterização do reservatório, os atributos incertos adotados para análise do modelo, encontram-se disponibilizados na Tabela 6.5. Conforme descrito anteriormente, tal seleção deve levar em consideração a expressividade da influência desses atributos no desempenho do reservatório e a escassez qualitativa e quantitativa que rege uma modelagem de um reservatório na fase de delimitação.

Tabela 6.5: Atributos incertos tratados no Modelo 2

Modelo Geológico	Parâmetros Rocha - Fluido
	Permeabilidade horizontal
1- Geometria Externa:	Porosidade
Modelo estrutural	Compressibilidade da rocha
	Compressibilidade da água
2- Geometria Interna:	Compressibilidade do óleo
Contato óleo -água	Curvas de Permeabilidade relativa Krow
Permeabilidade vertical	Viscosidade do óleo

Para o Modelo 2 dispõe-se da modelagem determinística do reservatório, através dos mapas geológicos mais prováveis das características de rocha, fluido e rocha-fluido, conforme apresentado nas Figuras 6.5 e 6.6. A incorporação da incerteza é feita através de fatores multiplicativos e de escala baseados no conhecimento especialista para definição dos valores otimistas e pessimistas com referência à probabilidade associada.

Baseado na seleção dos atributos de relevância para o estudo do Modelo 2, a incorporação da incerteza através dos níveis incertos e suas probabilidades associadas para atributos contínuos e discretos (disponibilizadas em três níveis incertos), encontram-se apresentados na Tabela 6.6. Portanto, a obtenção de novos valores de níveis e suas probabilidades podem ser obtidos através da obtenção da *fda* do atributo, conforme mostrado no capítulo anterior.

Tabela 6.6: Atributos incertos, Modelo 2

Atributos	Níveis incertos	probabilidades
Modelo estrutural	<i>area0</i> (Base)	0.50
	<i>area 1</i>	0.30
	<i>area 2</i>	0.20
Contato óleo-água (Dwoc)	Base	0.70
	+ 1.53m	0.15
	- 1.53m	0.15
Permeabilidade horizontal (Kh)	Base	0.70
	(* 1.90)	0.15
	(* 0.50)	0.15
Permeabilidade vertical (Kv)	Base	0.70
	(* 3.00)	0.15
	(* 0.40)	0.15
Viscosidade do óleo (Viso)	Base	0.70
	(+ 30)	0.15
	(-30)	0.15
Porosidade	Base	0.70
	(* 1.15)	0.15
	(* 0.75)	0.15
Compressibilidade (óleo-água- rocha)	Base	0.70
	(*1.20)	0.15
	(*0.80)	0.15
Curva de Permeabilidade relativa (Krow)	Base	0.34
	Krow1	0.33
	Krow2	0.33

6.2.1 Estratégia de produção

Conforme descrito anteriormente, a estratégia de produção é função de uma série de critérios dentre os quais destacam-se: características do reservatório, considerações técnicas (destacando o tipo de óleo), etc. O Modelo 2 apresenta uma forte heterogeneidade com permeabilidades verticais muito baixas e ainda, apresentando um óleo pesado.

Joshi e Ding (1996) comentam que a utilização de poços horizontais vem crescendo significativamente desde o final da década de 80. Uma das razões da utilização desses poços é a redução do número de produtores e injetores com relação à distribuição vertical, causando impacto em áreas marítimas, no que tange a redução no tamanho de plataforma, reduzindo assim os investimentos. Um outro aspecto é que a produtividade e injetividade de poços horizontais é na ordem de 2 a 5 vezes maior em comparação a distribuição com poços verticais. Abordam ainda que para alguns reservatórios de baixa permeabilidade ou de baixa permeabilidade por camada, a utilização de poços horizontais pode aumentar a produtividade e injetividade.

Um outro aspecto importante abordado pelos autores é que a utilização de poços horizontais tem dado uma grande contribuição na produção de óleos pesados. Citaram como exemplo da utilização desses poços, reservatórios delgados localizados em Saskatchewan e Alberta no Canadá onde os mesmos apresentam um óleo pesado com aquífero. Um ponto crítico em reservatórios desse tipo é a excessiva produção de água. Os autores constatam que nessa situação a utilização de poços horizontais aumenta a produtividade de 3 a 5 vezes.

Evidentemente que o desempenho desses poços depende da caracterização geológica de cada reservatório. Reservatórios com forte heterogeneidade podem também causar perfis de produção não-uniformes ao longo do comprimento do poço horizontal. Esse fator pode causar uma redução na produtividade ou injetividade do poço.

Diante dos pontos expostos e segundo as características apresentadas pelo Modelo 2, as vantagens da utilização de poços horizontais nessa situação superam as desvantagens. Uma justificativa para essa utilização é que para este modelo é aplicada uma estratégia de produção para poços verticais e uma estratégia para poços horizontais. Constata-se que para a estratégia para poços horizontais, além da expressiva redução no número de poços com aumento da viabilidade financeira do projeto (VPL), ocorre um aumento no fator de recuperação do campo.

A estratégia de produção é definida para o modelo base composto pelos valores dos atributos supostamente mais prováveis. Dessa forma, a otimização da estratégia de produção para poços horizontais é baseada nas informações relativas aos mapas de óleo total e permeabilidade horizontal. A distribuição entre poços produtores e injetores é função das informações cruzadas entre os mapas. A Figura 6.8 mostra o mapa de óleo por unidade total do campo e a Figura 6.5 um exemplo de mapa de permeabilidade.

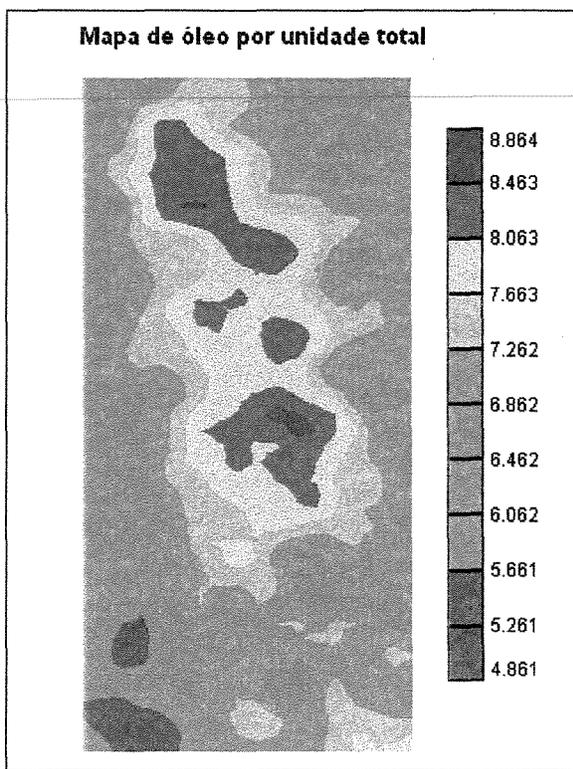


Figura 6.8: Mapa de óleo total, Modelo 2

Para todos os poços são adotados os mesmos controles de produção, injeção e condições operacionais. Condições operacionais para os poços produtores:

- Vazão máxima de produção de óleo de $2000 \text{ m}^3 / \text{d}$;
- Pressão mínima de operação no fundo do poço de $300 \text{ Kgf} / \text{cm}^2$;
- Fechamento ao atingir vazão mínima de óleo de $10 \text{ m}^3 / \text{d}$.

Condições operacionais para os poços injetores de água:

- Vazão máxima de injeção de $1000 \text{ m}^3 / \text{d}$;
- Pressão máxima de fundo do poço de $470 \text{ Kgf} / \text{cm}^2$.

O comprimento dos poços horizontais segue a disposição da malha de simulação adotada. Para poços completados na direção j, o comprimento adotado foi de 548.7 m (3 blocos). Para os poços completados na direção i, o comprimento foi de 457.2 m (3 blocos).

Dessa forma a otimização da estratégia de produção para o caso base contempla um total de 44 poços sendo 20 injetores e 24 produtores. A Figura 6.9 mostra a distribuição dos poços para a otimização da estratégia de produção.

A função-objetivo principal adotada no processo da estratégia de otimização é o VPL para um período de 10 anos. Um ponto de destaque neste modelo e um tanto quanto crítico sob o ponto de vista da viabilidade econômica do projeto, é que o campo encontra-se no limite econômico, ou seja, alguns níveis pessimistas relativos aos atributos geram modelos com VPL negativo. Tendo em vista os riscos envolvidos numa tomada de decisão sob esse cenário, a decisão de investir num plano de desenvolvimento, ou mesmo de investir em mais informações dependerá dos objetivos da empresa, sendo, portanto, dependente da tomada de decisão.

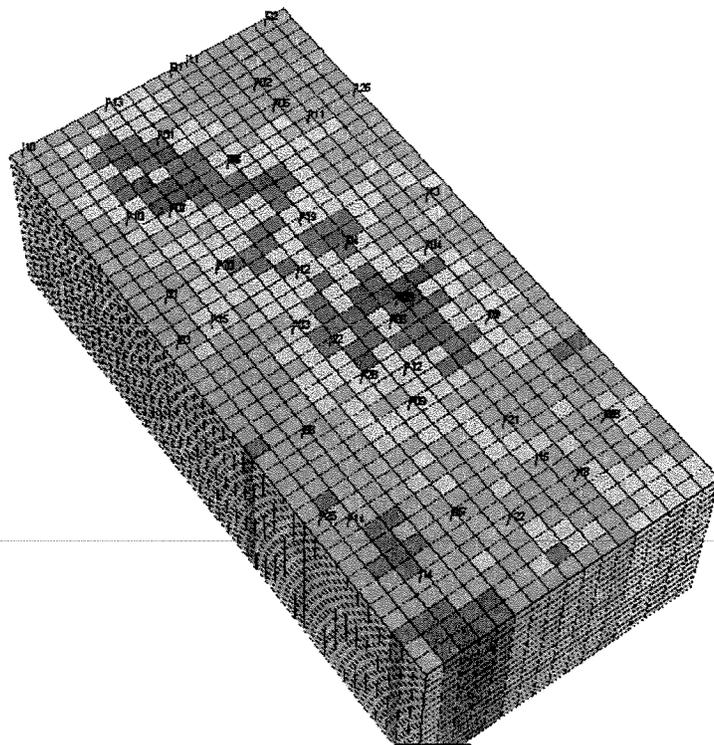


Figura 6.9: Estratégia de produção para poços horizontais, Modelo 2

Os critérios adotados na otimização desse modelo são baseados em Santos (2002), seguindo os seguintes preceitos: (1) exclusão de poços produtores que apresentem VPL negativos; (2) reordenação do cronograma de entrada a partir do VPL individual dos poços; (3) avaliação da possibilidade de realocação de poços produtores e injetores; (4) remoção de injetores menos importantes. O critério de parada é relacionado a ganhos inexpressivos que possam piorar o desempenho da otimização.

6.2.2 Parâmetros para análise econômica

Para o cálculo do valor presente líquido (VPL) é utilizado o módulo econômico (MEC) do software UNIPAR onde os resultados oriundos do simulador de fluxo acoplado são enviados para cálculo econômico, que utiliza os seguintes dados de saída do simulador:

- Produções acumuladas de óleo (N_p) para campo e poço;
- Produções acumuladas de gás (G_p) para campo e poço;
- Produções acumuladas de água (W_p) para campo e poço;
- Tempos nos quais ocorrem as produções.

Três índices econômicos são calculados:

- Valor Presente Líquido (VPL para campo e poços);
 - Taxa Interna de Retorno (TIR);
 - Coeficiente de Rendimento (CR).
-
- Uma das vantagens na utilização deste módulo é a possibilidade de avaliar mais de um arquivo com informações econômicas por vez, viabilizando o tempo de análise do projeto e as decisões a serem tomadas.

Alguns comentários sobre os valores considerados nos cálculos do fluxo de caixa são relevantes:

- O mesmo custo de abertura de poço está sendo empregado tanto para os poços injetores como para os produtores. Na prática, cada tipo de poço tem seu custo específico. Este detalhamento será realizado numa próxima versão;

- O investimento inicial e o investimento com abertura de plataforma estão sendo considerados no tempo zero (início da simulação). O investimento com abertura de poços também incide sobre o fluxo de caixa no tempo zero, mas neste último caso, nem sempre o poço começa a produzir no início da simulação, o que gera uma pequena diferença entre o valor calculado e o valor real para tempos pequenos;
- Não estão sendo considerados os custos com fechamento de poço e os custos com fechamento de campo. Estes custos serão incluídos futuramente e considerados no último tempo definido no arquivo de simulação.

Não são incluídos os custos de abandono de poços e instalações. A Tabela 6.7 mostra os valores econômicos adotados na obtenção do VPL do campo.

Tabela 6.7: Valores econômicos adotados para o Modelo 2

Valores econômicos			
Preços		Custos / Investimentos	
		Injeção água	US\$ 1,3 / bbl
Venda do óleo	US\$ 25,00 / bbl	Plataforma	US\$ 170 MM
Custos de produção		Custo poço	US\$ 12 MM
		Taxa de desconto	13%
Óleo	US\$ 3,2 / bbl	Imposto renda bruta*	50%
Água	US\$ 1,3/ bbl	Imposto renda líquida ²	25%
		Investimento inicial	US\$ 100 MM

É importante destacar que na quantificação das incertezas geológicas os parâmetros econômicos são tratados deterministicamente, isto é, sem incerteza. Numa segunda etapa, onde são escolhidos modelos representativos oriundos da quantificação das incertezas geológicas,

² Impostos incidindo primeiro na receita bruta, depois na líquida.

aplica-se a quantificação das incertezas econômicas nesse modelo. Para esta segunda etapa os atributos escolhidos como incertos na quantificação das incertezas econômicas e suas respectivas probabilidades associadas são apresentados na Tabela 6.8. Para os modelos representativos as probabilidades associadas encontram-se definidas na Tabela 6.9. Esses valores referem-se ao valor da unidade, adotando para os modelos referentes ao P₅₀ uma probabilidade de 0.2. Essas probabilidades referem-se a uma quantidade de modelos representativos igual a nove. Dependendo do número de modelos escolhidos os novos valores das probabilidades associadas devem ser calculados.

Tabela 6.8: Incertezas no modelo econômico para o Modelo 2

Parâmetros	Níveis	Probabilidades
Custos e investimentos	Base	0.50
	+20%	0.25
	-20%	0.25
Preço do óleo	Base	0.50
	+20%	0.25
	-20%	0.25
Taxa interna de retorno	Base(13%)	0.50
	15%	0.25
	11%	0.25

Tabela 6.9: Probabilidades associadas para os modelos representativos

Modelos	Probabilidades
P10a	0.066667
P10b	0.066667
P10c	0.066667
P50a	0.2
P50b	0.2
P50c	0.2
P90a	0.066667
P90b	0.066667
P90c	0.066667

Após toda a descrição relativa aos parâmetros de caracterização para os Modelos 1 e 2, os tópicos que compõem o contexto da metodologia serão aplicados e detalhados no capítulo seguinte referente a análise dos resultados.

Capítulo 7

Análise de Resultados

Os pontos principais para validação da metodologia proposta encontram-se avaliados neste capítulo através das análises de dois modelos, buscando tornar o processo de fácil utilização, confiável, viável (tempo + recursos computacionais) e padronizado. A análise dos resultados é dividida em duas partes. Na primeira, todo o processo é aplicado na quantificação das incertezas geológicas. Em segunda instância, a integração dessas incertezas com as relativas aos parâmetros econômicos, tecnológicos e relativos à estratégia de produção.

O foco das análises é nas técnicas definidas na metodologia para acelerar o processo. As mesmas buscam viabilizar o processo minimizando as possíveis perdas de informação. Conforme descritas na metodologia, tais técnicas são divididas em três grupos, destacando para a análise dos resultados as seguintes técnicas: (1) adoção de processo automatizado e uso da computação paralela; (2) técnicas de simplificação do tratamento de atributos; (3) técnicas de integração com os diversos tipos de incerteza (geológica, econômica, tecnológica) e com a escolha da estratégia de produção. Um quarto grupo possível para as simplificações, que é relativo à simplificação no modelo de simulação, não é investigado neste trabalho, pois se parte do princípio que o modelo estipulado já é o mais simples possível para modelar o processo físico sem perda significativa de precisão dos resultados.

As técnicas de simplificação do tratamento de atributos envolvem principalmente, a seleção e tratamento de atributos críticos através da variação do número de níveis e ou probabilidades associadas; adoção da combinação gradativa buscando adequar a análise ao tempo e precisão necessários para aumentar a viabilidade e análise da influência da agregação de atributos de mesmas características.

O processo para a análise dos resultados é avaliado por modelo, destacando que o Modelo 1 apresenta fraca heterogeneidade, pouca atuação do aquífero, óleo leve e uma estratégia de produção baseada na distribuição de poços verticais e o Modelo 2 caracteriza-se por apresentar um campo de óleo pesado com forte heterogeneidade, contato óleo-água situado no meio da última camada e uma estratégia de produção baseada na distribuição para poços horizontais.

7.1 Quantificação das incertezas geológicas

7.1.1 Tratamento das informações dos atributos incertos

O primeiro ponto a analisar no processo é o tipo de informação disponibilizado para os atributos incertos e a forma de tratamento dessas informações para padronização da análise, principalmente da etapa de sensibilidade.

As informações relativas aos vários atributos advêm de várias fontes e de forma diferenciada, portanto, para essa padronização, surge a necessidade de padronizar o procedimento de obtenção dos valores discretizados para cada tipo de distribuição de probabilidade. Para os modelos analisados as informações são previamente padronizadas em três níveis e suas respectivas probabilidades, como mostra a Figura 3.6 e valores relativos as Tabelas 6.2 e 6.6.

Para obter qualquer tipo de discretização é necessário fazer a mudança do nível discretizado e no caso das informações apresentadas nas Tabelas 6.2 e 6.6, deve-se fazer a transformação dos três valores numa distribuição contínua ou assumir uma forma de calcular P_0 e P_{100} (probabilidades acumuladas de 0 e 100%). Como exemplo dessa transformação pode-se

aplicar as distribuições triangular e poligonal na obtenção da *fda* do atributo, como o exemplo do atributo K_h (permeabilidade horizontal), segundo dados da Tabela 6.2, como mostra a Figura 7.1. Para a distribuição triangular, esses pontos são obtidos através do prolongamento das retas e seus valores são respectivamente, $P_0=0,58$ e $P_{100}=1,64$. Adotando a distribuição poligonal, os valores dos níveis obtidos através da extrapolação da reta para as probabilidades de 0 e 100% são respectivamente, $P_0=0,505$ e $P_{100}=1,75$, como mostra a Figura 7.2. A diferença pode ser pequena quando um grande número de atributos for considerado, mas pode ser mais significativa quando esse número for menor. A importância da padronização no tratamento de atributos serve para dar maior coerência na etapa de sensibilidade e a sugestão é a adoção da função poligonal se as informações disponíveis forem representadas pelos níveis otimista, provável e pessimista com probabilidades associadas.

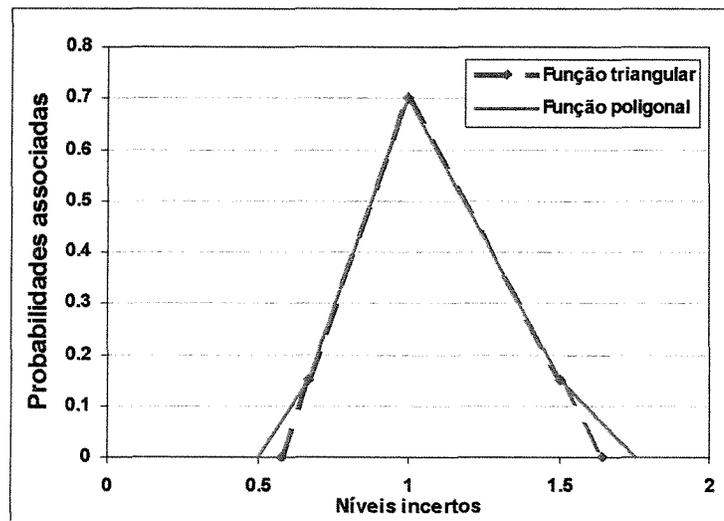


Figura 7.1: Construção das funções triangular e poligonal para K_h

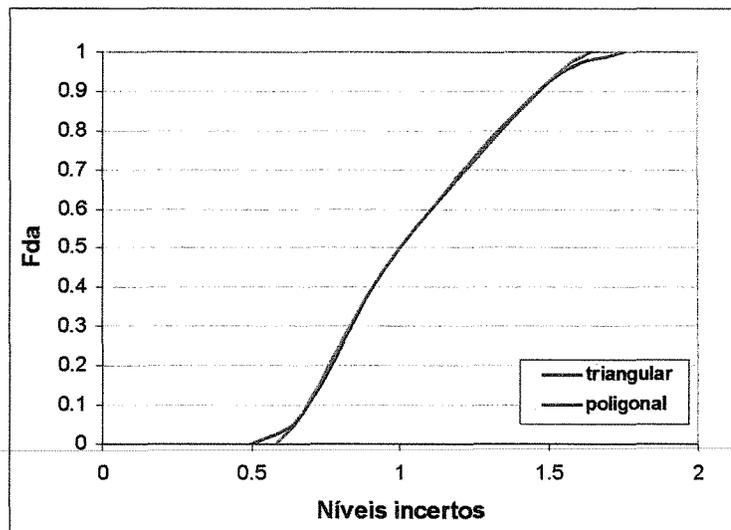


Figura 7.2: Obtenção da fda para K_h partindo das funções triangular e poligonal

Para os modelos utilizados neste trabalho, todos os dados disponibilizados apresentam as probabilidades de ocorrência padronizadas, especialmente para os atributos contínuos, embora esses dados sejam representados de maneira discreta através dos seus três níveis, conforme mostram as Tabelas 6.2 e 6.6. A validação desse tipo de informação será feita posteriormente, mostrando também o impacto da adoção de valores mais centralizados de probabilidades e a variação do número de níveis e probabilidades.

7.1.2 Medida de risco

Um outro critério definido no presente trabalho é o de especificar uma maneira de medir o risco dos projetos. Conforme os conceitos abordados nos Capítulos 3 e 4, uma forma de medir o risco do processo é através do desvio padrão.

Numa distribuição normal, $(2*\sigma)$ representa aproximadamente $(P_{16} - P_{84})$. Na indústria de petróleo, os valores de P_{10} , P_{50} e P_{90} são utilizados como padrão para medida dos valores otimista, provável e pessimista. Dessa forma, a medida de risco adotada nas análises é dada por $(P_{10} - P_{90})$. Esse valor não representa $(2*\sigma)$, mas pode ser usado como aproximação na medida de risco das análises apresentadas. A conotação de medida de risco adotada no trabalho e representada por $(P_{10} - P_{90})$ é na verdade uma medida de estabilização do processo de combinação gradativa.

A função-objetivo principal adotada nas análises é o VPL devido à relevância desse indicador numa fase onde os investimentos são elevados e a viabilidade econômica dos projetos é um fator determinante. Entretanto, é importante fazer a análise simultânea de funções-objetivo secundárias relacionadas com os parâmetros de produção como suporte as decisões, principalmente na seleção de atributos e na seleção de modelos representativos como será visto ainda neste capítulo. Os dados necessários para o cálculo do VPL são apresentados nas Tabelas 6.3 e 6.7.

7.1.3 Tipos de sensibilidades

A análise de sensibilidade é utilizada para seleção de atributos e, por se tratar de um problema com fortes não linearidades (comportamentos das funções-objetivo bastante irregulares com a variação de atributos), pode-se encontrar diferentes categorias de atributos como será visto nos Modelos 1 e 2. Objetivando facilitar a análise dos possíveis tipos, os mesmos são definidos em dois grupos. No Grupo I, atributos mais expressivos e no Grupo II, os atributos menos expressivos, como mostra a Figura 7.3. Cabe no momento uma sub classificação desses grupos.

Grupo I: Ia (distribuição não uniforme), Ib (distribuição uniforme);

Grupo II: IIa (distribuição não uniforme), IIb (distribuição uniforme) e IIc (distribuição sobreposta).

A análise destas diferentes opções é relevante, uma vez que se objetiva encontrar meios de acelerar o processo minimizando perdas de informações. Quaisquer possíveis variações nesses níveis, ou mesmo na ordem de expressividade desses atributos devem ser quantificadas com detalhes. No momento oportuno os resultados dessas análises serão discutidos.

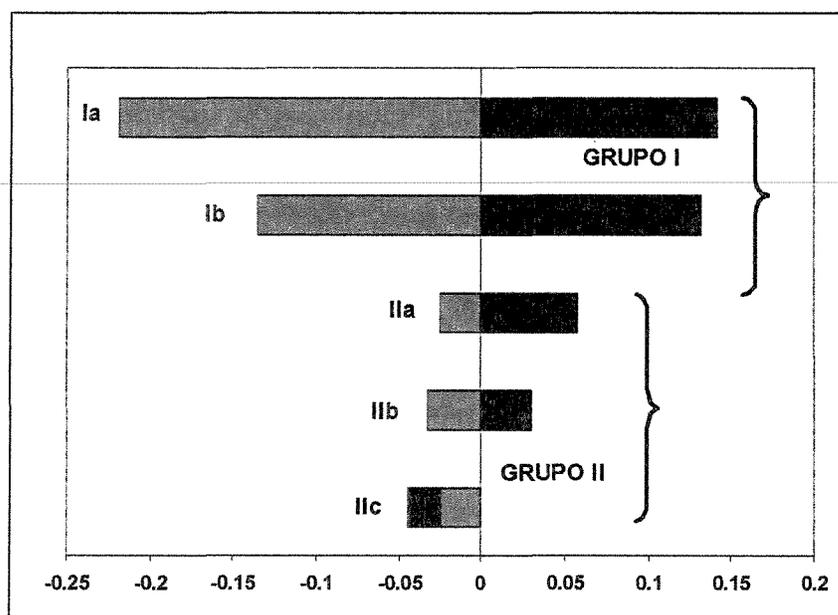


Figura 7.3: Alguns tipos de sensibilidade para atributos incertos

7.2 Modelo 1

Para análise deste caso, o processo é executado de forma manual incluindo todo o pré-processamento relacionado à montagem e combinação dos arquivos e o pós-processamento relacionado com o tratamento dos resultados para cálculo econômico. Nesse processo são executadas aproximadamente 1500 simulações. Entretanto, nem todas as simulações seriam necessárias, pois muitas são realizadas apenas para testar hipóteses que serão apresentadas a seguir.

Vale destacar que o tempo de análise desse modelo através do processo manual incluindo tempo de montagem, combinação dos arquivos e tratamento dos resultados é significativo, além de propiciar a possibilidade de erros envolvidos no pré e pós-processamentos devido ao grande número de modelos envolvidos. Dessa maneira é possível avaliar os pontos críticos desse processo e dessa forma, validar o desempenho do processo automatizado como forma de acelerar e viabilizar as análises.

Após a otimização da estratégia de produção para o caso base, é executada a análise de sensibilidade para os atributos incertos envolvidos. Esse ponto é crucial para validação da metodologia proposta, pois o objetivo é quantificar da maneira mais viável e precisa as informações disponibilizadas através da análise de sensibilidade a fim de adequar viabilidade com precisão.

7.2.1 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é realizada através da substituição dos níveis otimistas e pessimistas dos atributos no caso base, seguida de simulação numérica de fluxo e avaliação da função-objetivo. A quantidade de simulações encontra-se relacionada ao número de níveis relativos a cada atributo incerto, conforme Tabela 6.2.

As Figuras 7.4 e 7.5 mostram a sensibilidade de cada nível com relação ao VPL e N_p . Pode-se observar que a sensibilidade encontra-se diretamente relacionada com a função-objetivo adotada. Como exemplo da necessidade de avaliação das duas funções objetivo, pode-se destacar o atributo permeabilidade horizontal (K_h). Caso a função-objetivo principal fosse o N_p e esse atributo fosse caracterizado como não crítico, a não inclusão desse atributo no processo poderia acarretar em perda de informação, uma vez que o mesmo é o mais crítico com relação ao parâmetro econômico VPL. A utilização do VPL como parâmetro único de análise pode não ser adequada em alguns casos onde há pouca variação desta função, mas variação significativa nas receitas e custos. Nesses casos a utilização da produção de óleo como variável secundária torna-se necessária.

Desta forma, pode-se utilizar o VPL como função-objetivo principal, mas deve-se incluir o atributo na lista dos críticos caso a variação do VPL seja baixa e a variação de um indicador de produção (N_p , W_p , N_p atualizado pela taxa de retorno, etc.) apresente grande variação.

Vale destacar que a expressividade dos atributos pode depender também do tempo especificado. As Figuras 7.5 e 7.6 mostram este exemplo para a função-objetivo N_p considerando tempos de 10 e 20 anos. A seleção do tempo deve ser feita com cuidado e de acordo com os objetivos do projeto.

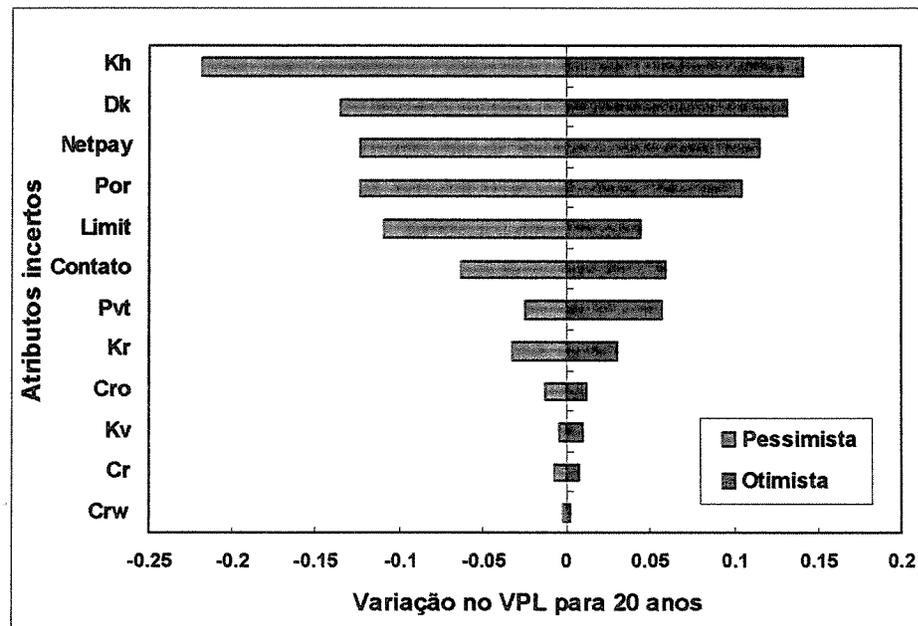


Figura 7.4: Análise de Sensibilidade para VPL (20 anos), Modelo 1

onde:

- Kh - permeabilidade horizontal;
- Dk - espessura total;
- Netpay - espessura permoporosa;
- Por - porosidade;
- Limit - modelo estrutural;
- Contato - contato óleo-água;

Kr - curva de permeabilidade relativa óleo-água;
 Kv - permeabilidade vertical;
 Cro, Co e Cw - compressibilidades da rocha, óleo e água;
 PVT - tabela de dados pressão-volume e temperatura.

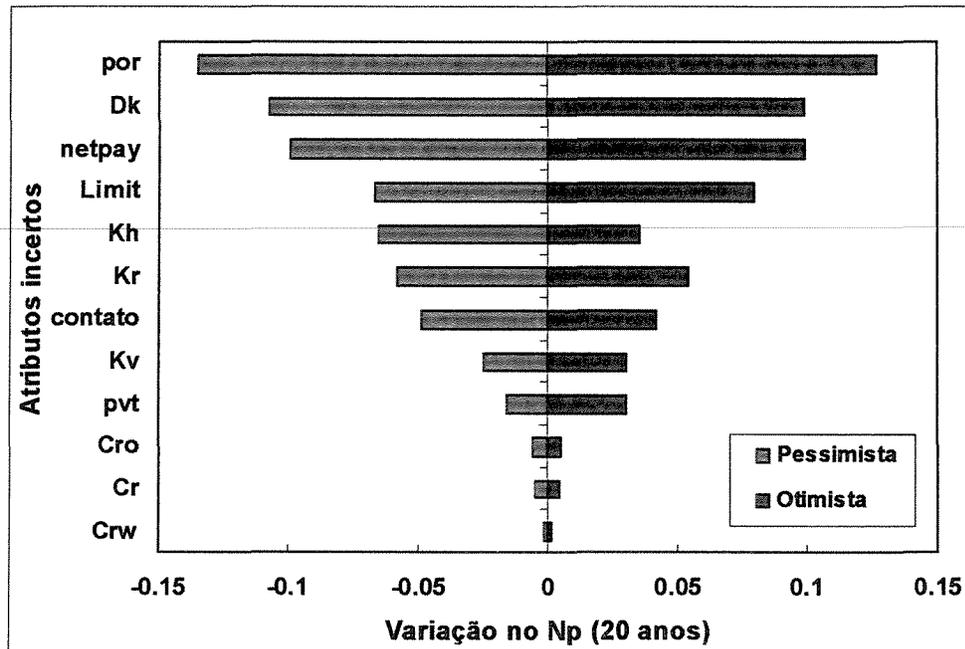


Figura 7.5: Análise de Sensibilidade para Np (20 anos), Modelo 1

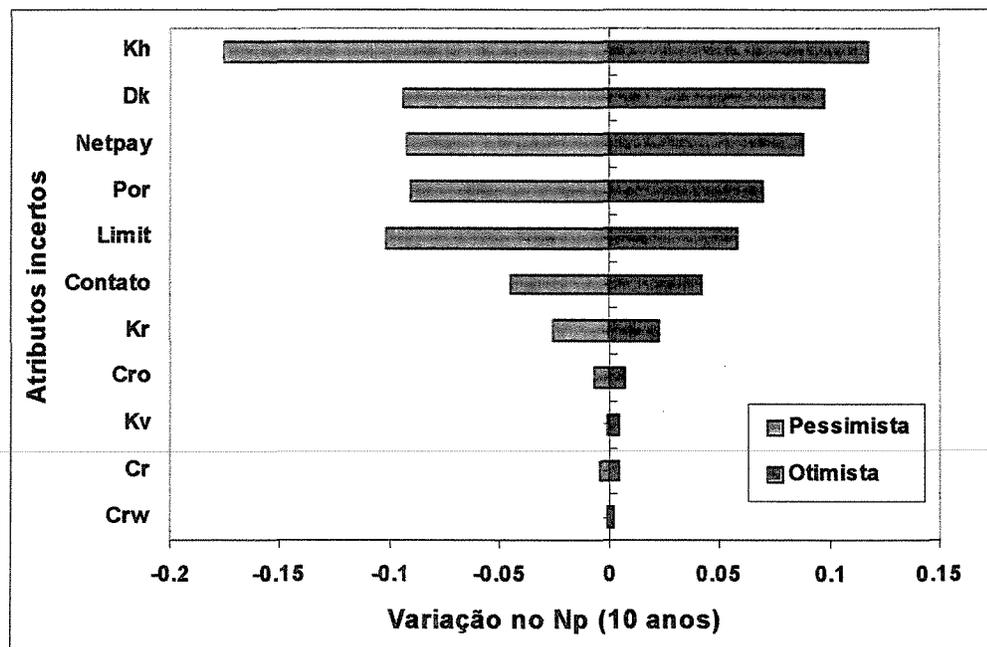


Figura 7.6: Análise de sensibilidade para Np (10 anos), Modelo 1

7.2.2 Combinação gradativa

Uma dificuldade presente em todo método de análise de sensibilidade é o nível de corte necessário para incluir as variáveis como críticas. Como a redução do número de simulações é um fator importante no processo, a melhor maneira encontrada é a utilização da combinação gradativa que consiste em combinar atributo por atributo através da árvore derivativa, simulando esses modelos combinados, efetuando um tratamento estatístico na obtenção dos percentis através da curva de risco desse processo e comparando as variações dos percentis entre cada combinação até que o processo estabilize.

O processo de combinação gradativa é efetuado até que a influência da adição do atributo subsequente seja inexpressiva na magnitude da variação entre os percentis, ou seja, até que o ganho de informações seja mínimo a ponto de não justificar um aumento no número de

simulações. A principal vantagem desse processo é evitar que simulações desnecessárias sejam efetuadas, minimizando as perdas de informações que envolvem o processo.

À medida que o número de atributos envolvidos aumenta, o número de simulações aumenta significativamente, como mostra a Figura 7.7. Nesse ponto a investigação da influência de cada atributo é medida através da variação entre os percentis de cada combinação, juntamente com a medida de risco adotada ($P_{10} - P_{90}$). O processo deve estabilizar entre os valores dos percentis, mas também para a medida de risco adotada.

A Figura 7.8 apresenta as curvas de risco obtidas para cada combinação dos atributos envolvidos e através da Figura 7.9, pode-se quantificar a atuação da combinação gradativa mostrando a variação entre os percentis calculados para cada combinação. Pode-se verificar que a influência do sexto atributo é inexpressiva em termos de variações nesses percentis em comparação com o tempo de montagem dos modelos e o aumento no número de simulações. Comparando essa proposta com trabalhos que determinam os atributos críticos adotando uma variação previamente definida com relação ao caso base, por exemplo, maior que 10% de variação (Steagall, 2001), pode-se constatar a dificuldade de se prever se o nível de corte é adequado com os objetivos do projeto, podendo gerar um número insuficiente ou exagerado de simulações propiciando a propagação de possíveis perdas de informações para o processo.

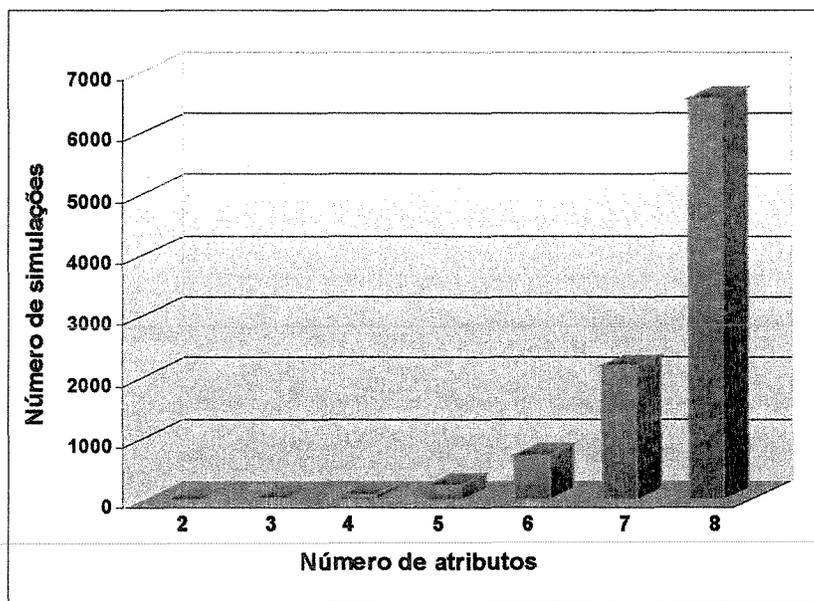


Figura 7.7: Número de simulações por combinação de atributos

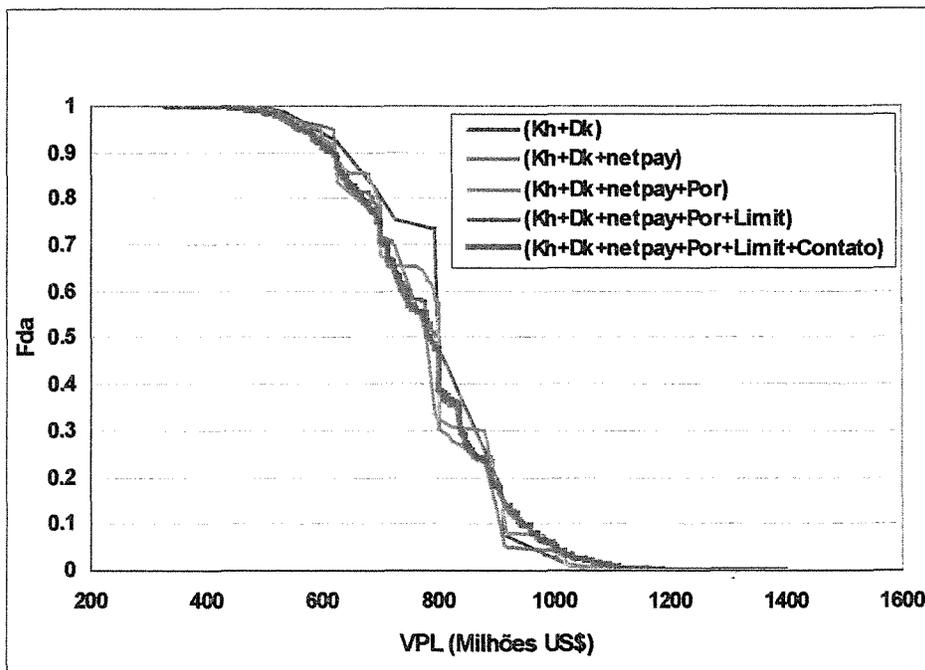


Figura 7.8: Curvas de Risco para VPL da combinação gradativa, Modelo 1

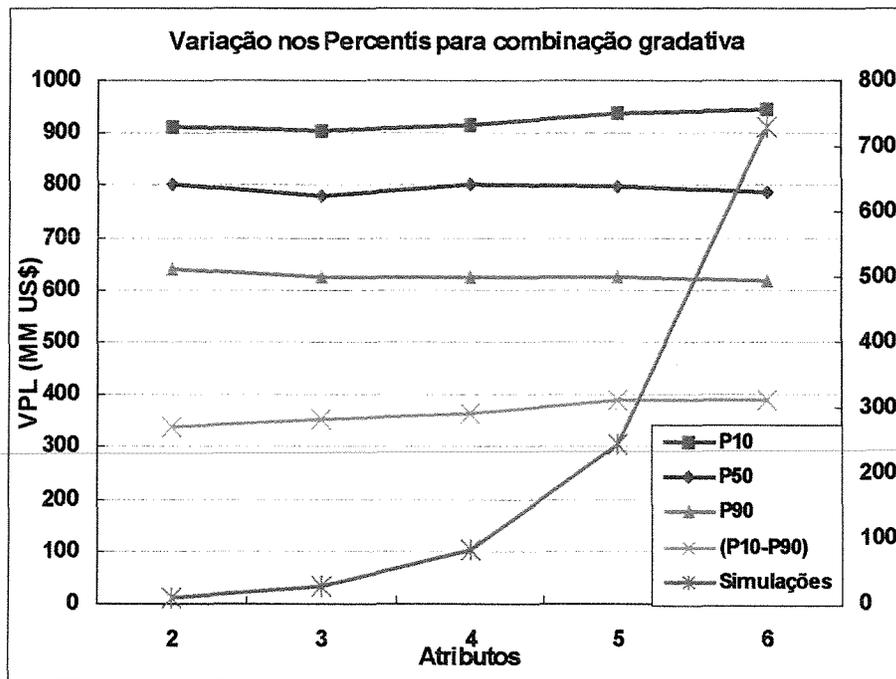


Figura 7.9: Variação nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para VPL e número de simulações, Modelo 1

7.2.3 Tratamento de atributos através da variação de níveis incertos e ou probabilidades associadas

Uma vez definidos os atributos críticos de relevância no processo, um próximo passo é a quantificação do efeito da variação na discretização dos níveis incertos que representam esses atributos através da variação do número de níveis, quantificando o efeito dessa variação com o processo original padronizado (três níveis) buscando reduzir o esforço computacional, minimizando possíveis perdas de informações envolvidas no processo.

Para o Modelo 1, o foco inicial da análise refere-se aos atributos enquadrados no Grupo I que são os mais importantes.

Quantificação do impacto da redução de níveis para atributos críticos

Reportando ao Grupo I da Figura 7.3 e considerando a análise de sensibilidade segundo a Figura 7.4, os atributos que se enquadram nesse grupo para a análise do impacto da redução de níveis são Kh (tipo Ia) e Dk (tipo Ib). Investiga-se aqui qual o impacto que a redução dos níveis dos diferentes tipos de sensibilidade causam na obtenção dos valores dos percentis através da combinação gradativa.

A probabilidade associada ao nível eliminado é adicionada à probabilidade do nível provável, como mostra a Figura 7.10. O mais correto seria combinar os dois níveis com um valor intermediário da função, mas isso acarretaria na variação do caso base e conseqüentemente, no aumento do número de simulações.

A primeira análise refere-se a redução do nível menos expressivo (otimista) para o atributo mais crítico Kh, combinando esse atributo com o segundo mais crítico, Dk (Figura 7.4). A Figura 7.11 mostra o efeito dessa redução com relação ao processo original, no qual o Kh apresenta-se com seus três níveis originais. Era de se esperar que pelo fato do Kh ser o mais crítico, a redução desse nível para uma combinação de apenas dois atributos atuasse mais expressivamente nos valores do percentis, pois a quantidade de modelos combinados é ainda mais reduzida.

Analisando o comportamento da redução do nível menos expressivo (pessimista) para o tipo de sensibilidade apresentado pelo Dk (Ib - distribuição uniforme) através da combinação com o Kh, pode-se verificar na Figura 7.11 que a redução desse nível causa variações mais expressivas nos percentis. É importante destacar que esse atributo manteve a mesma ordem de expressividade na análise de sensibilidade para Np (Figura 7.5).

Um outro aspecto que merece uma observação com relação ao comportamento apresentado por Kh, é que o mesmo com relação à função-objetivo Np (Figura 7.5) é o quarto atributo mais crítico, apresentando grande variação de expressividade quando comparado com a função-objetivo VPL. Uma hipótese é que esse seja um dos motivos para a magnitude da variação das primeiras combinações não terem sido mais expressivas.

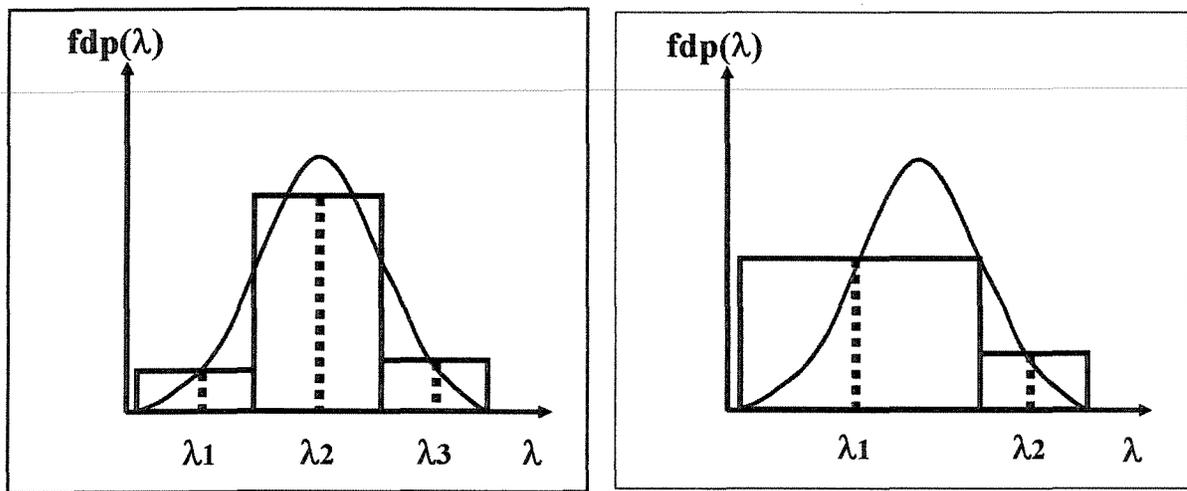


Figura 7.10: Redução de nível para o atributo através da redistribuição de probabilidade para o nível provável

Pode-se verificar também que à medida que o número de atributos combinados aumenta, ou seja, combinando os quatro primeiros atributos mais críticos (Kh, Dk, Netpay e Por), segundo Figura 7.4 e mantendo a redução do nível menos expressivo para o Kh, pode-se verificar através da Figura 7.12, que a partir do terceiro atributo combinado o impacto da redução de nível é minimizado com relação ao processo original (sem redução). A mesma análise é executada para o Dk, onde se observa o mesmo comportamento. Verifica-se ainda através da Figura 7.12, que o aumento do número de atributos combinados reduz o efeito do impacto entre os diferentes tipos de sensibilidades apresentados pelos atributos com relação as primeiras combinações (Figura 7.11).

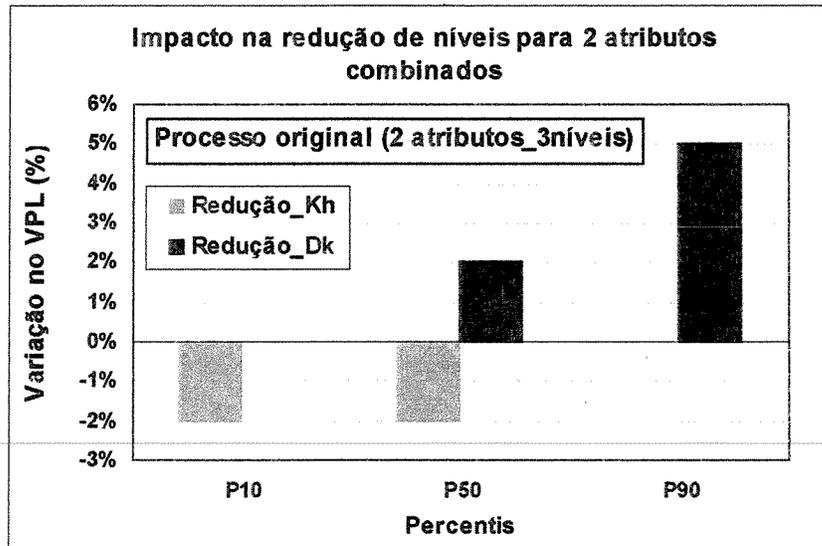


Figura 7.11: Variações entre os percentis para tipos de sensibilidade diferentes na redução de níveis, Modelo 1

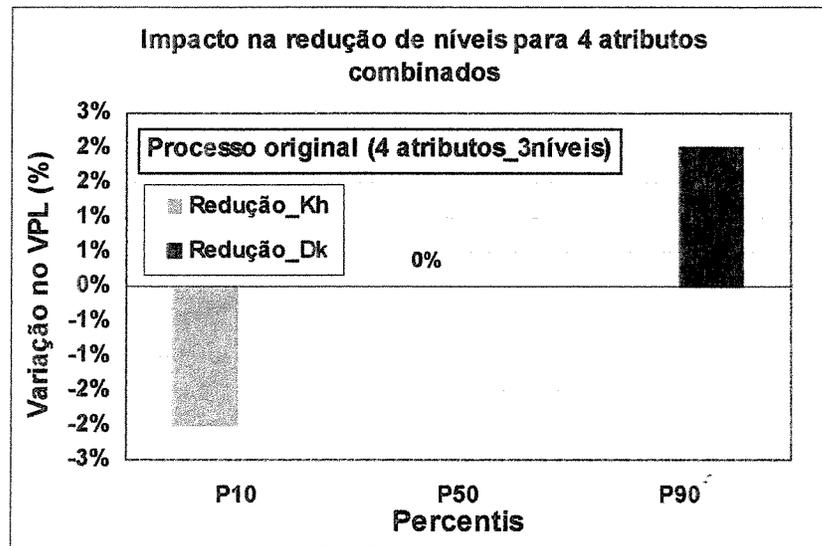


Figura 7.12: Variações dos percentis para 4 atributos combinados, Modelo 1

Uma vez que os resultados mostram que a partir do terceiro atributo combinado o efeito da redução de um nível incerto é minimizado, mesmo para diferentes tipos de sensibilidades, pode-se constatar que essas reduções além de garantir que as informações sejam mantidas, reduz o número de simulações no processo. Em função desses pontos um outro aspecto a analisar é o impacto da redução simultânea de níveis através da combinação entre diferentes tipos de sensibilidades. Nesse contexto os cinco primeiros atributos críticos são combinados (Kh, Dk, Netpay, Por e Limit), segundo a Figura 7.4, sendo aplicada a redução para os atributos Dk e Limit. As Figuras 7.13 e 7.14 mostram o efeito da redução simultânea desses níveis que apresentam tipos diferentes de sensibilidade (Ib e Ia). Pode-se verificar que a redução do número de níveis para esses atributos combinados apresenta pequenas variações nos valores dos percentis com relação ao processo original (5 atributos com três níveis para Dk e Limit), reduzindo significativamente o número de simulações no processo.

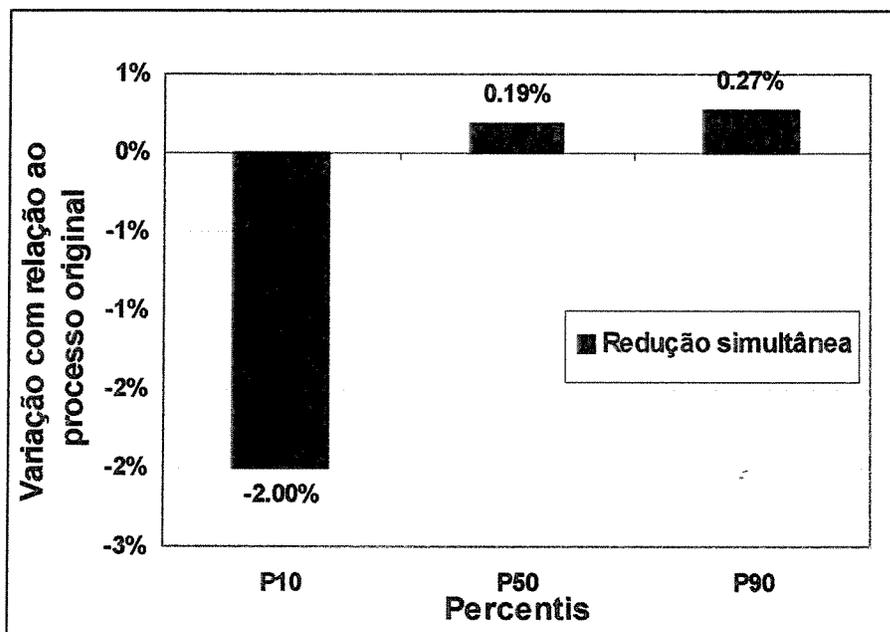


Figura 7.13: Variações nos percentis com relação ao processo original através da redução simultânea de níveis, Modelo 1

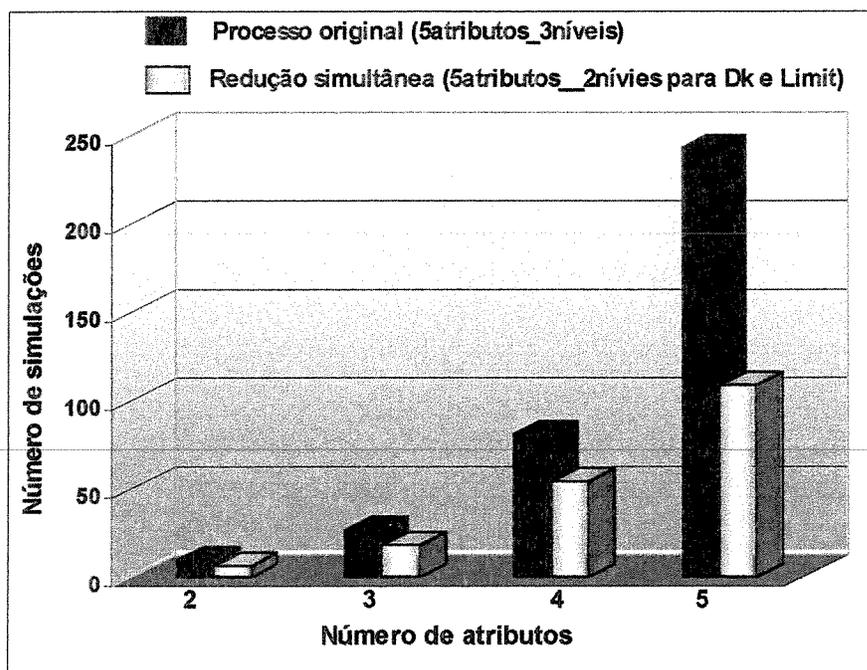


Figura 7.14: Redução no número de simulações através da redução simultânea de níveis, Modelo 1

Na redução de níveis, embora a redistribuição da probabilidade do nível eliminado para o nível provável seja utilizada, mesmo sabendo não ser o processo ideal, o impacto da redistribuição de probabilidade do nível eliminado para os níveis remanescentes é testado com relação a combinação dos cinco primeiros atributos (Figura 7.4) sendo reduzido o nível menos expressivo para o atributo Limit. Nessa análise a probabilidade do nível descartado (otimista) é redistribuída igualmente para os níveis remanescentes, nesse caso o provável e o pessimista. Observa-se que parte da redistribuição locada para o nível pessimista aumenta sua probabilidade de ocorrência e sua atuação, reduzindo o valor dos percentis em aproximadamente 3%. Em termos quantitativos essa variação pode não ser expressiva, contudo na combinação com outros níveis esse efeito pode ser propagado e interferir nos resultados, conseqüentemente nas decisões. A Tabela 7.1 mostra a variação dos valores para os percentis após essas diferentes redistribuições.

Tabela 7.1: Variações nos percentis para diferentes redistribuições de probabilidade

	P10 (Milhões US\$)	P50 (Milhões US\$)	P90 (Milhões US\$)
Original	937	798	624
Redistribuição para o caso base	-1.3%	-0.6%	-0.96%
Redistribuição para os níveis remanescentes	-3.2%	-2.63%	-2.88%

Os resultados apresentados mostram que a integração de funções-objetivo é um bom indicativo da real estabilização do processo de combinação gradativa minimizando perdas de informações, mostrando que a combinação gradativa é importante para quantificar a magnitude do atributo no processo de estabilização e que o tipo de sensibilidade é relevante na redução de níveis nos primeiros estágios de combinação e que, à medida que o número de atributos combinados aumenta, (nos casos estudados, maior que três), o efeito da redução de níveis para diferentes tipos de sensibilidade é minimizado, além de reduzir significativamente o número de simulações. Observa-se também que a redistribuição da probabilidade do nível descartado para o nível provável (base) é a melhor maneira de minimizar possíveis perdas de informações nos resultados.

Aumento do número de níveis incertos

Newedorp (1975) comenta que o aumento no número de discretização pode apresentar resultados mais precisos, mas deve-se avaliar a viabilidade do processo. Lóschivo (1999) mostra que quando um ou dois atributos dominam a incerteza presente no problema, eles devem ser discretizados em mais níveis.

Este ponto é testado neste trabalho e embora essa idéia possa parecer contrária a viabilidade do processo, uma vez que o número de simulações aumenta, esse tipo de análise possibilita avaliar o tipo de informação disponibilizada nesse processo fazendo com que todos os

atributos comecem com três níveis e que o aumento nesse número só seja feito em caso de necessidade, economizando simulações desnecessárias.

A análise é executada combinando os quatro primeiros atributos mais críticos e discretizando em cinco níveis o mais crítico do processo, a permeabilidade horizontal (K_h), como mostra a Figura 7.4. Uma vez que as informações disponíveis reportam-se aos níveis otimista, provável e pessimista e suas respectivas probabilidades, faz-se necessário a obtenção da *fda* do K_h .

As informações relativas aos níveis e probabilidades encontram-se disponibilizadas na Tabela 6.2. A *fda* do atributo é obtida, partindo-se de uma distribuição poligonal, conforme mostram as Figuras 7.1 e 7.2. A partir da *fda* adota-se uma discretização de cinco níveis. Esses níveis são escolhidos de forma a preservar os três níveis iniciais do atributo (Tabela 6.2) aproveitando as simulações já realizadas, como mostra a Figura 7.15.

A primeira análise é avaliar que tipo de informação esta discretização disponibiliza. Após a definição dos níveis incertos, executa-se uma combinação dos quatro primeiros atributos críticos sendo o K_h (cinco níveis) e os demais atributos permanecendo com os três níveis incertos originais para o cálculo dos valores dos percentis para essa análise. Pode-se verificar através da Figura 7.16 que as variações para os percentis são pequenas comparadas com o processo original. Sob esse prisma, essa análise pode não ser atrativa, uma vez que o aumento no número de simulações não justifica as pequenas variações apresentadas.

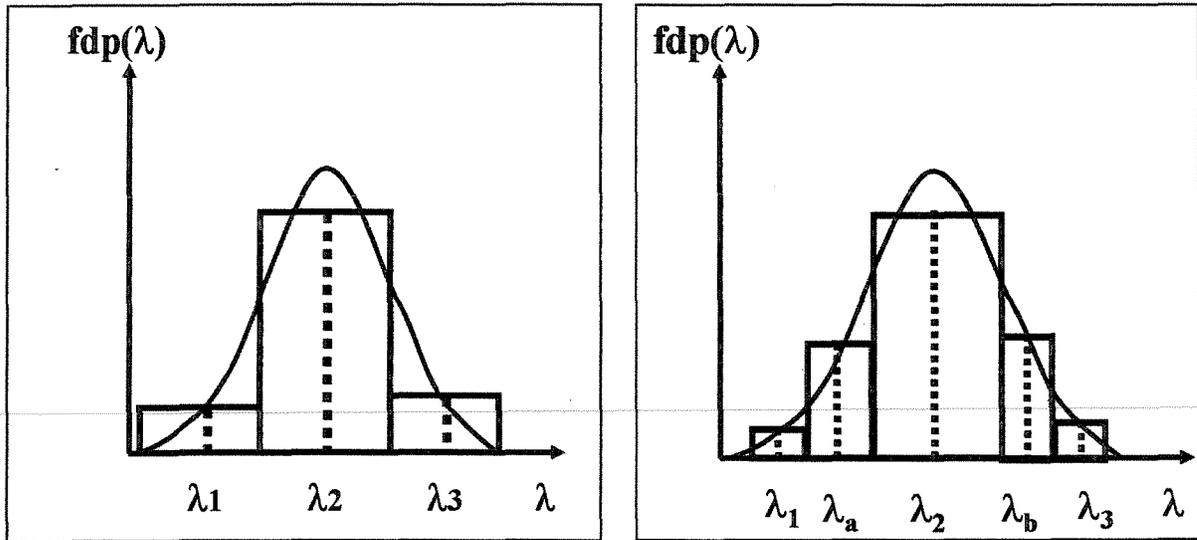


Figura 7.15: Discretização através do aumento de níveis mantendo os três níveis iniciais para atributo

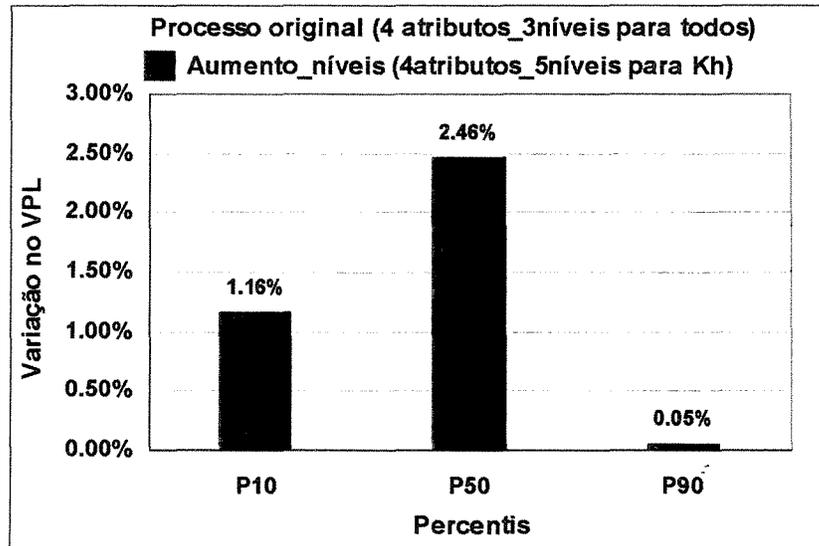


Figura 7.16: Variações nos percentis para o aumento no número de discretizações para Kh

Em contrapartida, comparando os valores de VPL para este processo que combina os quatro primeiros atributos considerando o mais crítico com cinco níveis, com o processo original que combina os cinco primeiros atributos mais críticos todos com três níveis, pode-se analisar o ganho de informações nessa discretização uma vez que, o processo de aumento de níveis considera um número menor de atributos para o processo de estabilização apresentando valores de VPL muito próximos ao do processo original, que apresenta um número maior de atributos combinados, conseqüentemente de simulações envolvidas, como mostram as Figuras 7.17 e 7.18. Contudo, um fator ainda mais importante nesse contexto é quantificar se esses processos diferentes convergem para a mesma magnitude de variação para o VPL. A Figura 7.19 confirma a magnitude da convergência entre os processos.

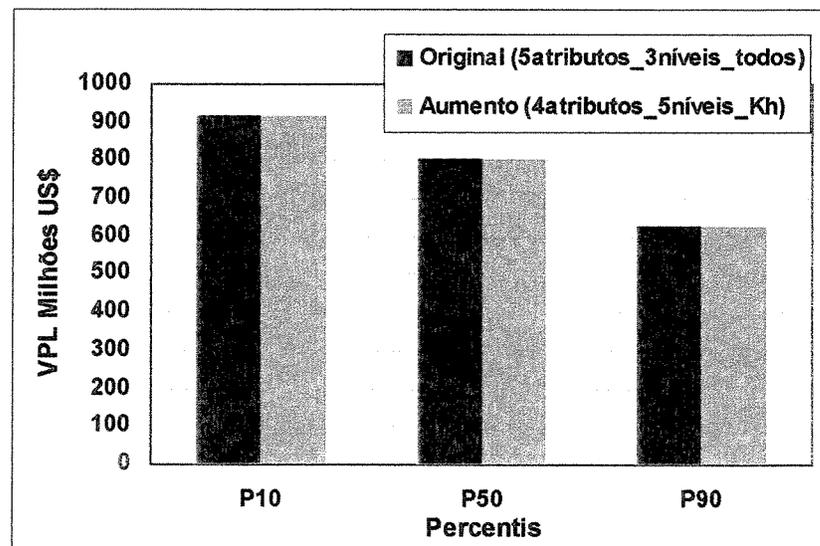


Figura 7.17: Comparação entre o processo de aumento da discretização (4 atributos) com o processo original combinado por 5 atributos, Modelo 1

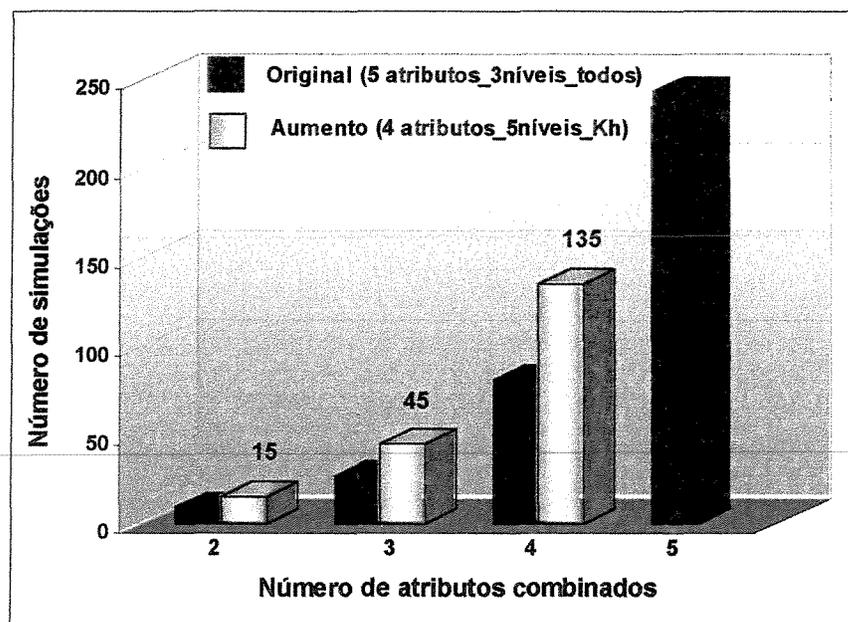


Figura 7.18: Variação no número de simulações entre os processos original e aumento do número de níveis, Modelo 1

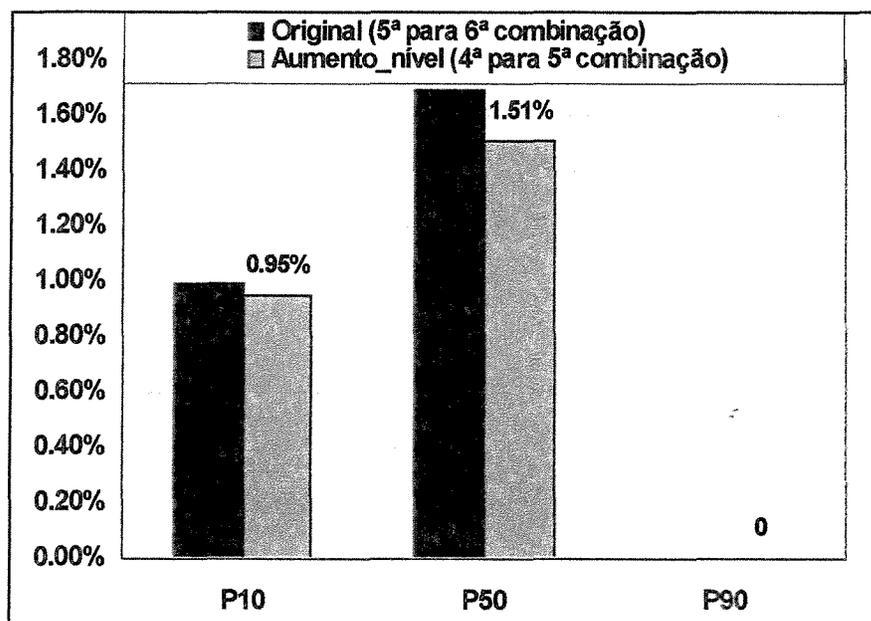


Figura 7.19: Magnitude das variações entre os processos original e aumento do número de níveis, Modelo 1

Um outro aspecto relevante é atentar para a correta obtenção da *fda* do atributo para o processo do aumento de níveis. Essa análise é baseada na combinação dos quatro primeiros atributos com aumento de nível para o Kh (Figura 7.4). Se a construção da distribuição poligonal for incorreta, esse erro irá se propagar para a *fda* do atributo, conseqüentemente na obtenção de níveis errados. A Figura 7.20 mostra que um erro na definição da distribuição poligonal (no caso, a adoção errada dos valores correspondentes as probabilidades de zero e cem por cento) apresenta um aumento de aproximadamente 10% na variação para o percentis pessimista quando comparado ao processo correto, como mostra a Figura 7.16, podendo levar a decisões equivocadas dentro do contexto.

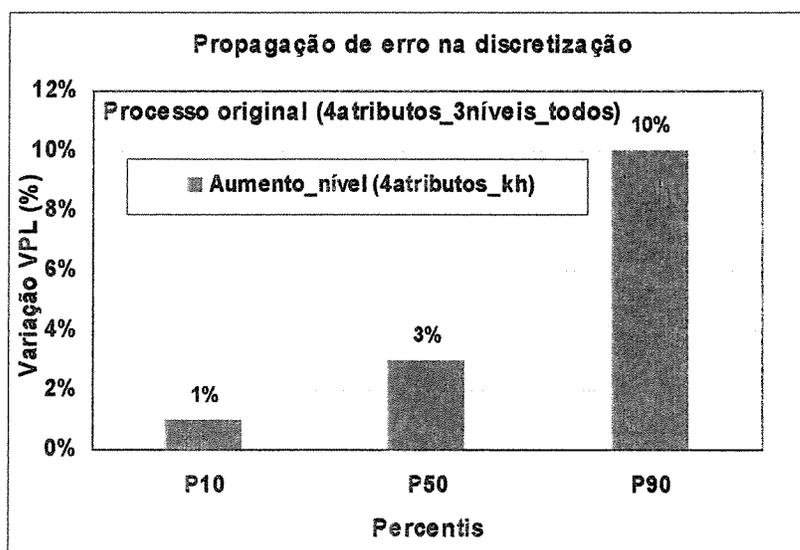


Figura 7.20: Propagação de erro na obtenção dos percentis da discretização, Modelo 1

Pode-se constatar através dos resultados apresentados que o processo de discretização através do aumento do número de níveis é uma maneira de quantificar possíveis ganhos de informações na análise do processo decisório, não inviabilizando as análises, uma vez que os níveis iniciais relativos ao atributo são mantidos, aproveitando as simulações já realizadas.

Observa-se que para o atributo em análise (Kh), o processo de aumento de níveis resulta em um número menor de atributos na estabilização do processo, com redução significativa do número de simulações sem perdas expressivas de precisão nos resultados.

Variações de probabilidades associadas para atributos

Um outro aspecto analisado é relativo a escolha dos valores das probabilidades associadas para os níveis dos atributos. No Modelo 1, os valores relativos aos três níveis iniciais dos parâmetros contínuos utilizados são 15%, 70% e 15%.

Investiga-se aqui o comportamento das distribuições através dos valores dos percentis na adoção de probabilidades mais centralizadas. Os atributos envolvidos são os quatro primeiros mais críticos (Figura 7.4) e as probabilidades adotadas para as análises são: 25%, 50% e 25%; 30%, 40% e 30%.

A relevância dessa análise é avaliar aspectos relacionados as variações centralizadas do processo não captadas pela análise de sensibilidade. Para a variação das probabilidades é necessário construir a *fda* de cada atributo envolvido no processo para identificar quais os novos valores para os níveis que correspondem às probabilidades especificadas. A obtenção das *fda* dos atributos envolvidos segue os passos descritos pelas Figuras 7.1 e 7.2. A Figura 7.21 mostra a obtenção das curvas de risco para as variações das probabilidades. Pode-se verificar que a adoção de probabilidades mais centralizadas faz deslocar as curvas, especialmente nos percentis otimista e pessimista. Através do processo de centralização pode-se quantificar aspectos não captados pela análise de sensibilidade, especialmente com relação ao P_{50} . Observa-se através da Figura 7.22 que as centralizações aplicadas ao modelo definido como base (processo original utilizando as probabilidades padronizadas de 15%, 70% e 15%) apresentam pequenas variações para o P_{50} , o que leva a decisões menos críticas, uma vez que a estratégia de produção aplicada ao modelo base pode ser mantida.

Essas centralizações fazem aumentar a conotação pessimista do P₉₀ (Figura 7.22). A decisão de qual padronização adotar no processo deve levar em consideração os objetivos do projeto e que, à medida que as probabilidades ficam mais centralizadas, os valores dos percentis acompanham essa magnitude.

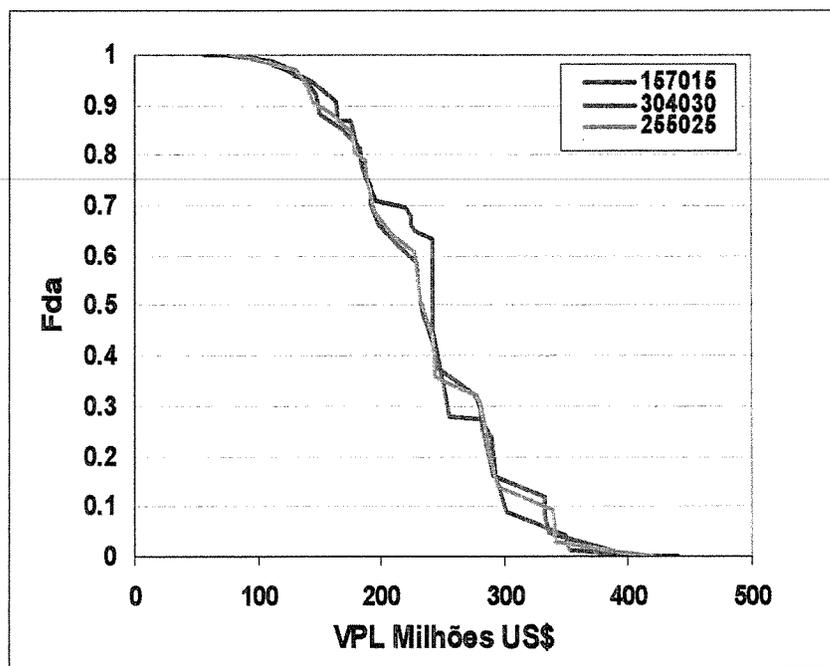


Figura 7.21: Variações nas curvas de risco para probabilidades mais centralizadas, Modelo 1

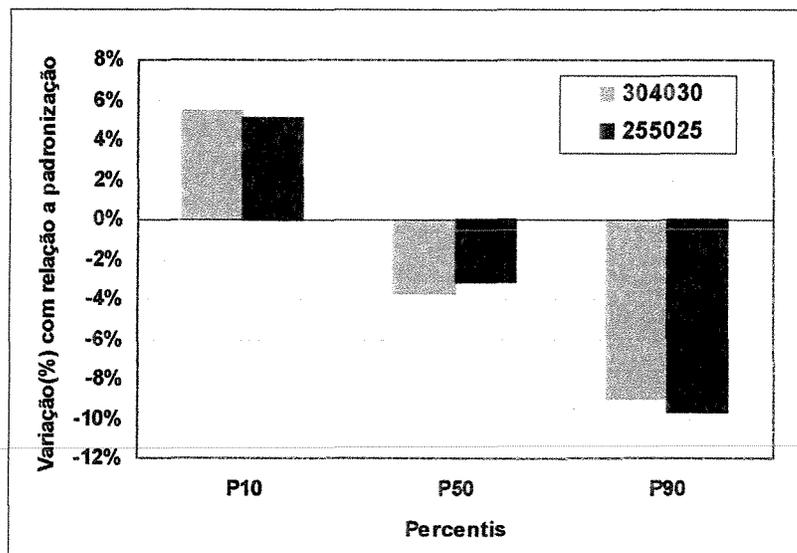


Figura 7.22: Variações nos valores dos percentis com relação ao processo original (15%, 70% e 15%), Modelo 1

Um outro aspecto analisado é relativo a adoção de probabilidades diferenciadas entre os atributos contínuos envolvidos no processo. Em resumo, qual o impacto da falta de padronização nos valores dos percentis do processo. Essa investigação leva em consideração a combinação dos quatro primeiros atributos críticos (Figura 7.4), sendo que para o Kh as probabilidades adotadas foram de 30%, 40% e 30% e os demais atributos envolvidos permaneceram com as probabilidades originais (15%, 70% e 15%). Como mostra a Figura 7.23, a curva de risco para esse processo é deslocada nos percentis pessimista e otimista. Esse fato faz aumentar os valores dos percentis, como mostra a Figura 7.24. Deve-se ter em mente que a falta de padronização na análise de sensibilidade pode influenciar na real estabilização do processo através da combinação gradativa.

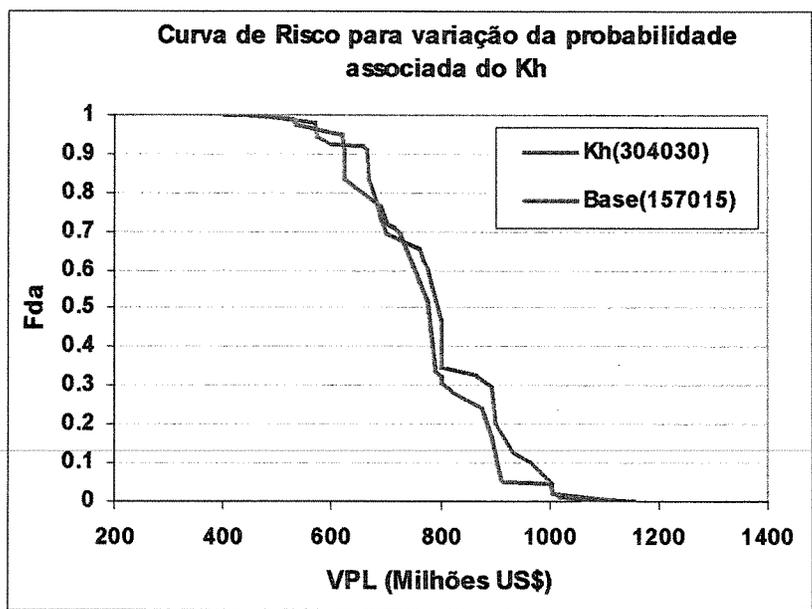


Figura 7.23: Variação na curva de risco para a falta de padronização de probabilidade, Modelo 1

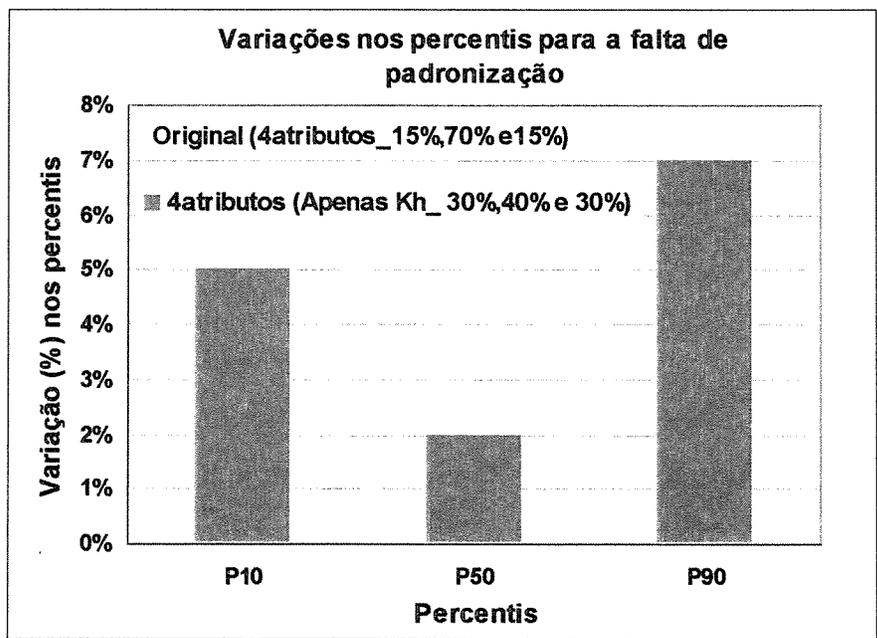


Figura 7.24: Variações nos percentis para a falta de padronização na distribuição dos níveis, Modelo 1

Analisando o comportamento das curvas que adotam as probabilidades de respectivamente, 15%,70% e 15% e 30%,40% e 30% para os atributos envolvidos com três níveis incertos, com o processo de aumento de níveis para o atributo mais crítico (15%,15%,40%,15% e 15%), observa-se pelas Figuras 7.25 e 7.26 que a adoção de probabilidades mais extremas apresenta melhores aproximações nas extremidades da curva final e a adoção de probabilidades mais centralizadas resulta numa resolução melhor na parte central. Dependendo do objetivo do estudo, o critério de escolha pode mudar. Numa fase onde se pretende medir o risco do projeto, parece mais adequado o uso de valores mais extremos.

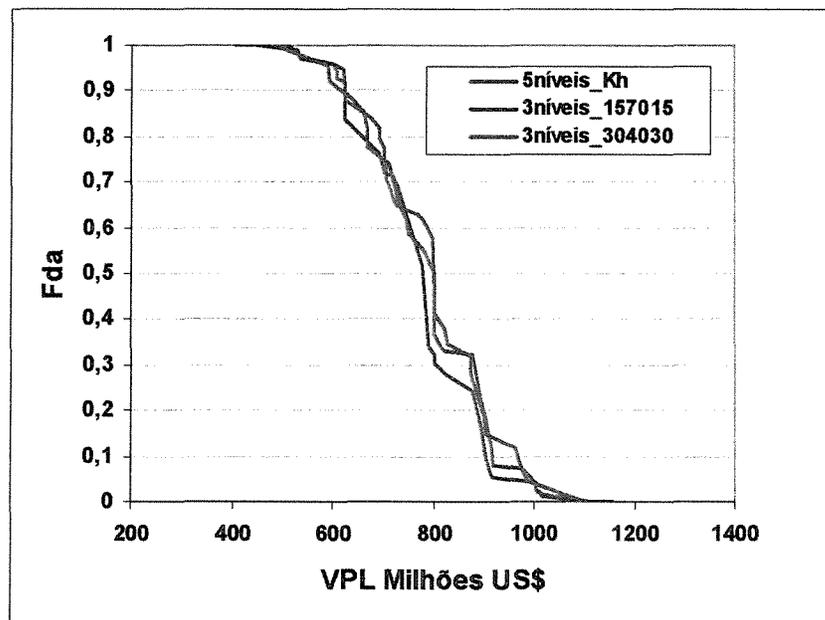


Figura 7.25: Comparação entre as curvas de risco do processo de aumento do número de níveis para Kh com o processo original (3 níveis) para variações nas probabilidades associadas, Modelo 1

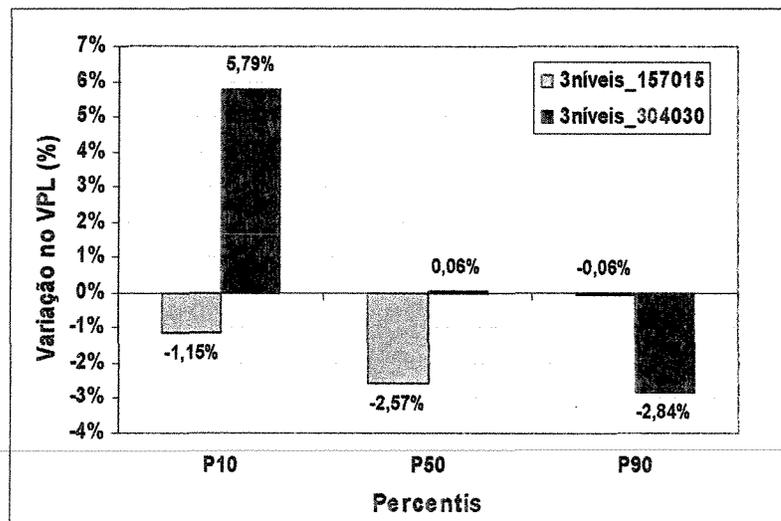


Figura 7.26: Variação nos percentis para a comparação entre os processos de aumento de níveis e variação na probabilidade associada, Modelo 1

Agregação de atributos de mesmas características

O objetivo da agregação de atributos de mesmas características é avaliar a possibilidade desses atributos poderem ser agregados objetivando reduzir o número de variáveis envolvidas no processo minimizando as perdas de informações, reduzindo diretamente o número de simulações e, conseqüentemente o tempo e esforço computacional. Um dos casos que pode ser analisado com freqüência é a agregação de atributos com impacto no VOIS e esse ponto está sendo mostrado a seguir.

Através da Figura 7.27, que representa a análise de sensibilidade para o VOIS dos atributos incertos envolvidos no processo, pode-se identificar os cinco primeiros atributos como candidatos ao processo de agregação. Os demais atributos que não aparecem na sensibilidade é porque a variação no VOIS foi nula.

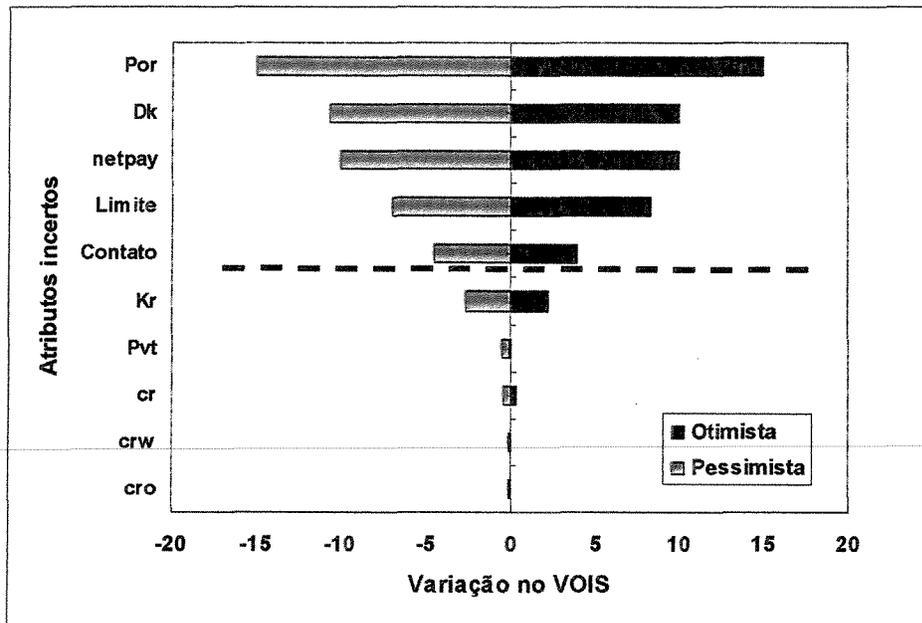


Figura 7. 27: Análise de sensibilidade para o VOIS, Modelo 1

A primeira tentativa de agregação desses atributos é através da seleção de modelos próximos aos percentis P_{10} , P_{50} e P_{90} para representar a incerteza no VOIS. A Figura 7.28 mostra a curva de distribuição do VOIS onde os valores correspondentes aos percentis desse processo são respectivamente, $P_{10} = 147$ milhões de m^3 , $P_{50} = 124$ milhões de m^3 e $P_{90} = 105$ milhões de m^3 . Esse procedimento tem como grande vantagem a possibilidade de análise sem simulações prévias. Entretanto, a análise somente do VOIS para escolha de modelos agregados pode não ser muito eficiente no sentido de aumentar a simplificação do processo, uma vez que apenas um único modelo é escolhido para representar cada percentil.

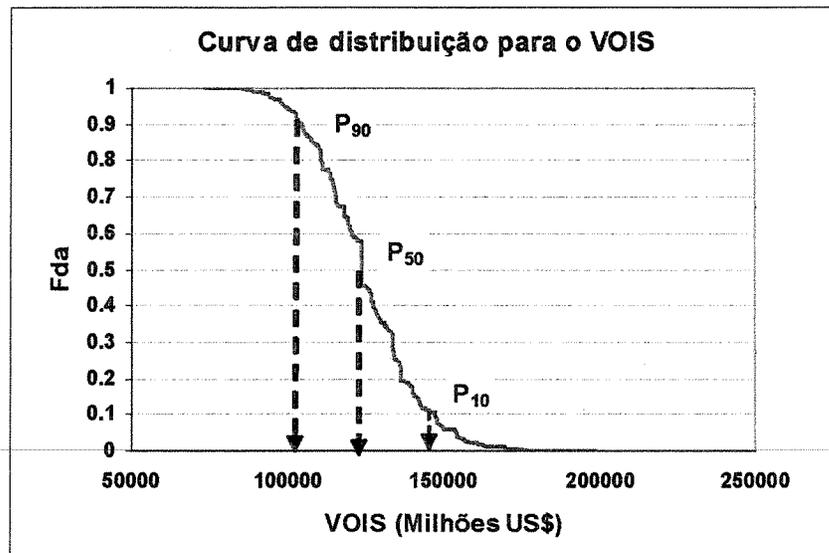


Figura 7.28: Curva de distribuição do VOIS para agregação, Modelo 1

Outra possibilidade com resultados melhores é a utilização do conceito de modelos representativos cuja definição é baseada nos modelos que apresentam valores próximos aos percentis P_{10} , P_{50} e P_{90} relativos à função-objetivo principal definida (VOIS), com uma expressiva variação em relação à função-objetivo secundária. A função-objetivo secundária adotada para esta análise é o fator de recuperação ($Fr\%$). A Figura 7.29 mostra a disposição dos modelos para esta relação.

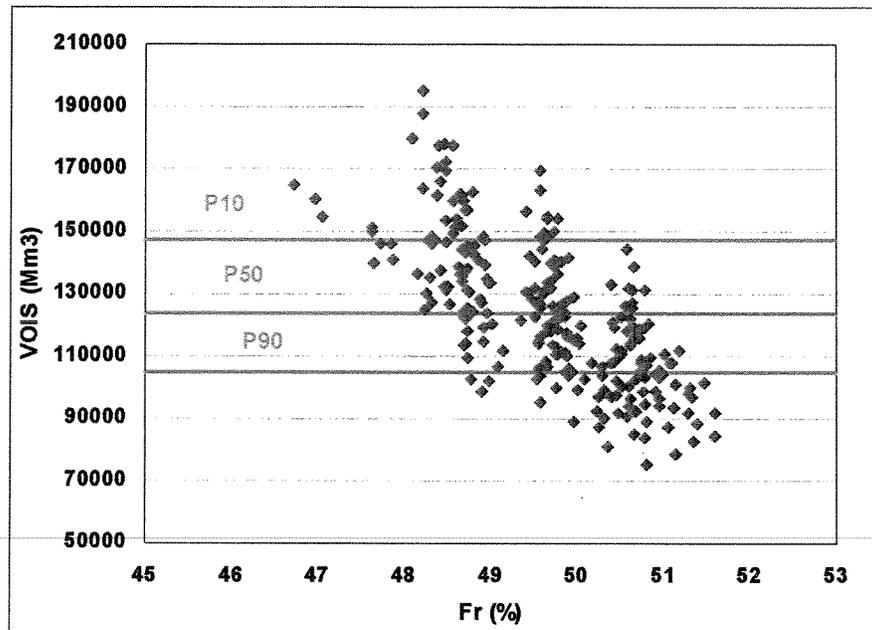


Figura 7.29: Determinação de modelos representativos da agregação, Modelo 1

É importante ressaltar que o objetivo da agregação é definir modelos representantes de cada nível (otimista, provável e pessimista). Caso fosse adotado apenas um modelo para cada percentil a simplificação seria maior, assim como as perdas de informações. Dessa forma o critério de escolha adotado é o de utilizar no mínimo dois modelos representativos por percentil.

Um outro ponto é identificar qual o valor de probabilidade associada deve ser atribuído para cada modelo. Uma forma possível seria calcular a probabilidade associada para cada modelo como o somatório das probabilidades dos modelos vizinhos. Dependendo do número de atributos envolvidos no processo de agregação, a quantidade de modelos combinados aumenta sensivelmente. Dessa forma, o processo de definir a probabilidade para cada modelo representante da agregação como o somatório da probabilidade dos vizinhos pode consumir tempo se uma forma automatizada não estiver disponível.

Outra forma possível é atribuir probabilidades associadas aos níveis escolhidos. No segundo caso, para a escolha dos níveis 10, 50 e 90, seriam atribuídos 20% para os modelos representativos de P10 (assumindo que P10 seria um valor central do intervalo), 20% para os modelos representativos de P90 e 60% para os representativos de P50. No caso de “n” modelos representativos de cada nível, as probabilidades dos modelos seriam ainda divididas por “n”.

Uma terceira possibilidade é atribuir probabilidades iguais para todos os modelos representativos. Para a Figura 7.29, a probabilidade de cada modelo seria de 16,66%.

Após a escolha desses modelos uma nova análise de sensibilidade pode se ser aplicada. Não há necessidade de simulações adicionais uma vez que esses modelos já devem ter sido simulados e calculados seus respectivos VPL. A Figura 7.30 mostra a nova análise de sensibilidade onde se pode verificar que o atributo mais crítico continuou sendo a permeabilidade horizontal (K_h), seguido do atributo agregado, com grande expressividade. Essa nova análise de sensibilidade pode ser dispensada para o caso de agregação de variáveis importantes visto que o atributo agregado deve ser sempre incluído como crítico.

O primeiro aspecto avaliado é a validação do processo de agregação com relação ao processo original onde os atributos são tratados separadamente. Os atributos que fazem parte do processo de agregação constam na lista dos seis mais críticos pela sensibilidade do VPL (Figura 7.4). Para validar o processo de agregação é interessante comparar a combinação dos representativos da agregação com o atributo K_h que faz parte desse grupo dos seis mais críticos, inclusive sendo o mais crítico, com a combinação dos mesmos seis atributos tratados separadamente (processo original).

As Figuras 7.31 e 7.32 mostram a comparação entre as curvas de risco para os dois processos, bem como a variação nos valores dos percentis. Pode-se verificar que as variações entre os percentis são muito pequenas. Para este caso pode-se previamente sugerir o processo de agregação na representação do processo original com pequena perda de informações.

Nessa análise verifica-se que o número de simulações é reduzido significativamente, uma vez que no processo original o número de simulações para a combinação dos seis primeiros críticos é de 743, ao passo que na adoção da agregação esse número é reduzido para um total de 15 simulações com pequenas perdas de informações.

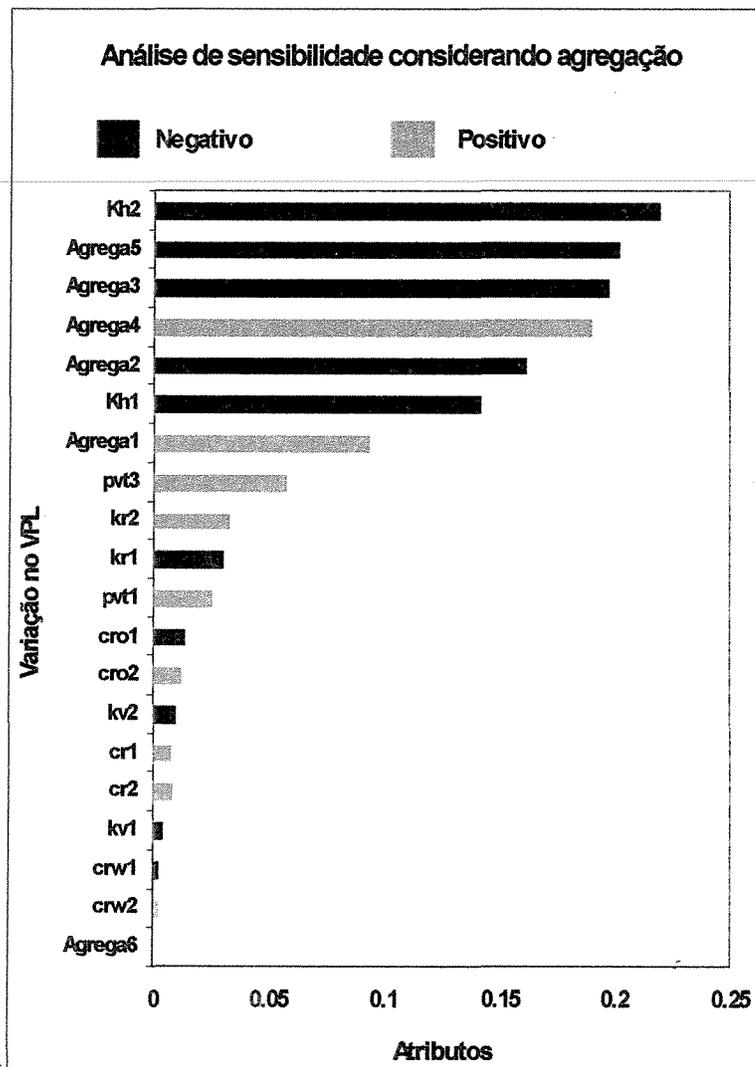


Figura 7.30: Análise de sensibilidade para VPL considerando o processo de agregação, Modelo 1

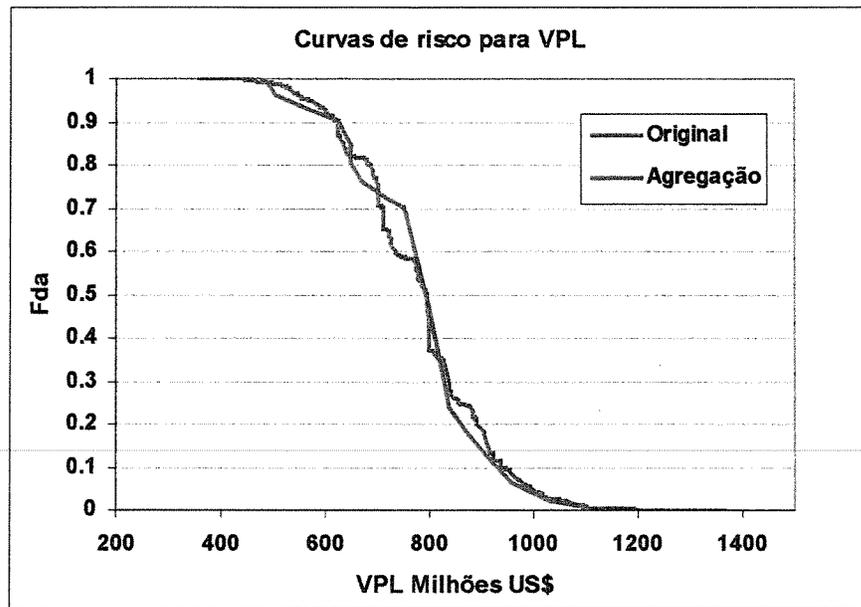


Figura 7.31: Comparação entre as curvas de risco para o processo original e o de agregação, Modelo 1

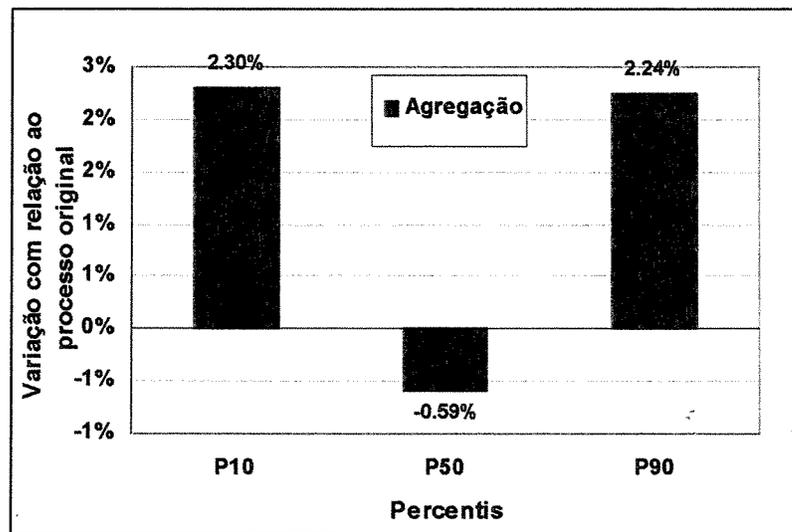


Figura 7.32: Variações dos percentis do processos de agregação com relação ao processo original, Modelo 1

Um segundo aspecto relevante é que através da redução do número de modelos combinados e de simulações com a agregação, pode-se avaliar a magnitude de atributos menos expressivos e não incluídos no processo de combinação gradativa (Figura 7.33). Para o processo original (sem agregação), o mesmo é considerado estabilizado através da combinação gradativa na inclusão do sexto atributo (Figura 7.9). A grande vantagem da utilização do processo de agregação nesse ponto é permitir a análise da real influência desses atributos menos expressivos. Na Figura 7.33 a inclusão do terceiro atributo na agregação corresponde ao sétimo atributo no processo original e assim sucessivamente. Pode-se analisar que a inclusão desses atributos praticamente não influenciou nos valores dos percentis, reforçando a relevância da combinação gradativa no processo de estabilização. Pela Figura 7.34, pode-se constatar a significativa redução do número de simulações entre os processos, mostrando o aumento da viabilidade do processo através da agregação.

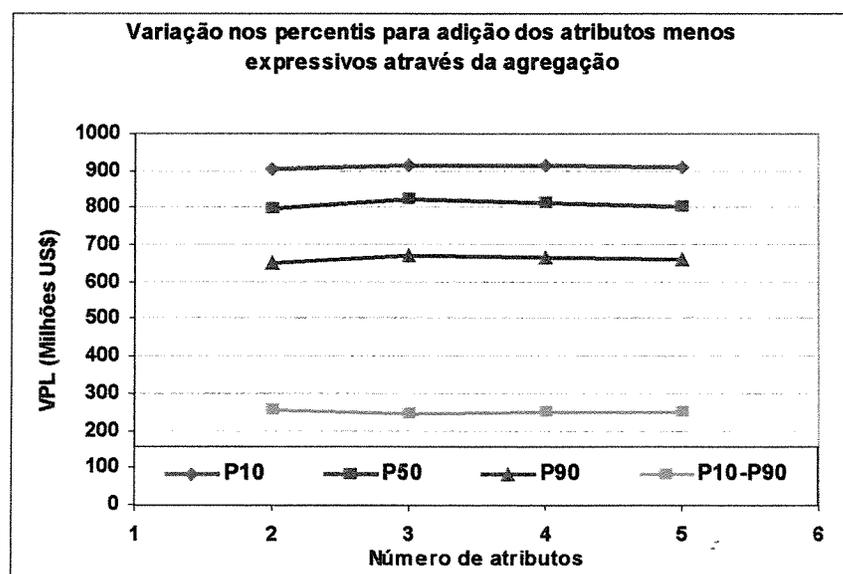


Figura 7.33: Variações nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para o VPL no processo de agregação, Modelo 1

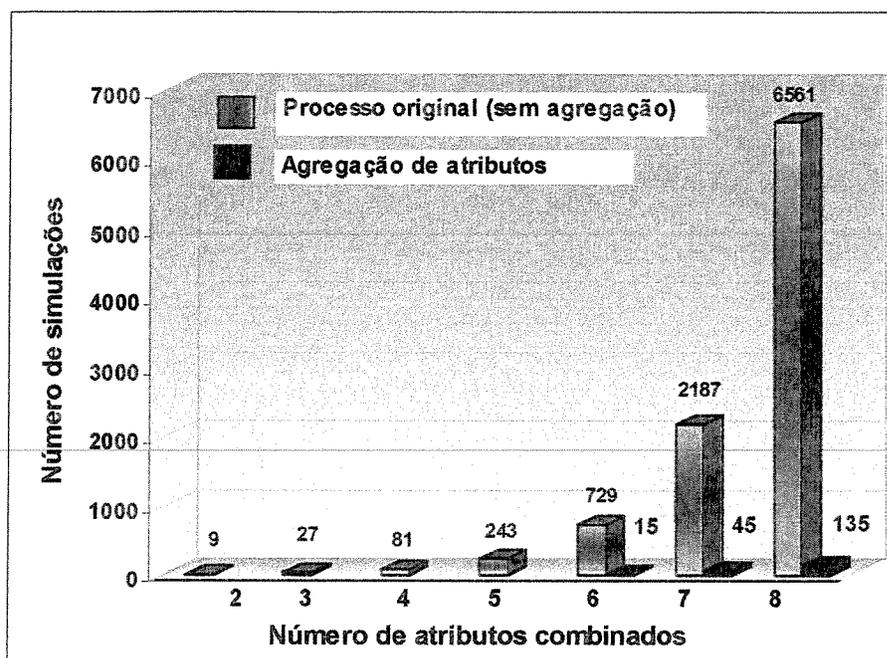


Figura 7.34: Comparação do número de simulações entre os processos original e de agregação com a inclusão de atributos menos expressivos, Modelo 1

7.3 Modelo 2

Para análise deste caso o processo é executado utilizando uma das técnicas propostas para acelerar o processo, a automatização fazendo uso da computação paralela. Nesse processo são executadas mais de 2000 simulações, contudo a grande maioria para testar as hipóteses abordadas. É utilizada a ferramenta automatizada através dos módulos: MAI (análise de incerteza), MEC (econômico) e o Módulo de Computação Paralela (MPS). Todo o pré e pós-processamentos são automatizados, incluindo nessas fases (geração dos modelos para simulação e combinação dos mesmos, envio desses modelos para o simulador de fluxo e tratamento desses resultados no módulo econômico) reduzindo significativamente o tempo de recursos humanos disponibilizado nesse processo e a possibilidade de erros envolvidos com grandes manipulações de dados.

A magnitude dessa redução é comparada com o processo manual adotado no Modelo 1. A Figura 7.35 mostra essa comparação para um tempo médio global utilizado nas análises dos modelos. Esse tempo médio global refere-se ao pré e pós-processamentos. Essa análise é avaliada para um contexto de aproximadamente 240 simulações.

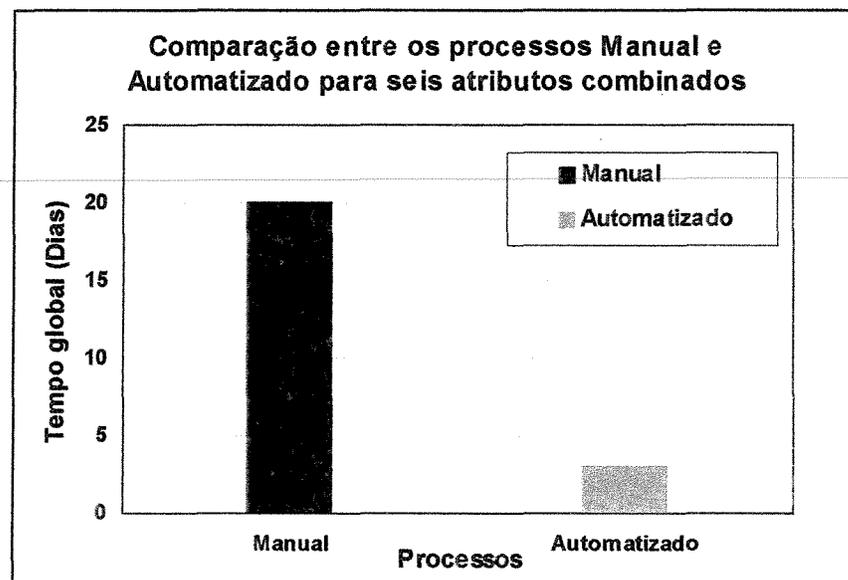


Figura 7.35: Comparação entre tempo de execução da análise para os processos manual e automatizado

Análise do tipo de informação

Conforme descrito anteriormente, as informações relativas aos atributos incertos advêm de várias fontes e de forma diferenciada, portanto, surge a necessidade de padronizar o procedimento de obtenção dos valores discretizados para cada tipo de distribuição de probabilidade. Para o Modelo 2 tais informações foram previamente tratadas e disponibilizadas padronizadas em três níveis (Tabela 6.6). Em seguida é executada a análise de sensibilidade para os atributos incertos envolvidos. É importante lembrar que este modelo encontra-se no limite

econômico, ou seja, os valores de VPL do campo para os níveis incertos pessimistas são negativos.

Dependendo do estágio do plano de desenvolvimento e do processo decisório, esta característica poderia levar a decisões de investir em maiores informações antes da execução do plano, ou mesmo optar pela não execução do mesmo. Esta característica também causa algumas variações interessantes com relação ao Modelo 1, tornando as decisões mais críticas, como será visto nas próximas seções.

7.3.1 Análise de sensibilidade

As informações relativas aos níveis incertos dos atributos (Tabela 6.6) são alocadas automaticamente para o arquivo base sendo gerados modelos referentes a cada variação dos níveis. A função-objetivo principal é o VPL para 10 anos de produção. Além da adoção do N_p como função-objetivo secundária, a função-objetivo W_p é incluída na análise, pois o modelo analisado apresenta um óleo pesado com uma elevada produção de água. Por essa razão, a análise de sensibilidade da produção acumulada de água (W_p) é utilizada com intuito de auxiliar no processo de análise.

As Figuras 7.36, 7.37 e 7.38 mostram a sensibilidade de cada nível com relação ao VPL, N_p e W_p . Pode-se constatar que a sensibilidade encontra-se diretamente relacionada com a função-objetivo adotada. As variações em vermelho correspondem as variações negativas do nível analisado com relação a função-objetivo do caso base e em azul, as variações positivas. Ainda destacando que as variações mais expressivas correspondem aos níveis pessimistas com variações negativas para o VPL em relação ao caso base. Um outro aspecto analisado é a dependência da expressividade dos atributos com o tempo. A Figura 7.39 mostra que a ordem dos primeiros atributos críticos é alterada considerando um VPL para 20 anos. Conforme observações descritas na análise do Modelo 1, a relevância dessa integração de funções econômicas e de produção é importante pois é uma maneira de complementar as informações para uma quantificação mais completa.

Exemplificando a necessidade de integração dessas funções, pode-se destacar o atributo *area* para a sensibilidade do VPL (Figura 7.36). Caso esse atributo fosse definido como não crítico, sua não inclusão poderia acarretar em perda de informação, uma vez que o mesmo é o mais crítico para as demais sensibilidades (Np e Wp). Pode-se observar também através da ordem de importância dos seis atributos mais críticos para as funções adotadas na análise de sensibilidade que o atributo Kz esteve presente apenas na função Wp. Posteriormente essas informações serão avaliadas.

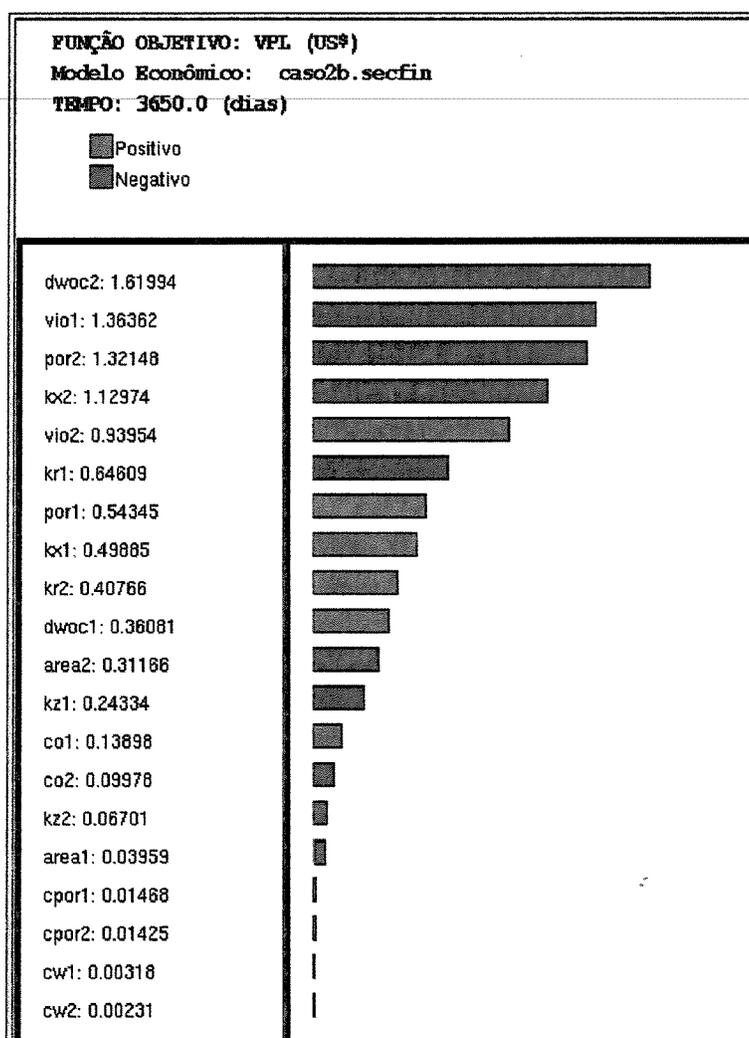


Figura 7.36: Análise de Sensibilidade para VPL (10 anos), Modelo 2

onde:

Dwoc - contato óleo-água;

VIO - viscosidade do óleo;

Por - porosidade;

Kx - permeabilidade horizontal;

Kr - curva de permeabilidade relativa;

area - modelo estrutural;

Kz - permeabilidade vertical;

Cpor, Co e Cw - compressibilidades da rocha, óleo e água.

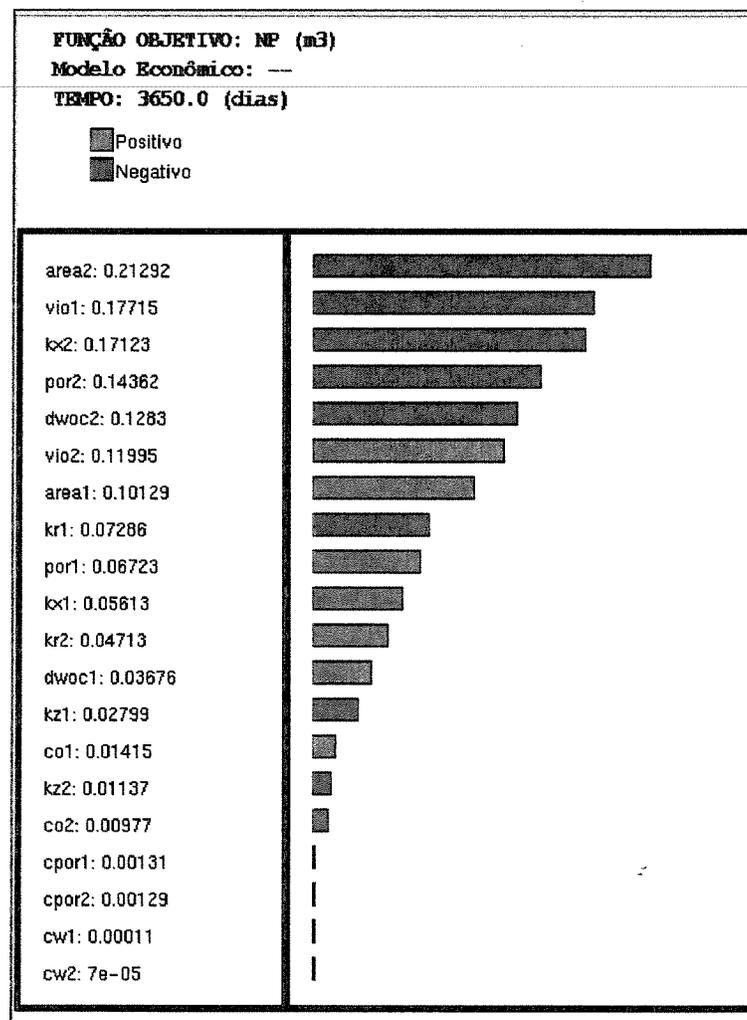


Figura 7.37: Análise de Sensibilidade para Np (10 anos), Modelo 2

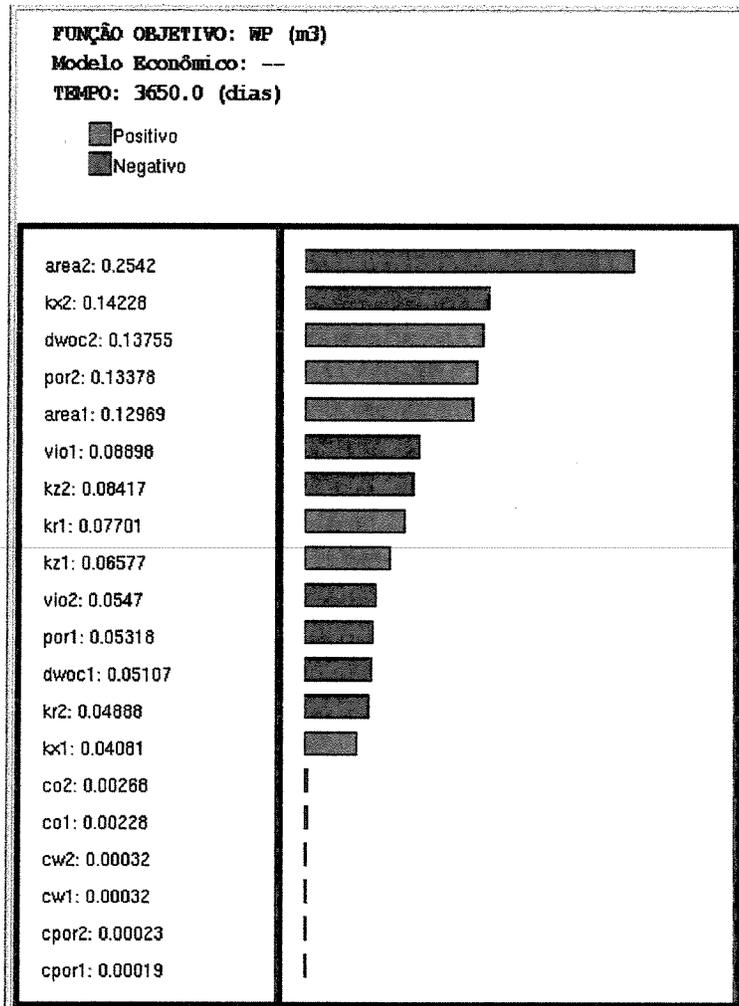


Figura 7.38: Análise de sensibilidade para Wp (10 anos), Modelo 2

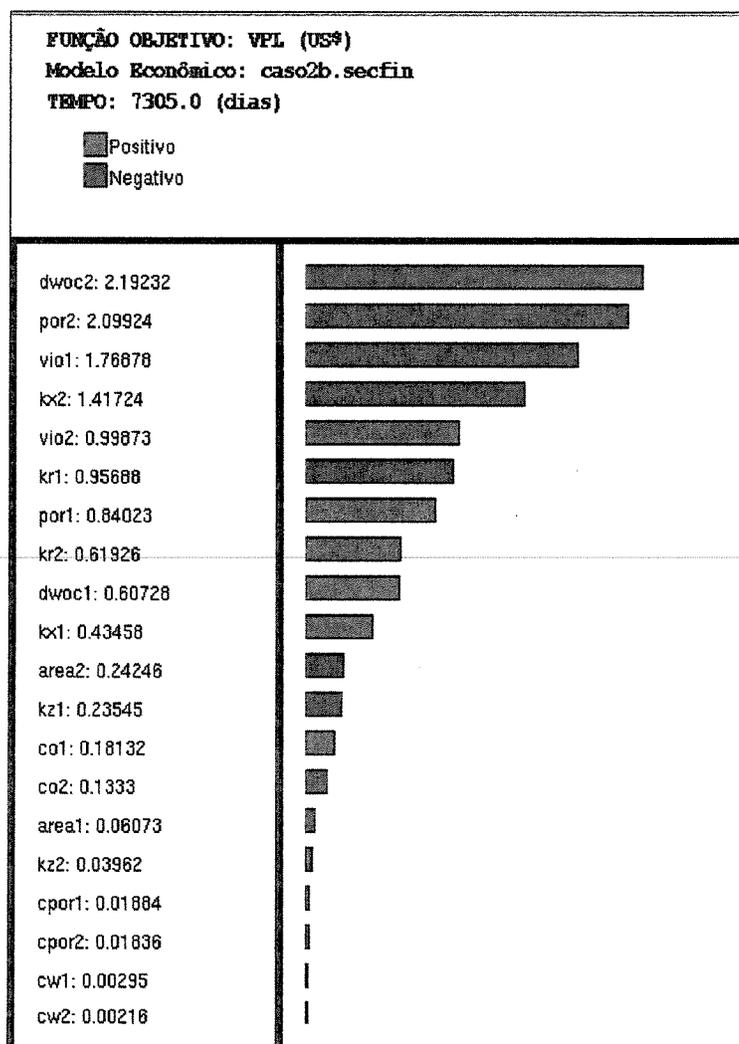


Figura 7.39: Análise de Sensibilidade para VPL (20 anos), Modelo 2

7.3.2 Combinação gradativa

A grande vantagem do processo automatizado nessa etapa é a montagem da árvore derivativa na combinação dos atributos críticos, sobretudo porque essa fase concentra o maior esforço computacional do processo devido a grande quantidade de modelos envolvidos. No processo automatizado a combinação gradativa é iniciada através da adição seqüencial pela ordem crescente de expressividade dos atributos críticos para a função-objetivo principal, VPL (Figura 7.36) e suas probabilidades associadas na montagem da árvore.

Estes modelos combinados são simulados e os resultados tratados na obtenção dos valores dos percentis para cada combinação. Esse processo é executado até que as variações entre os percentis de cada combinação, juntamente com a medida de risco adotada, estabilizem. Ou seja, até que o ganho de informações seja mínimo com a inclusão do atributo, não justificando um aumento no número de modelos combinados e conseqüentemente, de simulações (Figura 7.7). A Figura 7.40 apresenta as curvas de risco para a combinação gradativa e através da Figura 7.41, pode-se quantificar o processo de estabilização através das variações entre os percentis, onde se verifica que até a inclusão do sexto atributo o processo não havia estabilizado, especialmente para o percentil pessimista. Nesse ponto pode-se avaliar que o número ideal de atributos depende do processo e não de prévias decisões. Se o processo adotado por metodologias vigentes, que considera um nível de corte previamente definido para a escolha dos críticos fosse adotado, certamente essa abordagem propiciaria a propagação de perdas de informações para o processo.

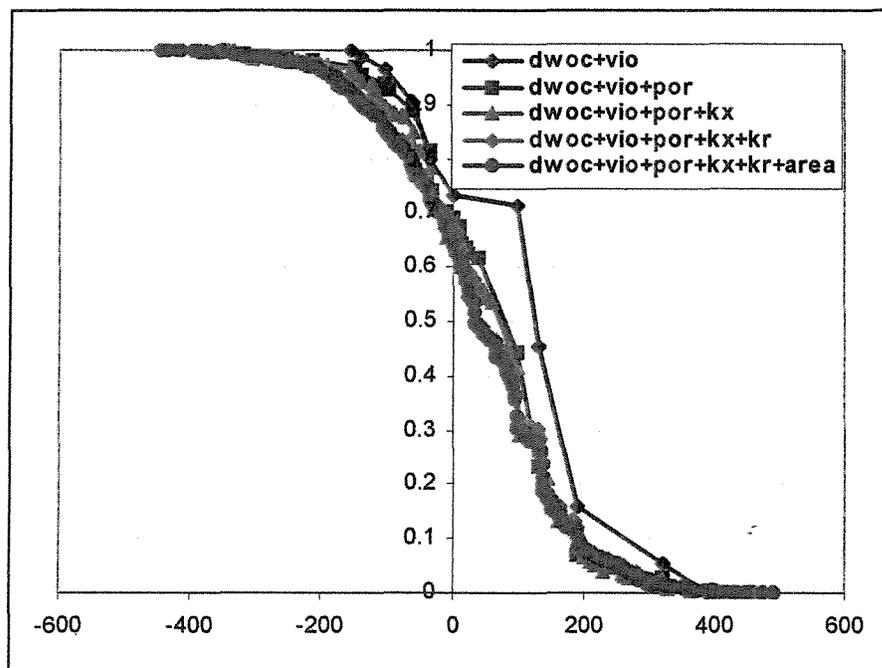


Figura 7.40: Curvas de risco para VPL da combinação gradativa, Modelo 2

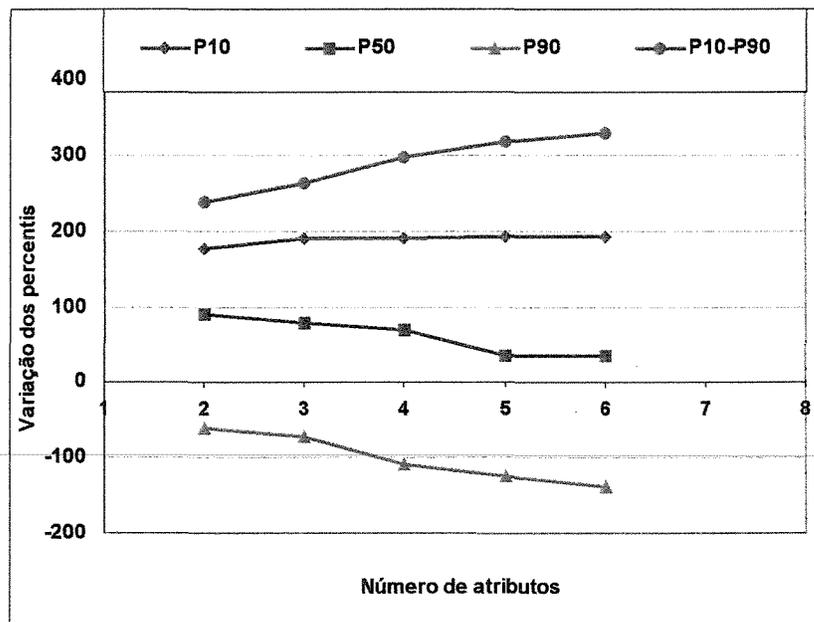


Figura 7.41: Variações nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para VPL, Modelo 2

Com a inclusão do sétimo atributo, Kz (Figura 7.36) o processo estabiliza com pequenas variações entre os percentis, como mostram as Figuras 7.42 e 7.43. Este resultado reforça a relevância da integração de funções-objetivo no processo decisório, uma vez que o Kz é o sexto atributo mais crítico para função Wp, bem como a relevância da ordem de expressividade dos atributos.

Embora a análise de sensibilidade possa parecer um processo trivial, sua complexidade torna-se evidente, uma vez que a real expressividade do atributo é função da dependência entre os atributos, fato evidenciado na combinação gradativa.

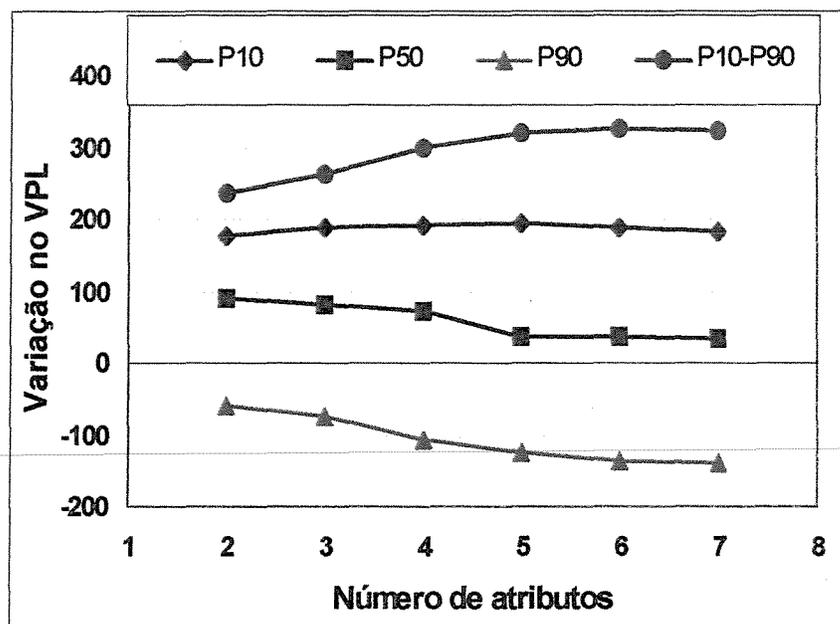


Figura 7.42: Variações nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para VPL com a inclusão do sétimo atributo, Modelo 2

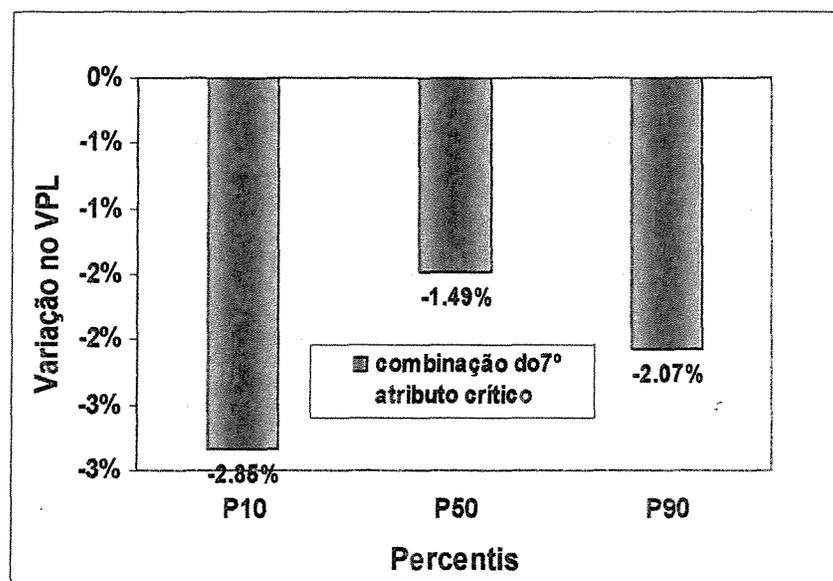


Figura 7.43: Variações nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para VPL da 6ª para 7ª combinação

7.3.3 Tratamento de atributos através da variação de níveis incertos e ou probabilidades associadas

Nessa etapa os atributos críticos são tratados através da análise dos tipos de sensibilidades apresentadas por estes atributos. Os tipos de sensibilidades abordadas nesse modelo se enquadram nos Grupos I e II (Figura 7.3). Pela análise de sensibilidade do VPL, os tipos de sensibilidades selecionados para a análise dos grupos são respectivamente, Dwoc (Ia) e *area* (IIc) e Kz (IIc), como mostra a Figura 7.44.

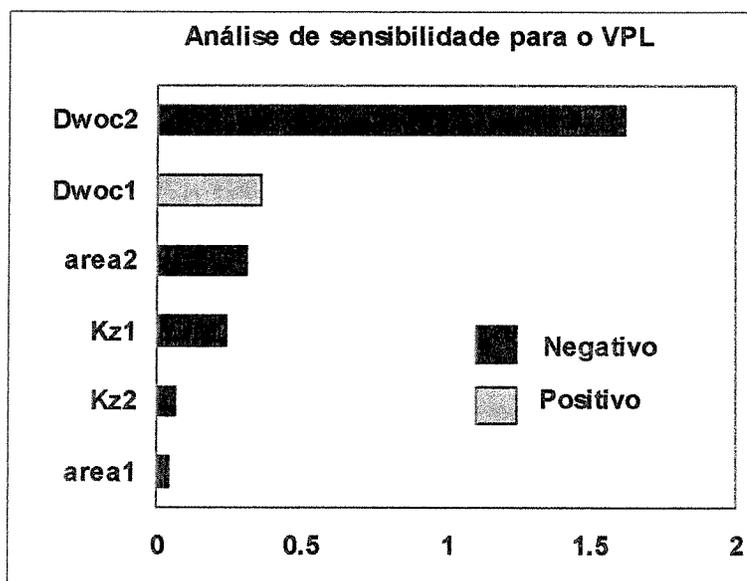


Figura 7.44: Tipos de sensibilidade analisados para a redução de níveis

Quantificação do impacto da redução do número de níveis para atributos críticos

Avalia-se nesse contexto o impacto da redução do número de níveis incertos para diferentes tipos de sensibilidades apresentados nesses atributos críticos objetivando quantificar o tipo de informação disponibilizado por este processo. O processo da eliminação do nível menos expressivo segue os preceitos abordados para o Modelo 1 e representados segundo a Figura 7.10, destacando que a probabilidade do nível descartado é adicionada ao nível provável para manter o mesmo modelo base para todo o processo.

Para a análise do Dwoc (Figura 7.44) o nível eliminado é o otimista com menor expressividade. O processo de redução é avaliado combinando o Dwoc com o segundo atributo mais crítico, Vio, como mostra a Figura 7.36 e comparando o impacto da redução com o processo original que considera os três níveis para Dwoc. A Figura 7.45 mostra que embora o Dwoc seja o atributo mais crítico, com relação ao seu nível pessimista, a redução do nível otimista não causa grandes variações nos percentis, principalmente para os primeiros estágios de combinação (2 atributos). O comportamento esperado pelo fato do Dwoc ser o mais crítico, seria uma atuação mais expressiva dessa redução nos valores do percentis. Através da integração de funções observa-se que o Dwoc com relação à função-objetivo Np (Figura 7.37) é o quinto atributo mais crítico, apresentando grande variação de expressividade quando comparado com a função-objetivo VPL.

Verifica-se também que à medida que o número de atributos combinados aumenta, ou seja, combinando os quatro primeiros atributos (Dwoc, Vio, Por e Kx), Figura 7.36, considerando a redução do nível menos expressivo do Dwoc e comparando com o processo original (quatro atributos todos com seus três níveis originais) a diferença do impacto da redução do nível do Dwoc na variação dos percentis é reduzida (Figura 7.46), diminuindo também o número de simulações envolvidas no processo.

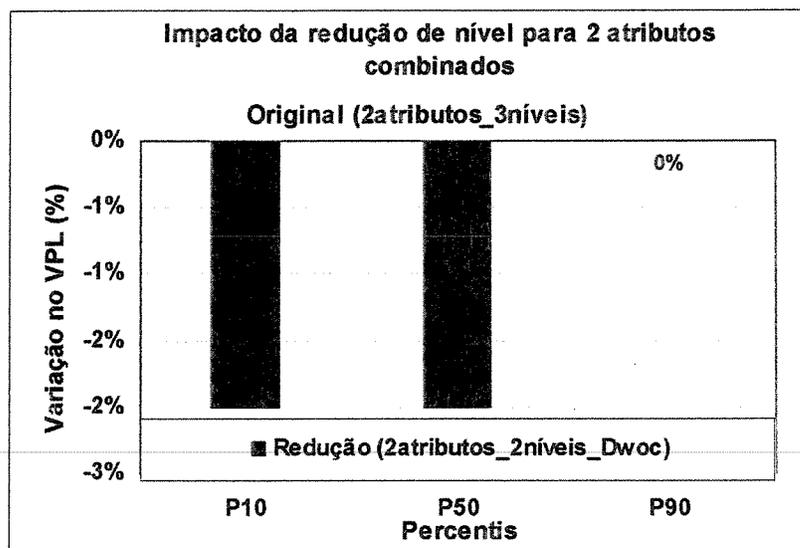


Figura 7.45: Variações entre os percentis para o tipo de sensibilidade do Dwoc na redução de nível

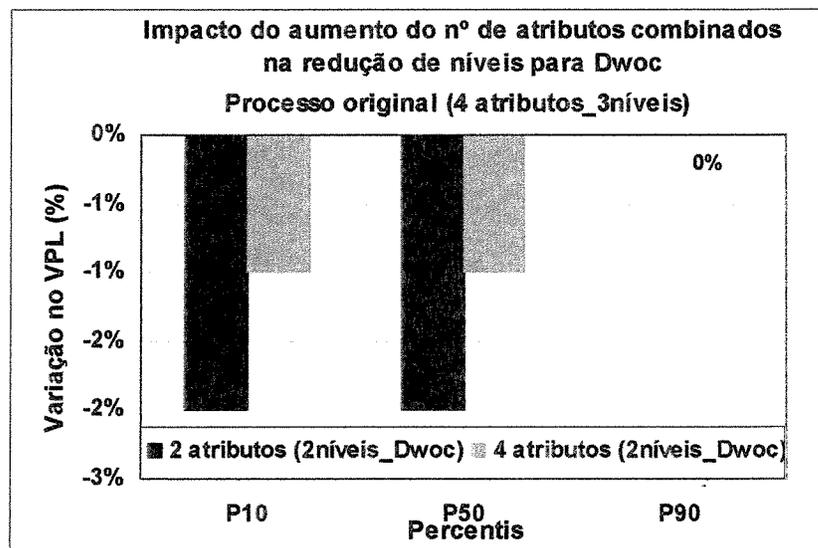


Figura 7.46: Impacto do aumento de atributos combinados na redução de níveis para Dwoc, Modelo 2

A análise da redução do nível menos expressivo para o tipo de sensibilidade apresentado pelo atributo *area* (Figura 7.44) é avaliada através da combinação dos seis primeiros atributos (Figura 7.47). Pode-se constatar que o impacto da redução desse nível é significativa para o percentil pessimista (P_{90}), como mostra a Figura 7.48. Um fato relevante é que embora o atributo *area* seja menos expressivo na sensibilidade do VPL (7.47), o impacto da redução do seu nível influencia diretamente na análise do P_{90} . Analisando a sensibilidade do W_p (Figura 7.49) observa-se que o atributo *area* é o mais crítico, o que reforça a relevância da integração de funções-objetivo no tratamento de atributos, evitando que perdas de informações sejam propagadas no processo. A análise de sensibilidade apenas do VPL pode mascarar a real influência do atributo.

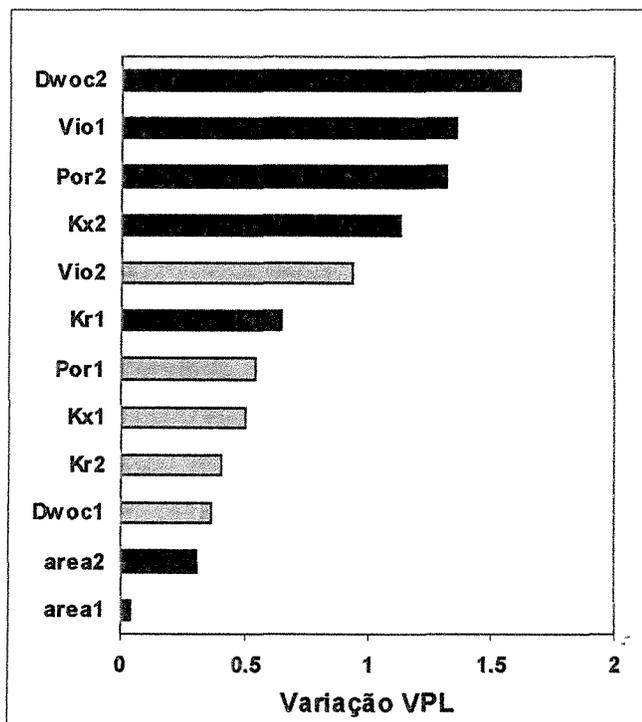


Figura 7.47: Combinação gradativa dos seis atributos mais críticos para a análise da redução de nível do atributo *area*

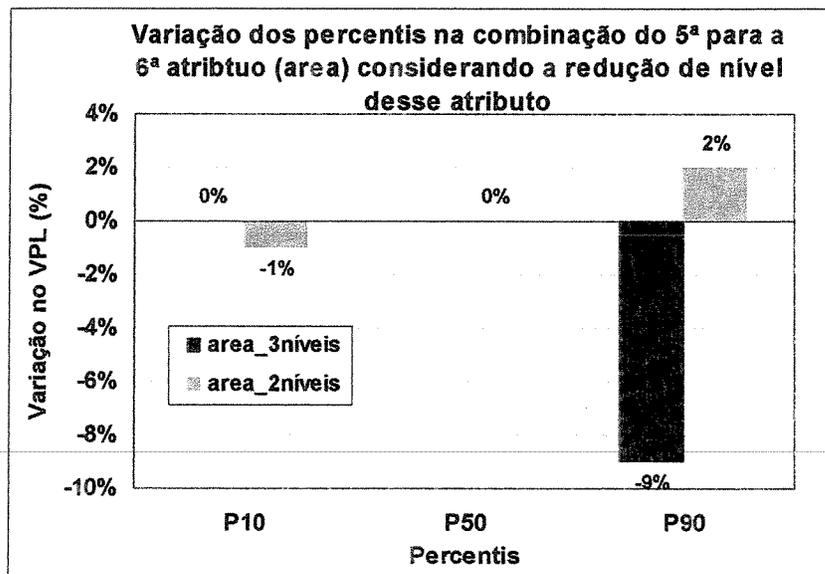


Figura 7.48: *Varição no VPL com a redução do nível menos expressivo do atributo area*

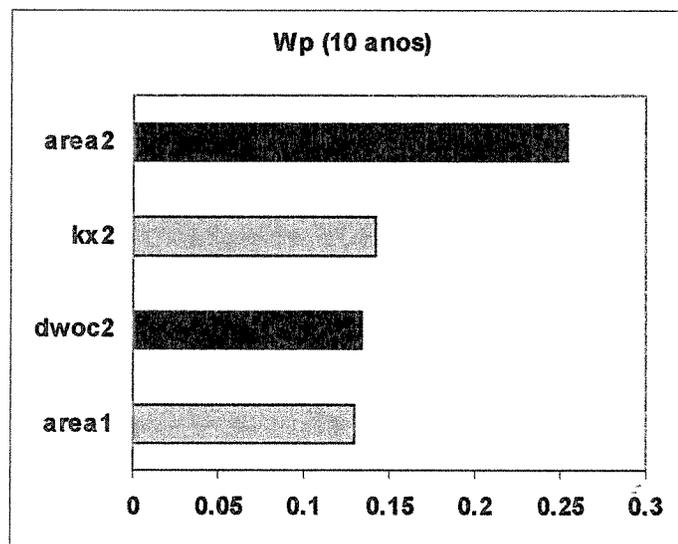


Figura 7.49: *Análise de sensibilidade para Wp dos três primeiros atributos (10 anos), Modelo 2*

Uma outra análise dentro desse contexto refere-se ao efeito da dependência de atributos. Esse efeito é analisado através do tipo de sensibilidade apresentado pelo *area*, considerando o mesmo como o 5º atributo mais crítico, invertendo, portanto, sua expressividade com relação a sensibilidade original do atributo Kr (Figura 7.50). A análise é executada, portanto, da 4ª para a 5ª combinação, adotando o *area* como o quinto mais crítico. Observa-se pela Figura 7.51 que essa inversão não agrega valor ao processo, uma vez que as variações nos percentis foram menos expressivas comparadas com a inclusão do 5º atributo original, Kr. A informação disponibilizada com a inclusão do Kr no processo é fundamental para o início do processo de estabilização do P₅₀. Essa análise mostra a importância da ordem de expressividade para o atributo na análise de sensibilidade com relação ao tipo de sensibilidade e que a influência do atributo na estabilização é função da dependência do mesmo através da combinação gradativa, reforçando a complexidade que envolve a análise de sensibilidade para atributos não-lineares.

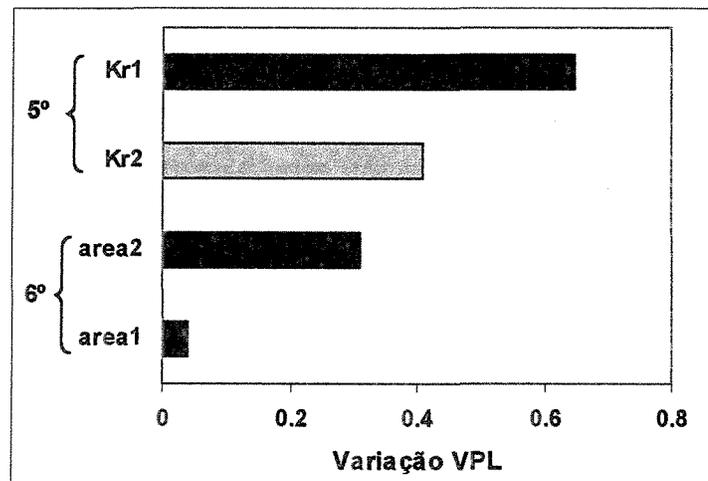


Figura 7.50: Ordem de expressividade original dos atributos

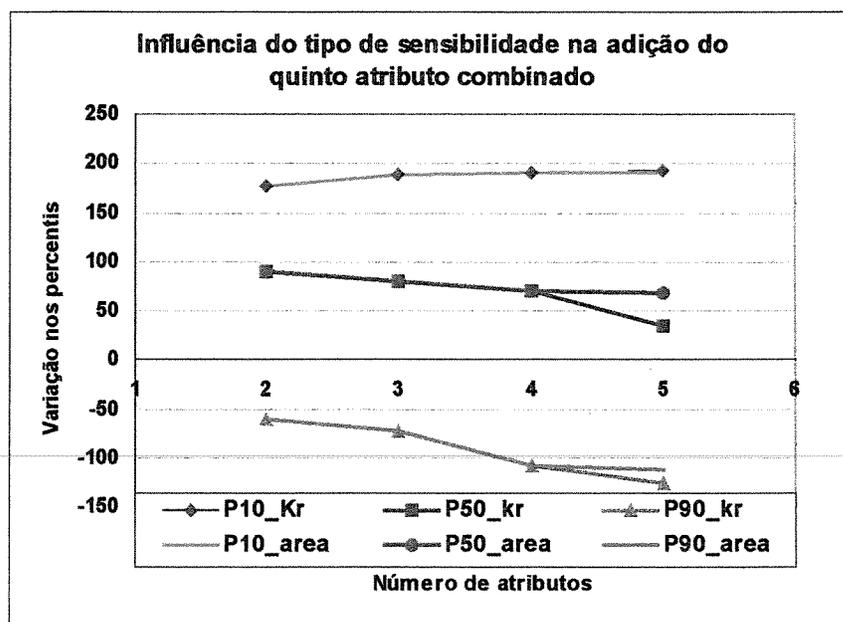


Figura 7.51: Influência da dependência de atributos para diferentes tipos de sensibilidade na combinação gradativa, Modelo 2

Para análise da redução do nível menos expressivo do Kz (Figura 7.44), sétimo atributo mais crítico, responsável pela estabilização do processo de combinação gradativa (Figura 7.42), observa-se que a redução do nível de menor expressividade não implica em grandes perdas de informações, apresentando pequenas variações para os percentis, como mostra a Figura 7.52. Um fato importante é que embora o Kz apresente o mesmo tipo de sensibilidade que o atributo *area*, pertencente ao grupo(IIc) na Figura 7.3, a redução do seu nível não é significativa. Analisando a função-objetivo W_p (7.53), observa-se que a expressividade do Kz é menor quando comparada com o *area*, o que reforça o baixo impacto da redução do seu nível com relação a redução do nível do atributo *area*. Essa análise reforça mais uma vez a importância da integração de funções como prevenção na escolha de atributos candidatos à redução de níveis.

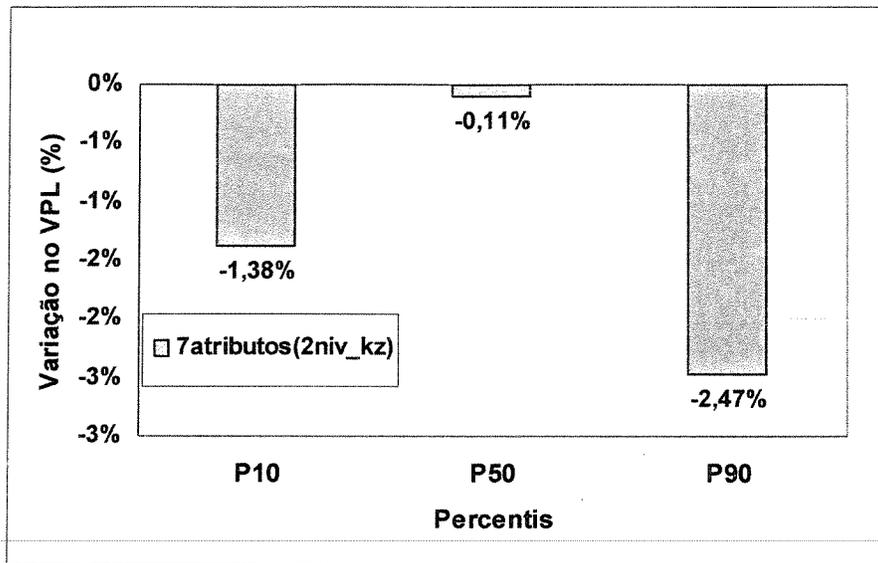


Figura 7.52: Variações nos percentis para a redução do nível menos expressivo do Kz

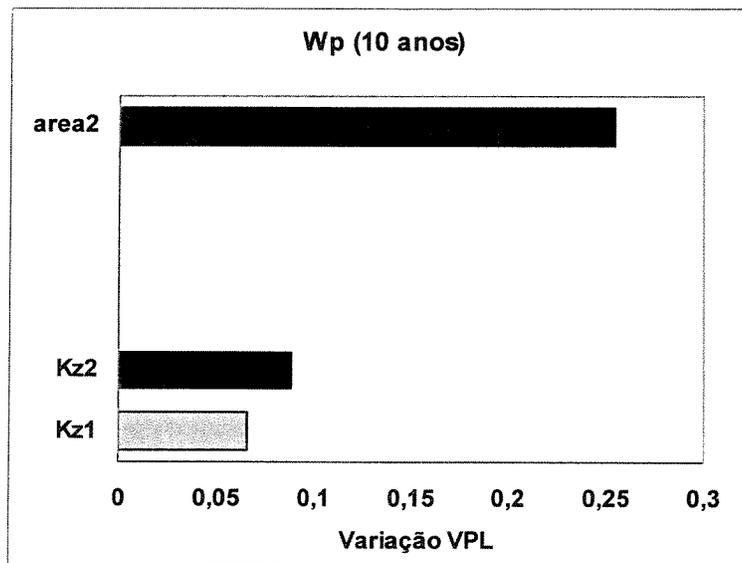


Figura 7.53: Comparação entre as expressividades dos atributos area e Kz para Wp

Em função das análises abordadas um outro aspecto analisado é relativo a adoção da redução simultânea de níveis. Nesse contexto os atributos envolvidos são o Dwoc (IIa) e Kz (IIc). A análise é feita comparando com o processo original (combinação dos sete mais críticos). Esses efeitos combinados mantêm o range de pequenas variações para os percentis, contudo uma significativa redução no número de simulações, como mostra a Figura 7.54, aumentando a viabilidade do processo.

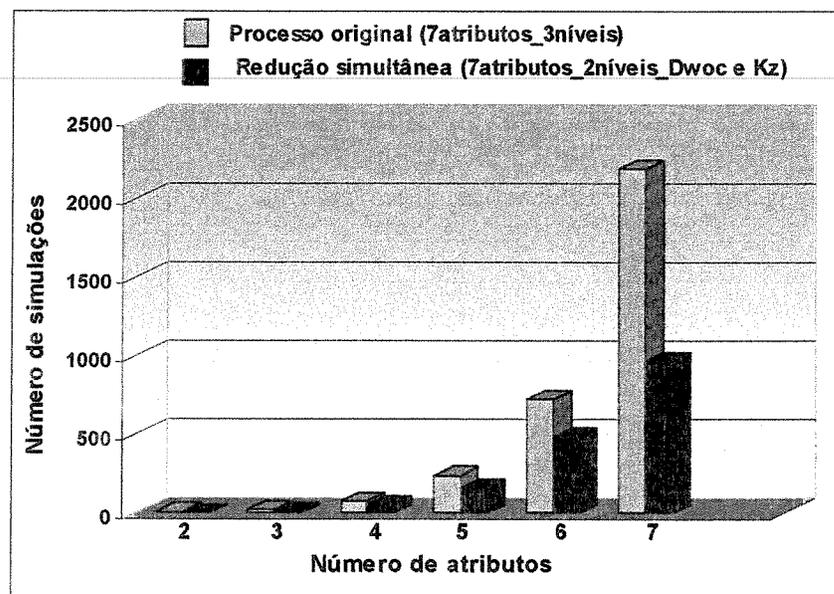


Figura 7.54: Redução do número de simulações para o processo de redução simultânea

Através do processo de redução simultânea, torna-se viável avaliar o impacto de atributos ainda menos expressivos, uma vez que o número de modelos combinados é significativamente menor.

Analisando o impacto do oitavo atributo mais crítico (Co), como mostra a Figura 7.36, através da inclusão na combinação com os sete primeiros mais críticos, pode-se verificar a não influência desse atributo no processo (Figura 7.55), o que faz validar a relevância da combinação gradativa no processo de estabilização, uma vez que o mesmo já havia estabilizado para o sétimo atributo (Kz). A Figura 7.56 mostra a significativa redução no número de simulações dentro desse contexto.

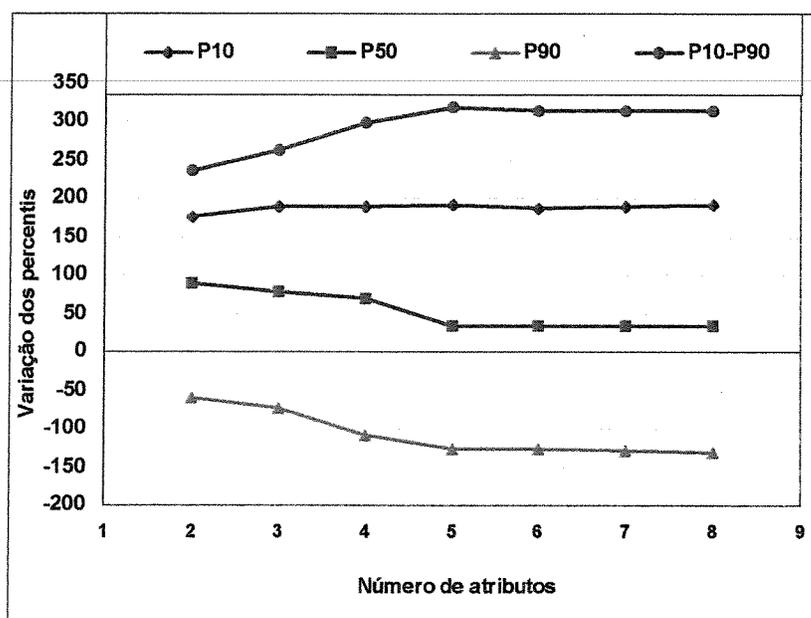


Figura 7.55: Variações nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) para VPL com a inclusão do oitavo atributo, Modelo 2

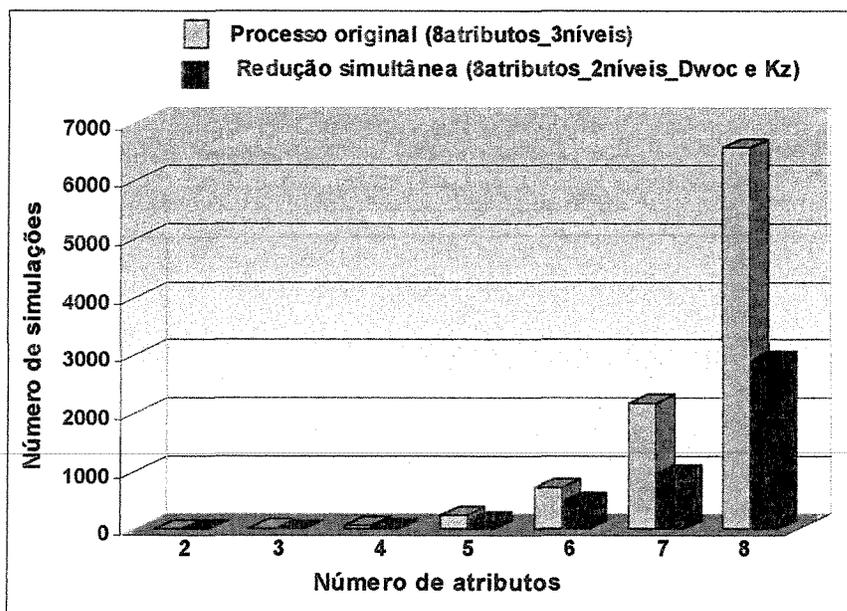


Figura 7.56: Redução do número de simulações através da redução simultânea para a análise do oitavo atributo, Modelo 2

Os resultados apresentados até o momento mostram a relevância da integração entre funções-objetivo como indicativo no processo de seleção de atributos para o processo de redução de níveis, mostrando que a magnitude dessas reduções é função dessas relações, como também da dependência desses atributos, quantificadas através da combinação gradativa.

Conforme analisado para o Modelo 1, avalia-se o efeito da redistribuição de probabilidade do nível eliminado para os níveis remanescentes em comparação com a redistribuição do nível eliminado para o provável. O atributo analisado nesse contexto é o *area*. A análise é realizada através da combinação dos seis atributos mais críticos considerando a redução do nível menos expressivo do *area*. A Figura 7.57 mostra que embora em termos quantitativos essas variações possam parecer pouco significativas, na combinação com outros atributos esse efeito pode interferir nos resultados.

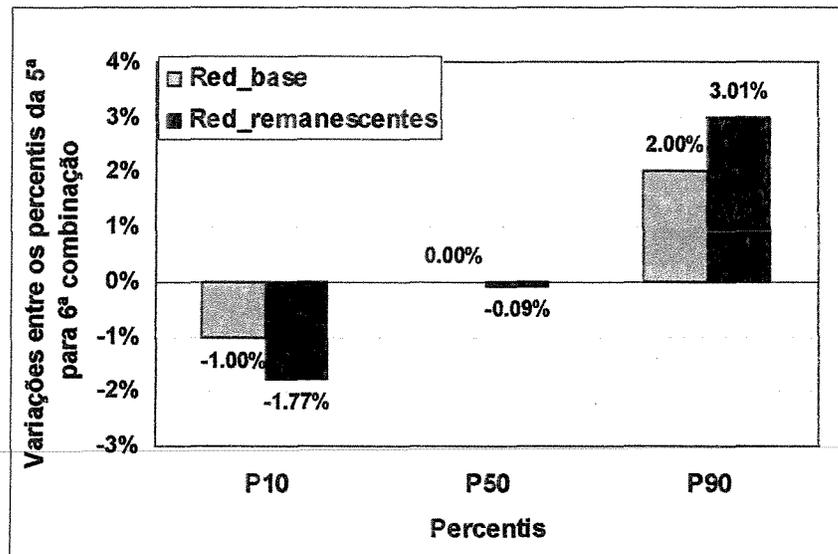


Figura 7.57: Efeito da redistribuição de probabilidade para o nível eliminado do atributo *area*

Aumento do número de níveis incertos

Conforme discutido na análise do Modelo 1, embora a idéia de aumentar a discretização do número de níveis possa parecer contrária a viabilidade do processo, torna-se necessário avaliar que tipo de informação essa análise pode oferecer.

A análise é executada para o atributo mais crítico do processo (Dwoc). As informações relativas aos níveis e probabilidades encontram-se disponibilizadas na Tabela 6.6. A partir da *fda* do atributo adota-se uma discretização de cinco níveis. Esses níveis são escolhidos de forma a preservar os três níveis iniciais do atributo (Figura 7.15). O processo é analisado através da combinação dos quatro primeiros atributos mais críticos para o VPL, considerando o Dwoc com cinco níveis, como mostra a Figura 7.58.

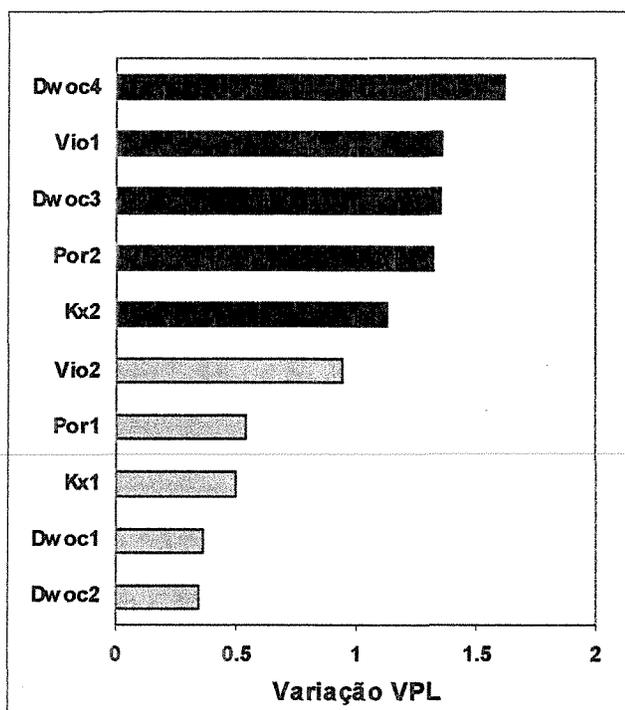


Figura 7.58: Análise de sensibilidade para o VPL considerando o aumento do n° de níveis para o Dwoc, Modelo 2

Nesse ponto alguns aspectos são analisados. A primeira análise refere-se a comparação do processo relativo ao aumento de níveis com o original (4 atributos_3níveis) objetivando avaliar o tipo de informação disponibilizada nesse contexto. A Figura 7.59 mostra uma variação significativa, especialmente no P_{50} . Observa-se que o processo começa a estabilizar, especialmente para o P_{50} , da 3ª para 4ª combinação, como mostra a Figura 7.60. Ao passo que no processo original (Figura 7.41) essa estabilização do P_{50} começa da 4ª para 5ª combinação.

Com a inclusão do quinto atributo mais crítico, Kr (Figura 7.47) no processo que considera o aumento de níveis para o Dwoc e comparando essa combinação com o processo original (5 atributos_3níveis), pode-se observar pequenas variações nos percentis, segundo a Figura 7.61.

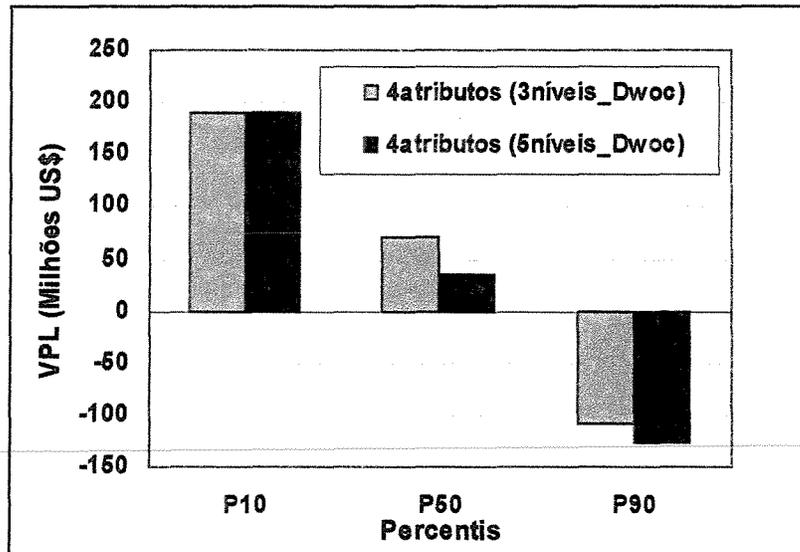


Figura 7.59: Variações nos percentis para a comparação entre os processos considerando 4 atributos combinados, Modelo 2

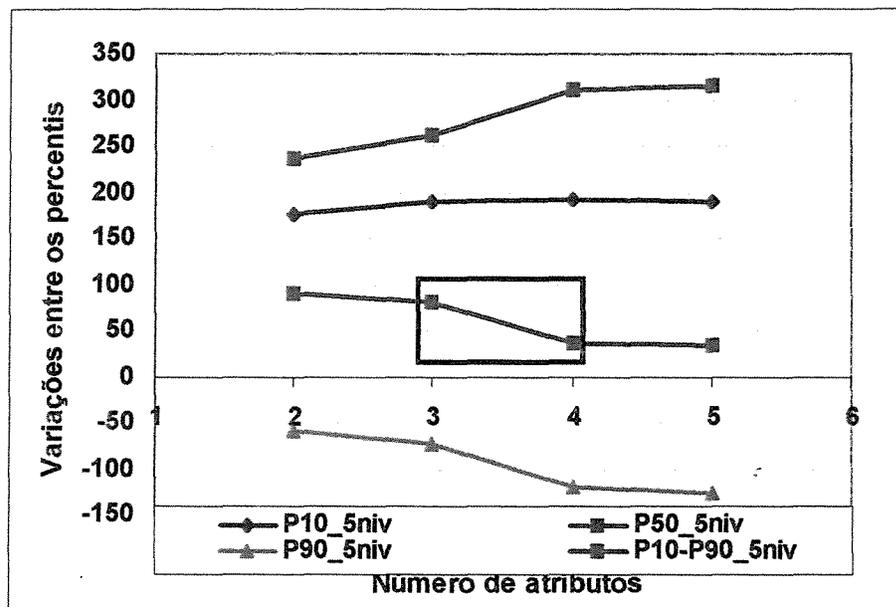


Figura 7.60: Variações nos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}) do VPL para o aumento de níveis do Dwoc, Modelo 2

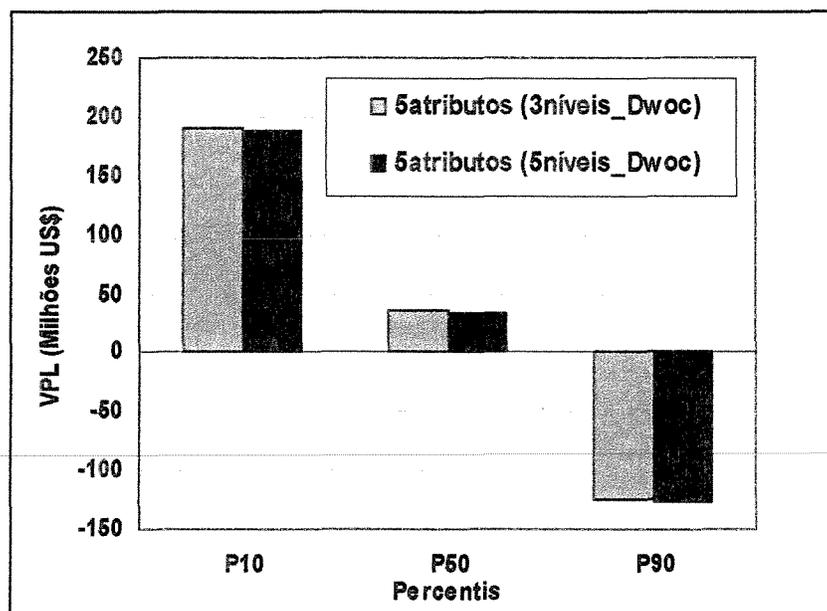


Figura 7.61: Variações nos percentis para a comparação entre os processos considerando 5 atributos combinados, Modelo 2

Os resultados apresentam informações importantes considerando o processo de aumento de níveis, uma vez que é necessário um número menor de atributos para a estabilização do processo, tendo em vista que a adição do 5º atributo não implicou em grandes variações nos percentis. Uma outra questão ainda mais importante é quantificar se o processo do aumento de níveis converge na mesma magnitude de variação com relação ao processo original. A Figura 7.62 mostra a comparação entre os processos e confirma essa análise, uma vez que a magnitude dessas variações converge para o mesmo patamar. É importante destacar que a significativa variação no P_{50} é devido ao fato do modelo base apresentar uma conotação otimista.

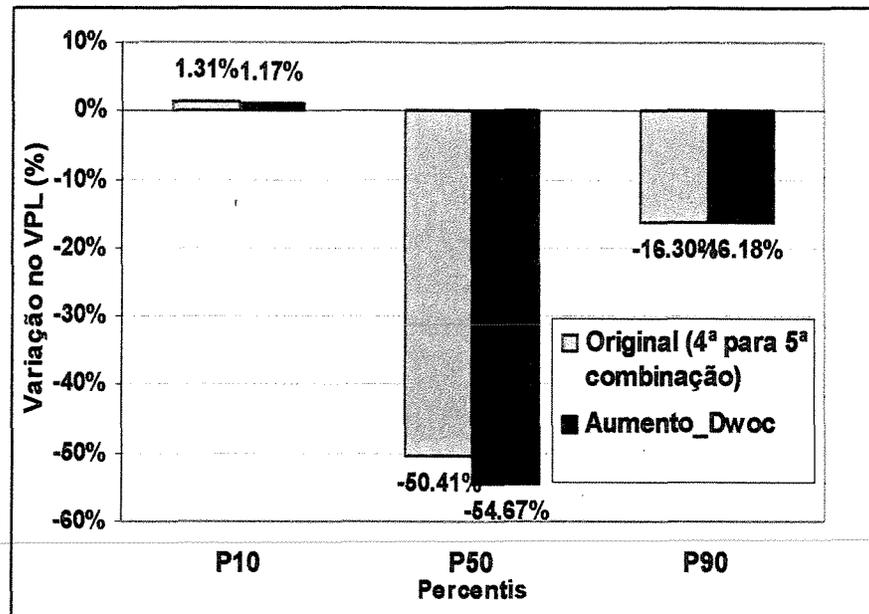


Figura 7.62: Variação do processo de convergência entre os processos de aumento e original, Modelo 2

Pode-se constatar que o processo do aumento de níveis permite avaliar alterações mais centralizadas não captadas pela análise de sensibilidade, além de reduzir significativamente o número de simulações envolvidas no processo de estabilização, uma vez que o número de atributos envolvidos no processo de estabilização é menor comparado ao processo original (7 atributos), como mostra a Figura 7.63.

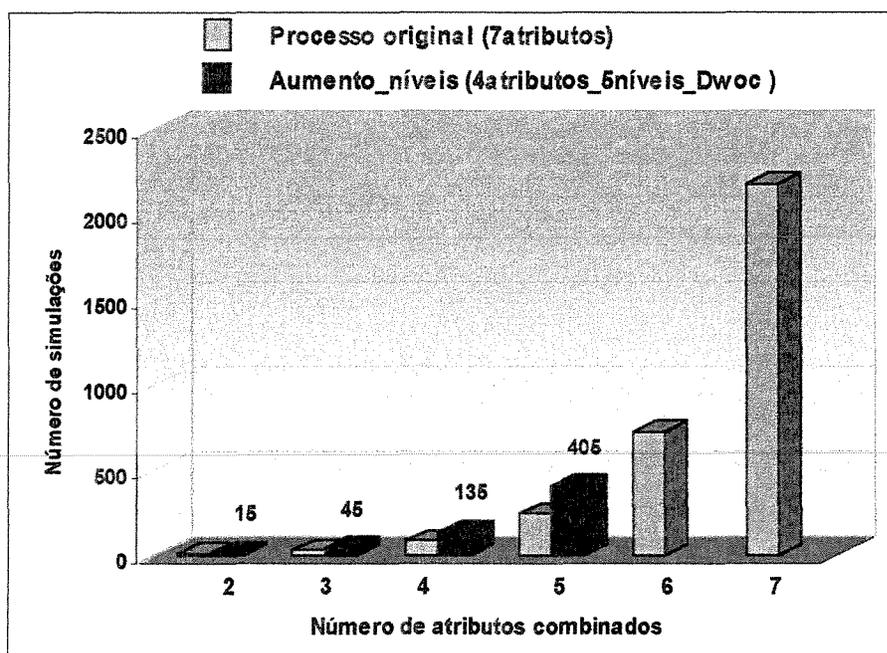


Figura 7.63: Variação entre o número de atributos e simulações no processo de estabilização entre os processos de aumento de níveis e original, Modelo 2

A grande vantagem da utilização do processo automatizado nestas análises é que o mesmo possibilita uma maior confiabilidade em começar com três níveis e avaliar o efeito do aumento de níveis conforme a necessidade, preservando as simulações realizadas para os níveis iniciais.

Variações de probabilidades associadas de atributos

Nesse tópico investiga-se o comportamento das distribuições através dos valores dos percentis na adoção de probabilidades centralizadas. Os atributos envolvidos são os quatro primeiros mais críticos (Figura 7.47). As probabilidades adotadas para as análises são: 25%, 50% e 25%; 30%, 40% e 30%. Para a variação das probabilidades é necessário construir a *fda* de cada atributo envolvido no processo para identificar quais os novos valores para os níveis que correspondem às probabilidades especificadas.

Conforme descrito para a análise do Modelo 1, o ponto relevante nessas investigações é avaliar aspectos relacionados com as variações centralizadas do processo não captadas pela análise de sensibilidade. Este tipo de análise é importante, pois através das centralizações pode-se previamente fornecer informações com relação a escolha do modelo previamente definido como base, quantificando quão próximo ou não, o mesmo encontra-se do modelo provável (P_{50}). Essas prévias análises podem facilitar na adoção da estratégia de produção mais adequada para o caso base.

A Figura 7.64 mostra a obtenção das curvas de risco para as variações das probabilidades. Pode-se verificar que a adoção de probabilidades mais centralizadas faz aumentar o comportamento pessimista das curvas, tornando o caráter relativo ao limite econômico do campo para P_{90} ainda mais pessimista. Contudo um aspecto ainda mais relevante é observar que o modelo previamente definido como base, apresenta uma conotação otimista através da análise do P_{50} (Figura 7.65), aspecto não captado pela análise de sensibilidade que quantifica os extremos. A decisão de qual padronização adotar no processo deve levar em consideração os objetivos do projeto. Esse efeito pode estar pronunciado para esse caso, pois os níveis pessimistas têm influência maior do que os otimistas e, ao aumentar a probabilidade desses níveis, intensifica-se o caráter pessimista da análise. Para este modelo pode-se verificar que as decisões são mais críticas.

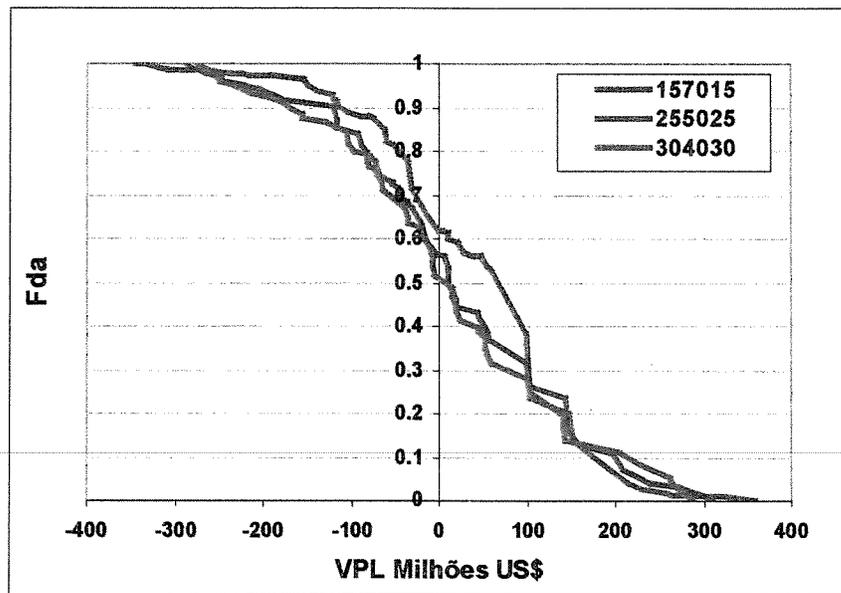


Figura 7.64: Variações nas curvas de risco para probabilidades mais centralizadas, Modelo 2

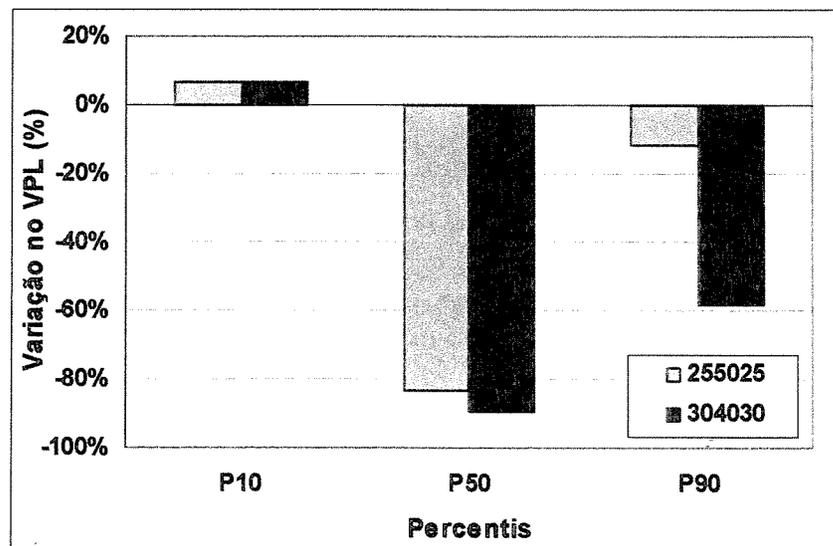


Figura 7.65: Variações nos valores percentis com relação ao processo original (15%, 70% e 15%), Modelo 2

Um outro ponto analisado é relativo à adoção de probabilidades diferenciadas entre os atributos, ou seja, o impacto da falta de padronização nos valores dos percentis do processo. Essa investigação leva em consideração a combinação dos quatro primeiros atributos críticos (Figura 7.47), sendo que para o Dwoc as probabilidades adotadas são de 30%, 40% e 30% e os demais atributos envolvidos permaneceram com as probabilidades originais (15%, 70% e 15%). As Figuras 7.66 e 7.67 mostram que a curva de risco para esse processo é deslocada aumentando o caráter pessimista com a diminuição nos valores dos percentis. A Figura 7.67 mostra um indicativo da necessidade de uma maior discretização para o Dwoc. A magnitude da variação do P_{50} deve-se a conotação otimista apresentada pelo caso base.

É importante destacar que a falta de padronização na análise de sensibilidade pode influenciar na real estabilização do processo através da combinação gradativa.

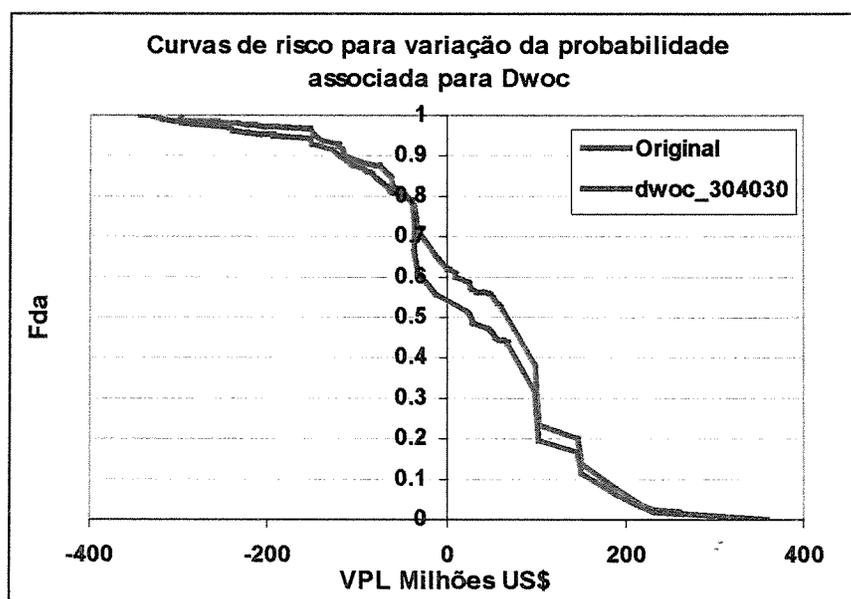


Figura 7.66: Variações na curva de risco para falta de padronização de probabilidades, Modelo 2

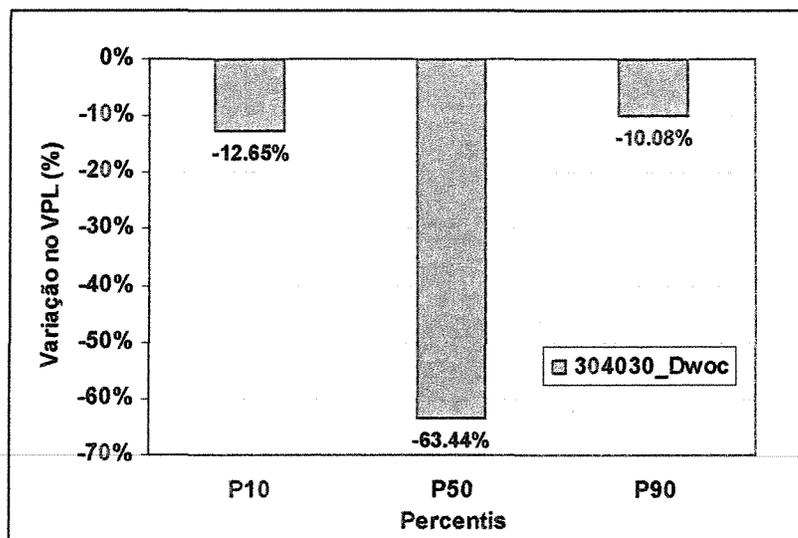


Figura 7.67: Variações nos percentis para a falta de padronização de probabilidade, Modelo 2

Para a análise do comportamento das curvas que adotam as probabilidades de respectivamente, 15%,70% e 15% e 30%,40% e 30% para os atributos envolvidos com três níveis incertos, com o processo de aumento de níveis para o atributo mais crítico (15%15%40%15%15%), observa-se pelas Figuras 7.68 e 7.69 o mesmo comportamento do Modelo 1, ou seja, melhor resolução nas extremidades com a adoção dos valores 15%,70% e 15%. Além disso, nesse caso, como o modelo previamente adotado como base apresenta uma conotação otimista, o modelo 30%, 40% e 30% resulta em valores inferiores de VPL.

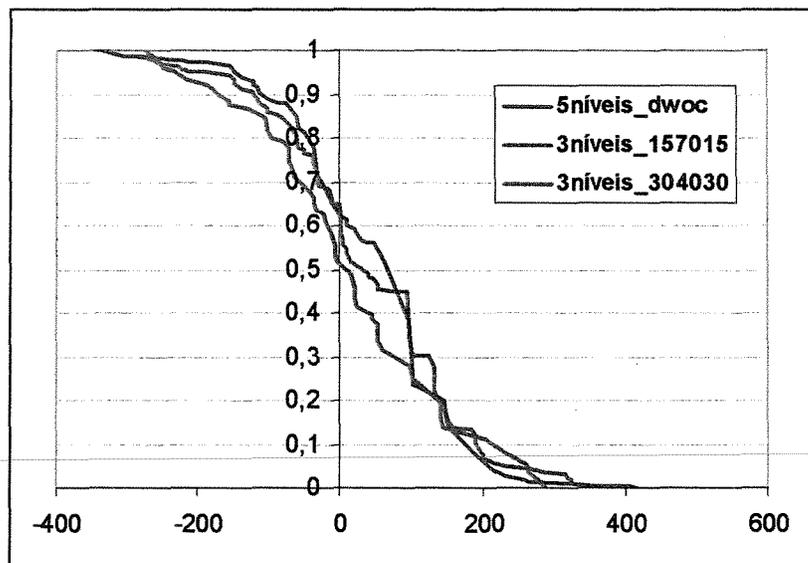


Figura 7.68: Comparação entre as curvas de risco do processo de aumento do número de níveis para Dwoc com o processo original (3 níveis) para variações nas probabilidades associadas, Modelo 2

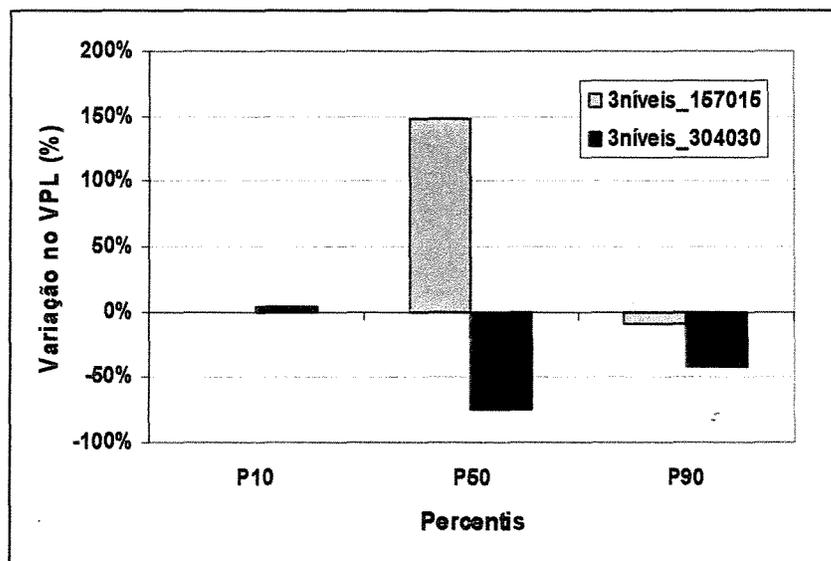


Figura 7.69: Variação nos percentis para a comparação entre os processos de aumento de níveis e variação na probabilidade associada, Modelo 2

Agregação de atributos de mesmas características

Assim como na análise do Modelo 1, o principal objetivo da agregação é avaliar a possibilidade desses atributos serem agregados na redução do número de variáveis envolvidas, reduzindo o número de simulações e minimizando possíveis perdas de informações. Os atributos envolvidos no processo de agregação são selecionados através da sensibilidade para o VOIS, como mostra a Figura 7.70. Os atributos candidatos ao processo de agregação são os três primeiros. Os demais atributos envolvidos no processo e que não aparecem na análise de sensibilidade é porque não impactam no VOIS.

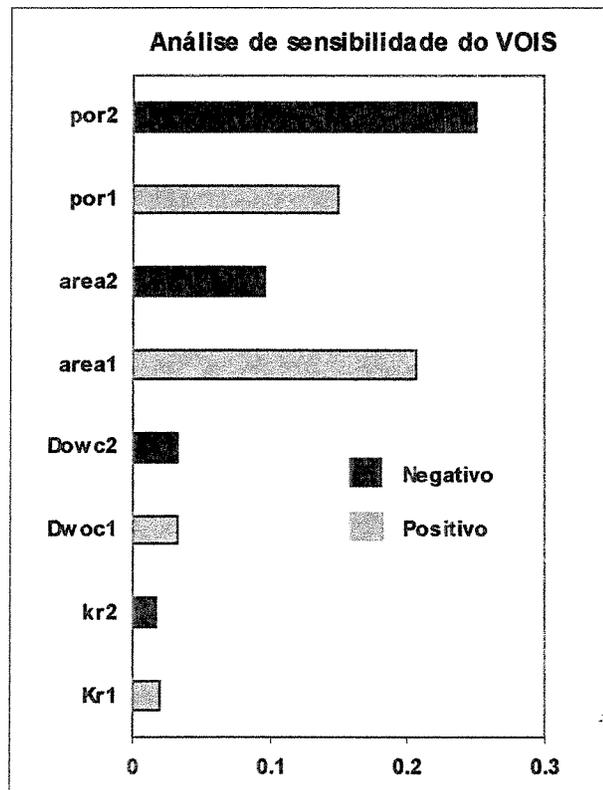


Figura 7.70: Análise de sensibilidade para o VOIS, Modelo 2

Conforme procedimento aplicado no Modelo 1, os modelos selecionados para esse caso são combinados para a construção da curva de distribuição do VOIS na obtenção dos percentis P_{10} , P_{50} e P_{90} . A Figura 7.71 mostra a curva de distribuição do VOIS. Os valores correspondentes aos percentis desse processo são respectivamente, $P_{10} = 175$ milhões de m^3 , $P_{50} = 142$ milhões de m^3 e $P_{90} = 127$ milhões de m^3 .

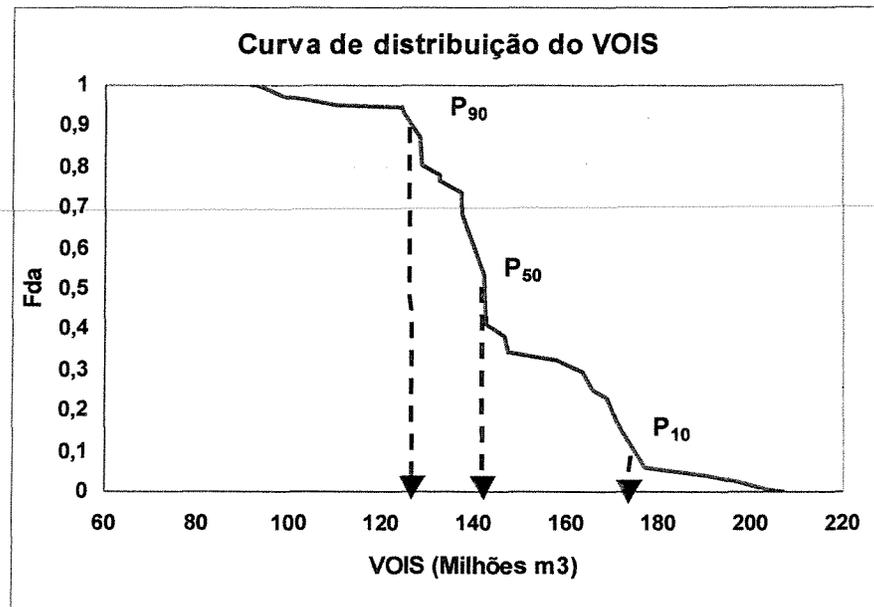


Figura 7.71: Curva de distribuição do VOIS para agregação, Modelo 2

O próximo passo é avaliar de que maneira podem ser escolhidos os modelos representantes desse processo. A relação principal adotada para o processo de seleção é o VOIS X Fr%, contudo adota-se como relação secundária o VOIS X VPL, integrando as informações dessas relações na escolha dos modelos de melhor representatividade para o processo de agregação. O critério de seleção aplicado nesse modelo é o mesmo apresentado no Modelo 1, cuja definição é baseada nos modelos que apresentam valores próximos aos percentis P_{10} , P_{50} e P_{90} relativos à função-objetivo principal definida, com grande variação em relação à função-objetivo secundária, como mostram as Figuras 7.72 e 7.73.

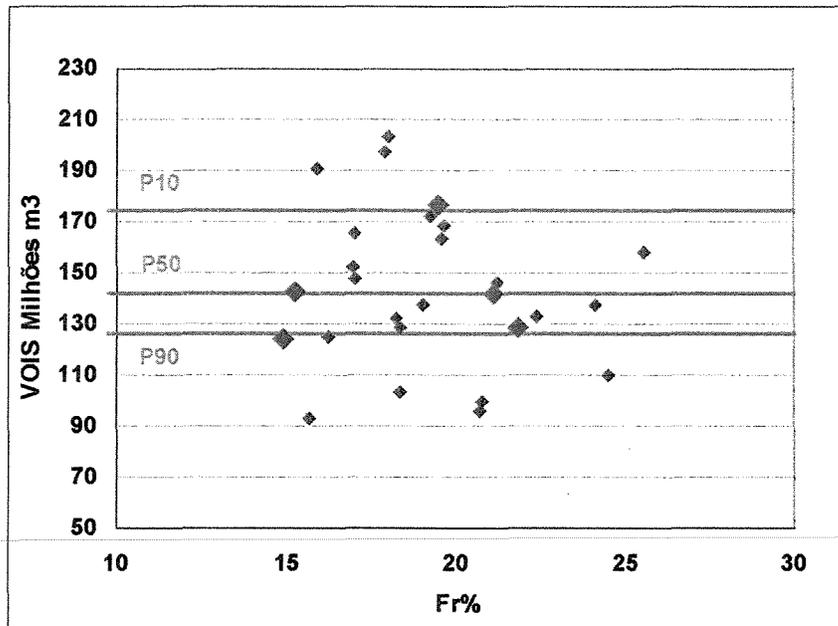


Figura 7.72: Escolha dos modelos representativos da agregação pela relação VOIS x Fr%,
Modelo 2

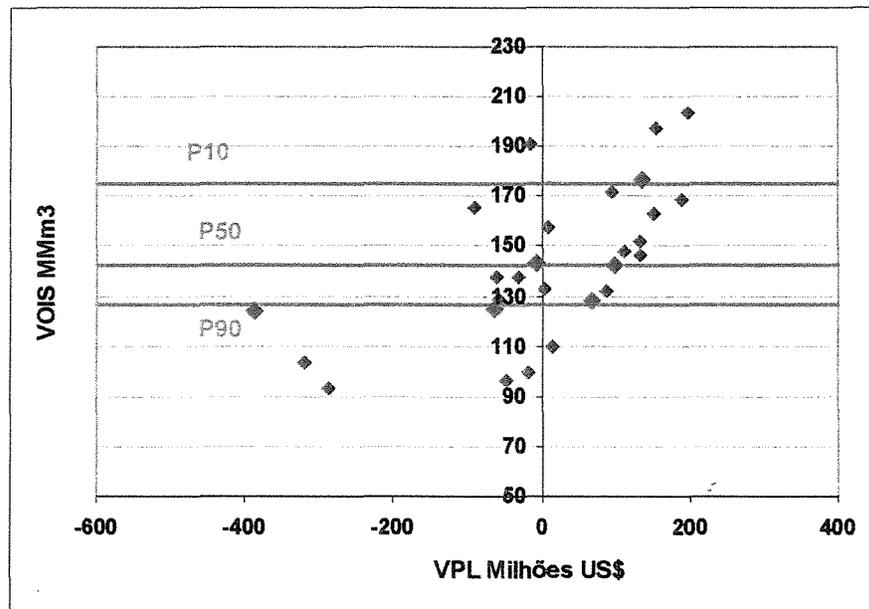


Figura 7.73: Escolha de modelos representativos da agregação através da relação VOIS x
VPL, Modelo 2

Tendo em vista que apenas três atributos são selecionados para o processo de agregação, a quantidade de modelos combinados é menor comparada ao Modelo 1. Em consequência desse fato, o critério de seleção torna-se mais difícil. Os modelos selecionados são representados pelos pontos vermelhos nos gráficos.

Para a análise desse processo, em virtude da quantidade de modelos envolvidos não ser elevada (27 modelos), o critério adotado na atribuição das probabilidades dos representativos é o do somatório das probabilidades dos modelos vizinhos envolvidos. Após a escolha desses modelos uma nova análise de sensibilidade é aplicada com os demais atributos do processo que não entram na análise de agregação, como mostra a Figura 7.74.

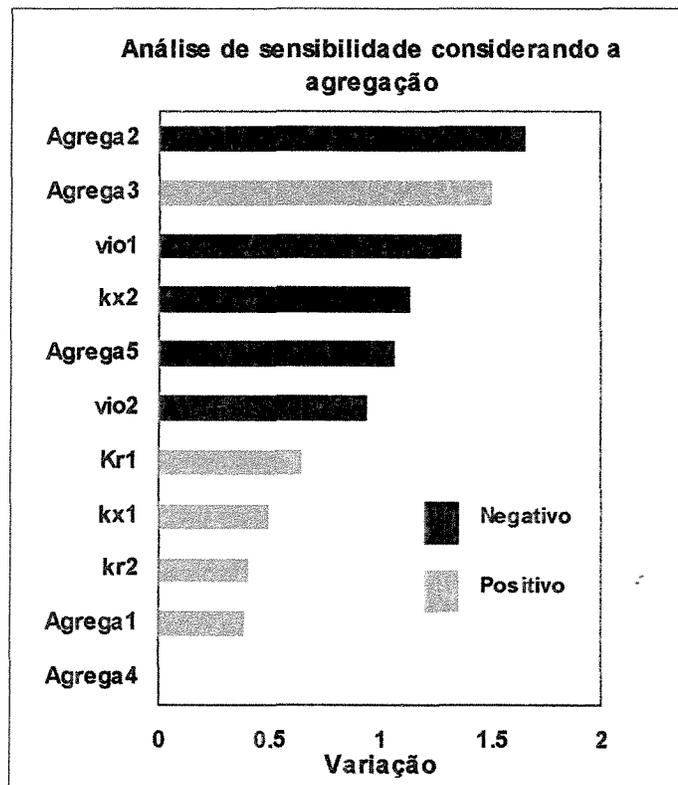


Figura 7.74: Análise de sensibilidade para o VPL considerando a agregação, Modelo 2

A Figura 7.75 mostra a comparação entre as curvas de risco para os dois processos. O processo original consiste na combinação dos seis primeiros atributos (Figura 7.36). Observa-se uma boa representatividade desses modelos para a representação da agregação. Após a validação do processo de agregação, um outro ponto relevante refere-se ao aumento da viabilidade desse processo, comparado ao processo original quando os atributos são tratados separadamente. A Figura 7.76 mostra a significativa redução do número de simulações na adoção da agregação.

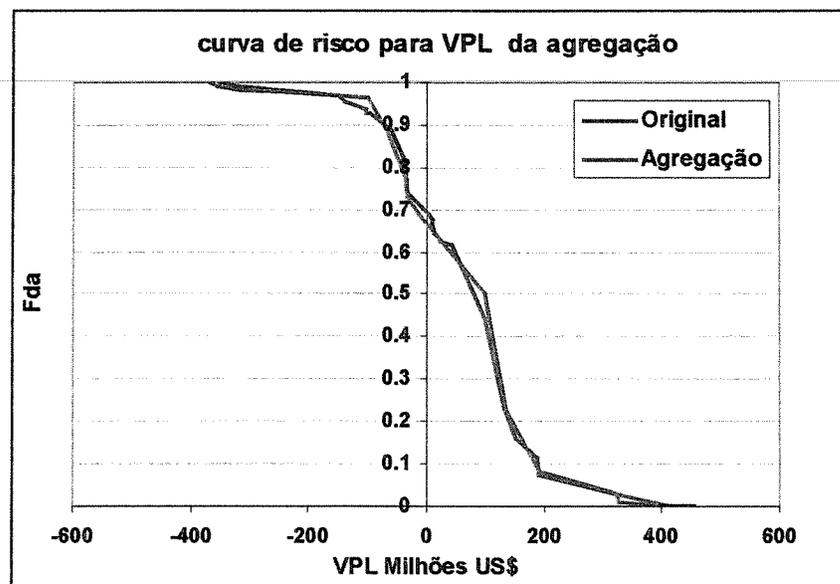


Figura 7.75: Comparação entre as curvas de risco dos processos de agregação e original, Modelo 2

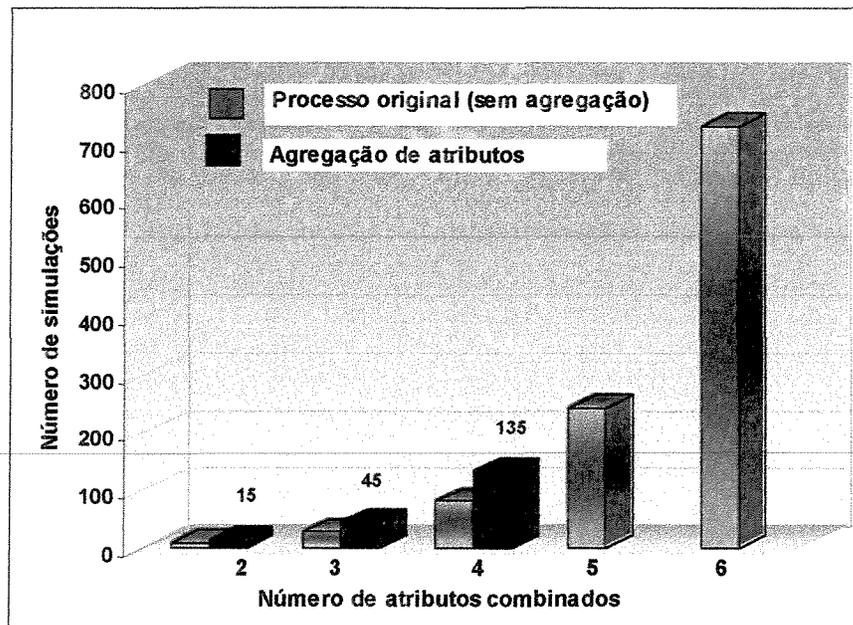


Figura 7.76: Variação no número de simulações entre os processos original e agregação, Modelo 2

Adotando como critério de seleção na escolha dos representantes da agregação apenas a relação VOIS X VPL, em função do caráter relativo ao limite econômico para o VPL, a Figura 7.73 apresenta dois grupos de dispersão de modelos. Adotando apenas o grupo de maior representatividade para a seleção dos representantes da agregação e combinando esses modelos escolhidos com os demais atributos do processo na obtenção da curva de risco da agregação, observa-se através da Figura 7.77 a baixa representatividade com relação à escolha do modelo pessimista. Parte da curva do processo original apresenta valores de VPL mais negativos a partir do P_{90} . A explicação para este comportamento é que os modelos representantes do percentil pessimista deixam de fora o modelo representante do grupo de menor representatividade e com valor de VPL bastante negativo (Figura 7.73). Entretanto, o somatório das probabilidades dos modelos do grupo de menor representatividade é pequeno, o que pode ser comprovado pela pequena variação do P_{90} .

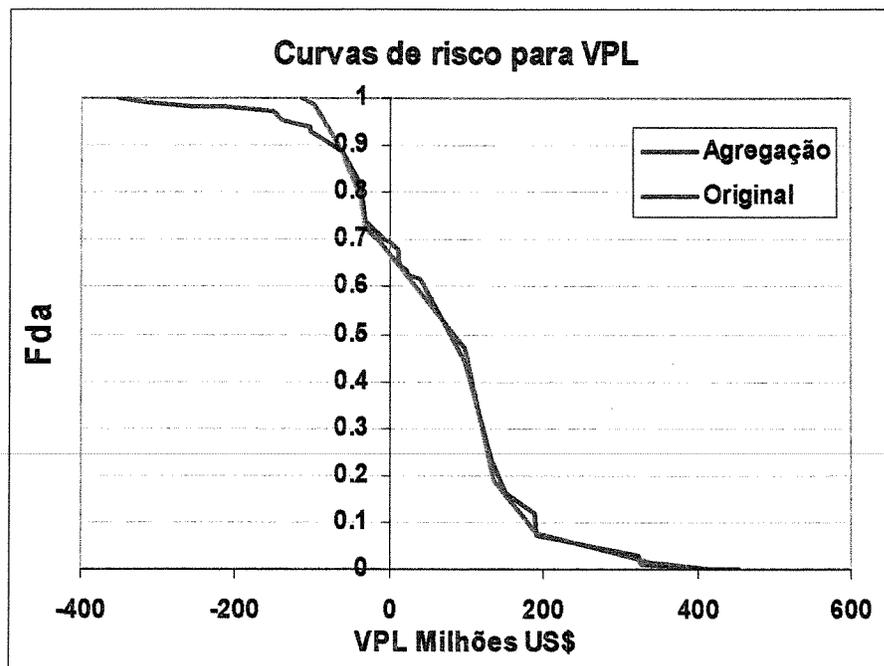


Figura 7.77: Comparação entre as curvas de risco considerando o processo original e a agregação através da escolha apenas de modelos pertencentes ao grupo mais representativo, Modelo 2

Incluindo o modelo representante do grupo de menor representatividade no grupo que representa o percentil pessimista e atribuindo o somatório das probabilidades dos vizinhos para sua representação, observa-se através da Figura 7.78, que a inclusão do mesmo possibilita adequar a curva de agregação com o processo original. Estas análises reforçam dois aspectos importantes. O primeiro, a relevância da integração das relações na escolha desses modelos representativos, evitando assim perdas de informações. O segundo aspecto é que o critério de seleção deve abranger todo o espectro de modelos envolvidos, independente de grupos de maior ou menor representatividade.

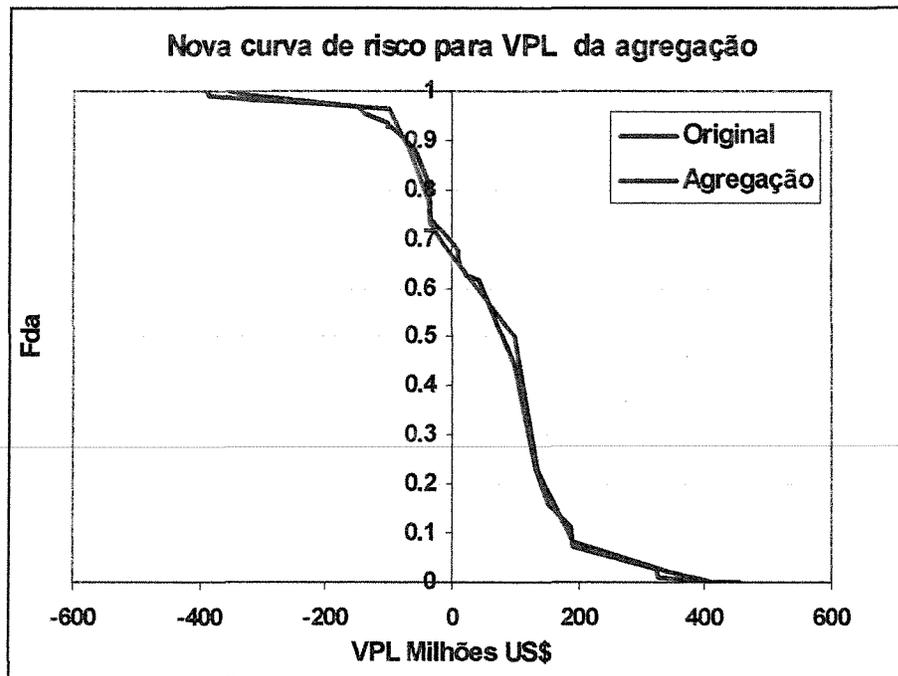


Figura 7.78: Comparação entre as curvas de risco considerando o processo original e a agregação após adoção do modelo pertencente ao grupo de menor representatividade, Modelo 2

Analisa-se também a adoção de probabilidades de 20% para os níveis otimista e pessimista e 60% para o caso provável. Os resultados mostram que para este caso, os valores de 20% para os modelos representativos pessimistas fazem aumentar o caráter pessimista da análise (Figura 7.79).

A razão para este fato é que pelo critério do somatório das probabilidades dos vizinhos, as probabilidades associadas dos modelos pessimistas são baixas. Adotando probabilidades de 20% para os representativos pessimistas o caráter negativo da curva é acentuado. Portanto, deve-se avaliar com cautela o critério de distribuição de 20%, 60% e 20% para o caso de modelos que apresentem valores muito negativos de VPL. Quando poucos estão presentes, o critério do somatório das probabilidades de modelos vizinhos é mais adequado.

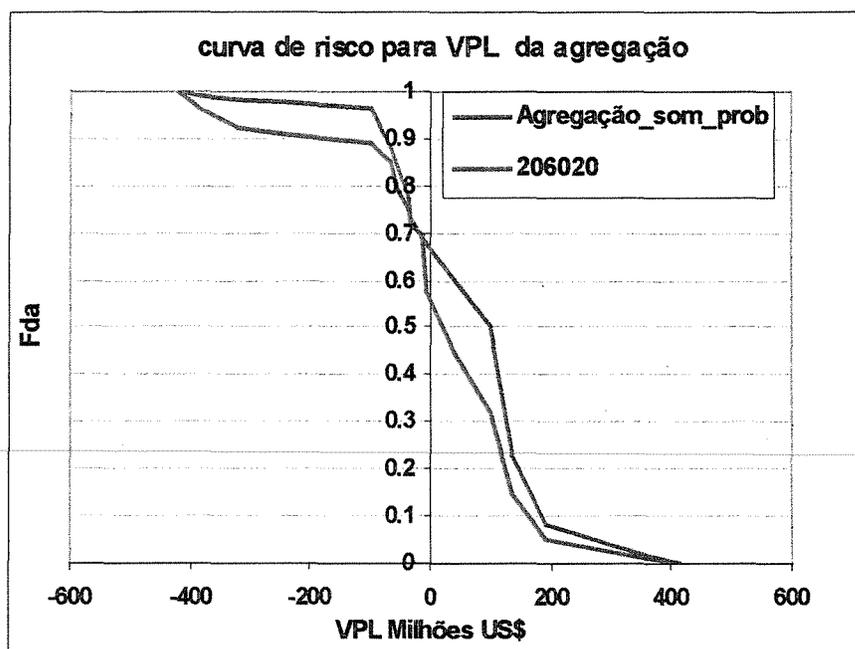


Figura 7.79: Comparação entre as curvas da agregação para diferentes tipos de atribuição de probabilidades para os modelos representativos da agregação, Modelo 2

Dessa forma, os resultados apresentados mostram que o critério de atribuição de probabilidades para os modelos representativos depende inicialmente do número de atributos envolvidos na agregação, como também do tipo de modelo analisado. Caso o número de atributos combinados seja maior que quatro é conveniente dividir a quantidade de modelos selecionados pela unidade ou mesmo atribuir probabilidades de 20%, 60% e 20% para esses modelos, atentando para o tipo de modelo analisado.

Para o estudo da agregação no Modelo 1 é aplicado o critério da divisão do número de modelos selecionados pela unidade, mas também é testada a adoção de probabilidades de 20% para os níveis otimista e pessimista e 60% para o caso provável. Esse critério praticamente não varia os valores dos percentis. Vale destacar que os valores de VPL para todos os modelos que compõem esse estudo são positivos.

No Modelo 2 que apresenta valores negativos de VPL para alguns modelos, os resultados mostram que o ideal é aplicar o critério do somatório das probabilidades, pois a adoção de probabilidades de 20%, 60% e 20% faz aumentar o caráter pessimista da curva. Nesse modelo, o número de atributos envolvidos na agregação é três, viabilizando o critério do somatório das probabilidades para os representativos. Caso o número de atributos envolvidos seja maior que quatro, o critério do somatório pode ser trabalhoso, por isso uma alternativa seria a adoção de mais modelos representativos por percentil para minimizar o efeito dessas probabilidades.

7.4 Análise de sensibilidade integrada com o modelo econômico

Existe ainda um outro aspecto nesse contexto, não aplicado na metodologia, mas servindo de recomendação que é o de avaliar antes de todo o processo de quantificação das incertezas geológicas, o impacto da sensibilidade de parâmetros econômicos, especialmente o preço do óleo, juntamente com os atributos incertos geológicos. A sensibilidade desse parâmetro econômico poderá direcionar completamente o processo de quantificação.

Se esse parâmetro for muito mais expressivo que o mais crítico dos atributos incertos geológicos, o processo de quantificação pode ser tratado de uma maneira mais flexível. Evidente que essa flexibilidade pode implicar em perda de informação e essa perda pode ser propagada na integração das incertezas geológicas, econômicas e relativas à estratégia de produção. A Figura 7.80 mostra a análise de sensibilidade integrada dos Modelos 1 e 2.

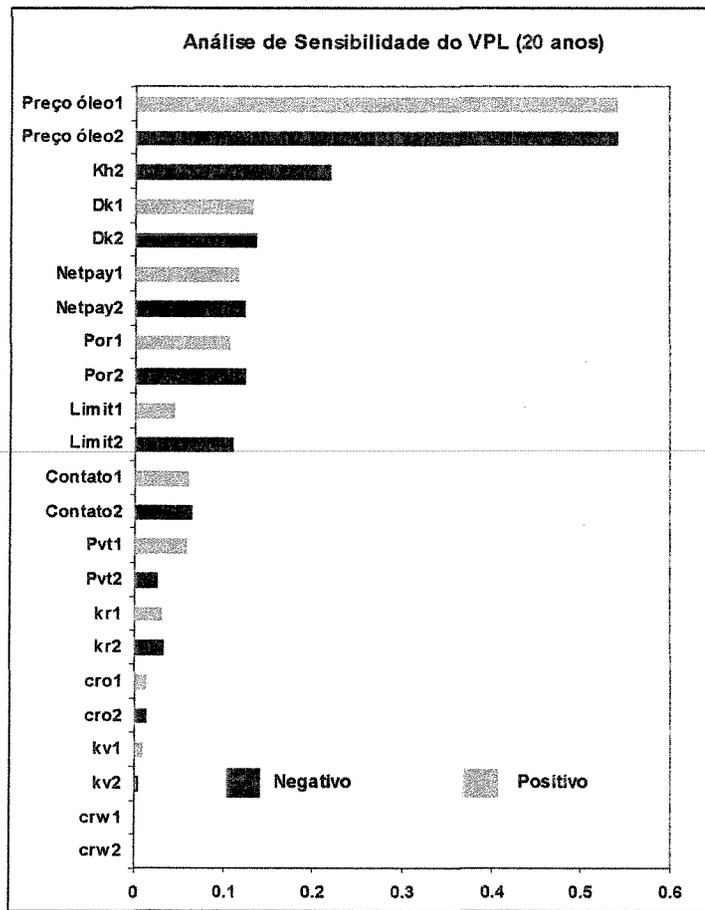


Figura 7.80: (a) Análise de sensibilidade incluindo o atributo preço do óleo, Modelo 1

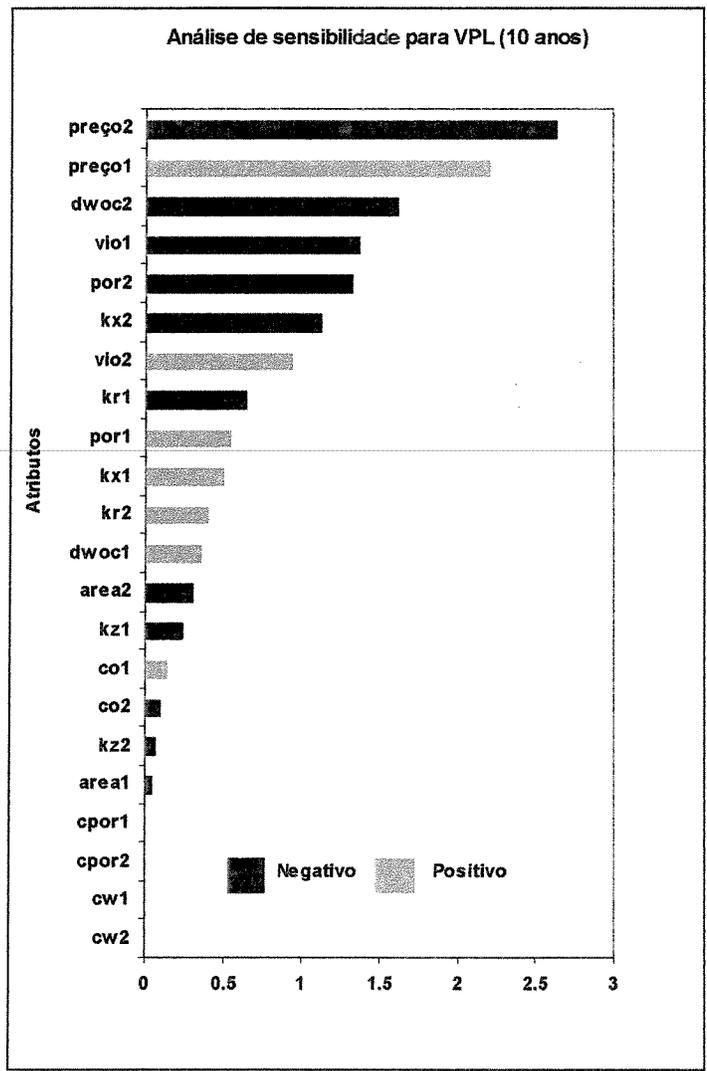


Figura 7.80: (b) Análise de sensibilidade incluindo o atributo preço do óleo, Modelo 2

7.5 Discussão dos resultados de análise de impacto de incertezas geológicas

Diante dos resultados analisados alguns pontos podem ser notificados com relação ao tratamento das simplificações para os atributos incertos envolvidos no processo.

A análise de sensibilidade é um indicativo importante do desempenho de atributos incertos envolvidos. Quantificar tipos de sensibilidade apresentados por atributos incertos através da integração de funções pela análise de sensibilidade é também importante, por permitir que variações de níveis possam ser aplicadas com mais critério, evitando assim, maiores perdas de informações. A integração entre funções-objetivo econômica e de produção é um bom indicativo da real estabilização do processo através da combinação gradativa, minimizando perdas de informações.

Contudo, o ponto chave para a identificação do número ideal de atributos críticos é através do processo de combinação gradativa, pois o mesmo permite adequar confiabilidade com viabilidade, evitando que simulações desnecessárias sejam feitas, ou mesmo evitando que informações relevantes não sejam incluídas. A partir da combinação gradativa é que os pontos relativos ao tratamento de simplificações são validados.

A escolha do número de atributos e níveis incertos pode ser feita de forma mais segura através da combinação gradativa. A padronização de três níveis incertos para caracterização de um atributo pode ser uma boa representação inicial, uma vez que o número ideal de atributos e níveis a considerar depende do processo e não de uma decisão antecedente a quantificação desses atributos.

O número de níveis pode também ser alterado durante o processo conforme necessidade de cada caso. Atributos candidatos ao processo de redução de níveis devem ser previamente analisados através da integração de funções-objetivo com o objetivo de minimizar as perdas de informações envolvidas no processo. Observa-se que o efeito da redução de níveis para tipos diferentes de sensibilidade é diferenciado nos primeiros estágios de combinação (para um número

de atributos combinados menor ou igual a três). A partir da combinação do quarto atributo, o efeito dos diferentes tipos é minimizado, prevalecendo então, a ordem de expressividade do atributo na análise de sensibilidade. Pode-se previamente concluir que a decisão do tratamento de atributos através da redução de níveis encontra-se também relacionada com a quantidade de atributos combinados necessária para quantificar o processo.

Se na combinação gradativa o processo estabiliza com um número no mínimo igual a três, é prudente não aplicar redução de níveis, evitando maiores perdas de informações. Para um número maior que três, o efeito da redução de nível é minimizado e essa redução é uma maneira viável de reduzir o número de simulações sem grandes perdas de informações.

Os resultados mostram que um refinamento nas informações através do aumento do número de níveis de discretização de atributos é uma maneira de quantificar possíveis ganhos de informações podendo diminuir o número de atributos críticos envolvidos no processo de estabilização, reduzindo o número de simulações sem perder confiabilidade nos resultados.

A adoção de probabilidades centralizadas pode ser uma maneira de quantificar variações centralizadas não captadas pela análise de sensibilidade. Com relação à padronização de probabilidades de atributos contínuos, os resultados mostram que a expressividade do atributo é função da probabilidade atribuída, devendo-se, portanto ficar atento na decisão do intervalo de variação dessas probabilidades que caracterizam os níveis incertos, pois os resultados acompanham a magnitude dessas variações.

A adoção de probabilidades mais extremas apresenta melhores aproximações nas extremidades da curva final. Numa fase onde se pretende medir o risco do projeto, parece mais adequado o uso de valores mais extremos. A adoção de probabilidades mais centralizadas irá depender do objetivo do estudo.

Com relação ao processo de agregação, o critério de escolha dos representantes é função do número de atributos selecionados para o processo de agregação. A definição de qual critério de atribuição de probabilidades adotar é função da quantidade de modelos combinados. Para um número de atributos combinados maior que quatro, o critério de atribuir o somatório das probabilidades dos modelos vizinhos para o modelo selecionado, pode demandar tempo sem um processo automatizado.

Na ausência de um processo automatizado e com um número grande de modelos, como simplificação, pode-se adotar as probabilidades de 20%, 60% e 20% (o valor de 20% é utilizado para representar a probabilidade de ocorrência de P10, por exemplo, pois P10 seria o valor central com aproximadamente 20% de chance de ocorrência) ou, simplificando ainda mais, dividir a unidade pela quantidade de modelos. Deve-se, portanto, avaliar o tipo de caso analisado para a escolha mais adequada dessas atribuições de probabilidades.

Caso o número de atributos com impacto no volume, seja igual ou maior que quatro, o processo de agregação nessa situação é adequado uma vez que se pode reduzir sensivelmente o número de simulações. Caso esse número seja menor ou igual a três, a sugestão é tratar esses atributos separadamente dentro do processo original de combinação gradativa, pois o ganho no número de simulações não é tão expressivo a ponto de justificar uma simplificação, que não deixa de ser o processo de agregação.

Quando os atributos incertos forem avaliados através da combinação gradativa e a estabilização do processo ocorrer para um número no mínimo igual a três, é conveniente analisar a quantificação sem simplificações. Caso o número ideal de atributos definido pela combinação seja igual ou maior que quatro, a adoção do tratamento de atributos através da redução ou aumento de níveis pode ser aplicada no intuito de viabilizar o processo de quantificação.

Comparando os dois modelos estudados, pode-se observar uma grande variação da dificuldade de análise do problema, à medida que o risco de se obter VPL pequenos ou negativos ocorre, como observado no Modelo 2. No Modelo 1, o comportamento da análise de risco é mais

suave e previsível e as simplificações podem ser feitas sem grandes perdas de informações. No Modelo 2, o baixo VPL torna o efeito das simplificações menos previsíveis e demanda a necessidade de testes gradativos para verificar algumas hipóteses, tornando as decisões mais críticas. Isso faz com que o número de simulações e o tempo do processo sejam maiores.

O Modelo 1 encontra-se no estágio de decisão da estratégia de produção e quase “pronto” para o início de desenvolvimento e o Modelo 2, ainda está no estágio de avaliação, com maior risco relacionado a decisão de estratégia de produção. Dessa forma, feita a análise inicial de impacto de incertezas geológicas, deve-se passar para o próximo estágio que é a integração com outras incertezas e com a estratégia de produção. É importante relatar que para o Modelo 2, o modelo base apresentou uma conotação otimista comparada com o P_{50} .

7.6 Integração de incertezas geológicas, econômicas, tecnológicas e estratégia de produção.

Uma das propostas da metodologia é a possibilidade de integrar tipos diferentes de incertezas de relevância para a fase de desenvolvimento. Esta integração é uma das técnicas propostas para acelerar o processo. O processo de integração das incertezas é aplicado de maneira diferenciada para os modelos envolvidos. Para o Modelo 1 a integração é aplicada aos modelos representativos escolhidos após o processo de quantificação das incertezas geológicas. Uma vez que os valores de VPL dos percentis que caracterizam este modelo são positivos, o ganho obtido na otimização dos modelos representativos na quantificação das incertezas geológicas é bem pequeno, valendo, portanto, a estratégia otimizada adotada para o caso base.

Santos (2002) aborda a influência da estratégia de produção para um campo com VPL positivo para todos os modelos e conclui que o ganho no VPL com a otimização do caso analisado é pequeno em relação às incertezas presentes e que alterações na estratégia otimizada dos modelos envolvidos não chegaram a ser importantes. A integração de incertezas é aplicada diretamente nos modelos representativos.

No Modelo 2, a integração dos modelos representativos da quantificação geológica com a estratégia de produção é expressiva, mostrando que a estratégia previamente adotada para o caso base não é eficiente para os modelos representativos.

Logicamente, para todos os casos com VPL negativo, este comportamento será semelhante, pois, nesse estágio, para casos com VPL negativos, a decisão de não produzir já poderia ser considerada como uma das alternativas.

Após a integração com a estratégia de produção, as incertezas econômicas e tecnológicas são integradas nos modelos representativos otimizados. Os resultados dos dois modelos são apresentados a seguir, para o Modelo 1, apenas a integração com as outras incertezas.

7.6.1 Modelo 1

Antes da escolha dos modelos representativos é executada uma análise de sensibilidade no modelo base com relação aos atributos incertos econômicos (Tabela 6.8). O universo de todos os modelos combinados é definido como modelo base, onde através do mesmo os modelos representativos são selecionados. A Figura 7.81 mostra as variações nos percentis e a Figura 7.82 o comportamento da curva de risco do modelo base na presença das variações desses atributos incertos econômicos.

Pode-se verificar que o atributo preço do óleo é o mais crítico seguido do investimento e por fim, a taxa de desconto. Em função dessas análises a integração das incertezas econômicas com as geológicas é feita através dos modelos representativos. A utilização desses modelos representativos viabiliza o processo de integração.

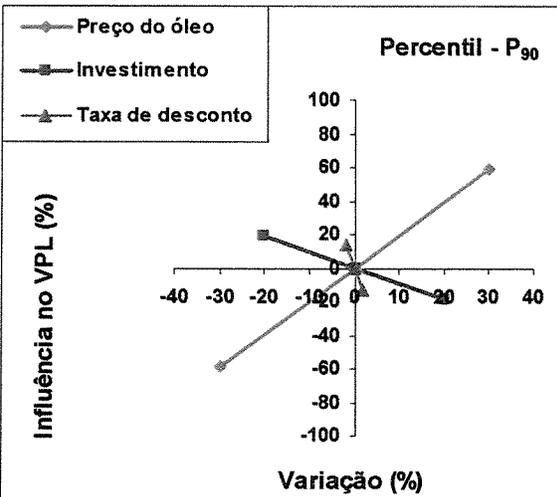
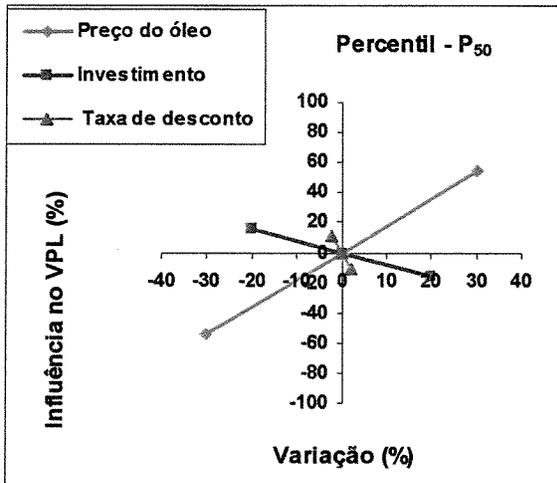
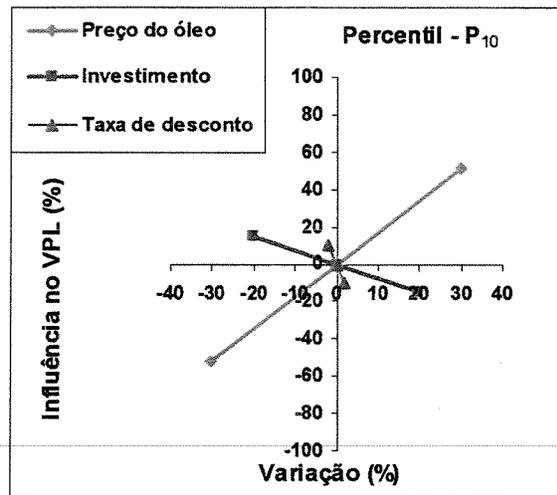


Figura 7.81: Análise de sensibilidade para o VPL para incertezas econômicas, Modelo 1

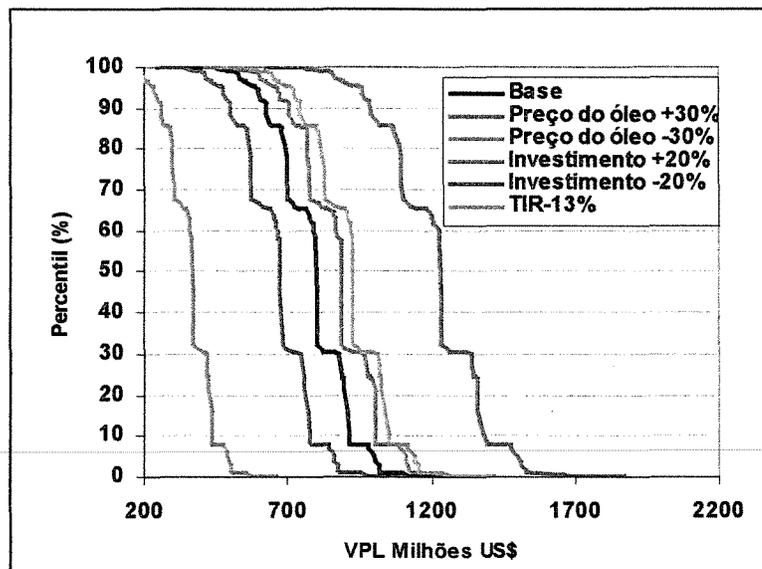


Figura 7.82: Variações na curva de risco do modelo base, Modelo 1

A função-objetivo principal adotada no processo de seleção dos representativos é o VPL e as funções-objetivo secundárias são o N_p e $Fr\%$.

O critério de escolha é baseado nos modelos com significantes diferenças para o $Fr\%$ e próximos dos percentis (P_{10} , P_{50} e P_{90}). A utilização da relação de VPL X N_p é utilizada apenas para analisar as diferenças entre os modelos, ou mesmo acrescentar uma possível informação. As Figuras 7.83 e 7.84 apresentam essas relações. A quantidade de modelos será dependente do cumprimento do critério de escolha, ou seja, os modelos escolhidos são aqueles que justificam uma expressiva variação no $Fr\%$ e com valores próximos aos percentis da função-objetivo principal.

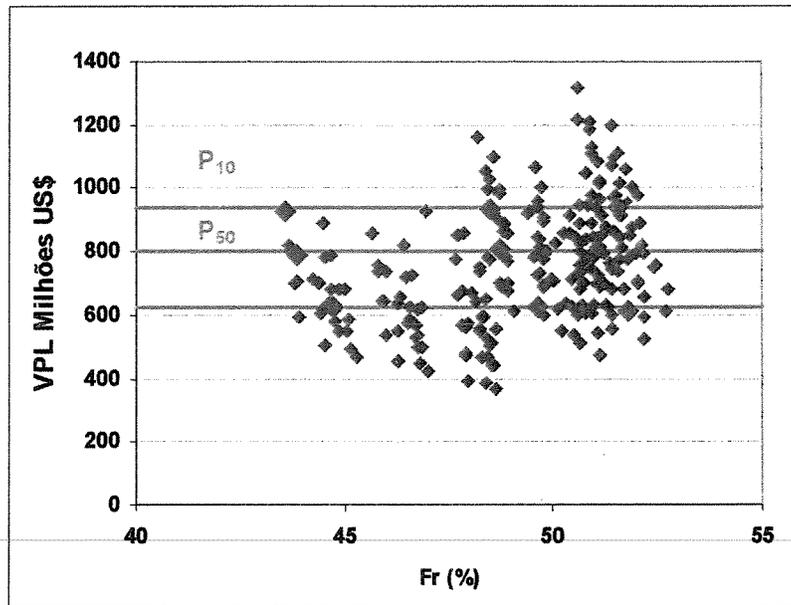


Figura 7.83: Escolha de modelos representativos (VPL x Fr%), Modelo 1

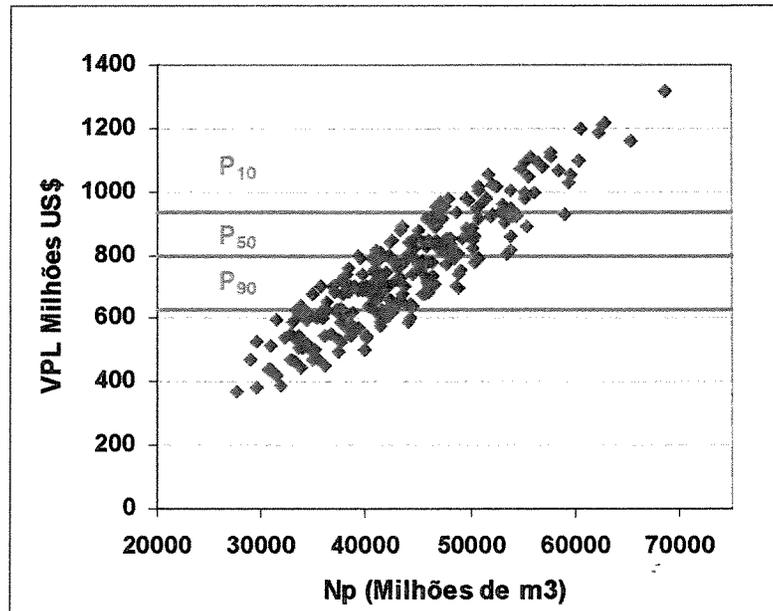


Figura 7.84: Análise complementar da escolha dos representativos (VPL x Np), Modelo 1

Após a definição dos modelos representativos o processo de integração é iniciado através da análise de sensibilidade dos parâmetros econômicos, mostrada na Figura 7.85. A magnitude da sensibilidade dos modelos representativos é praticamente o mesmo perfil apresentado para sensibilidade do modelo base que contempla todas os modelos combinados. O preço do óleo continua sendo o mais crítico, seguido do investimento e da taxa de desconto. Essa constatação fica mais evidente através da Figura 7.86 onde os modelos representativos com sensibilidade econômica são mostrados juntamente com a análise de sensibilidade do Modelo Base (Figura 7.82). O intervalo de variação observado é praticamente o mesmo.

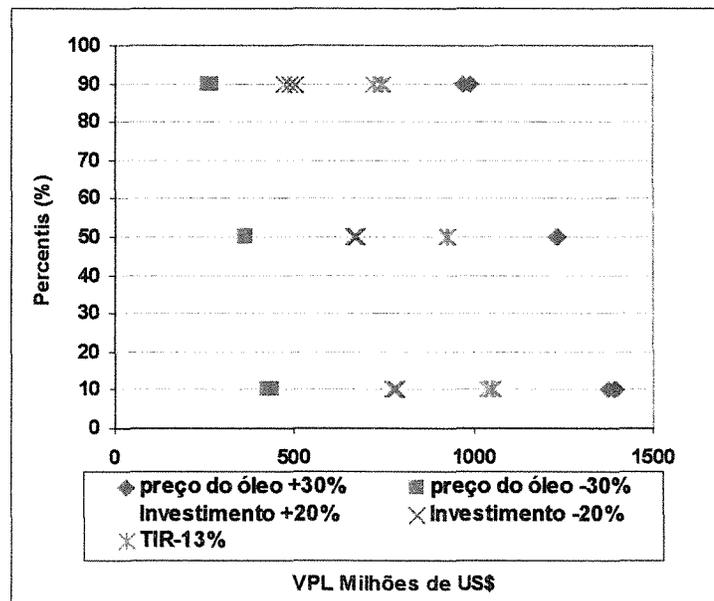


Figura 7.85: Análise de sensibilidade econômica para os modelos representativos, Modelo 1

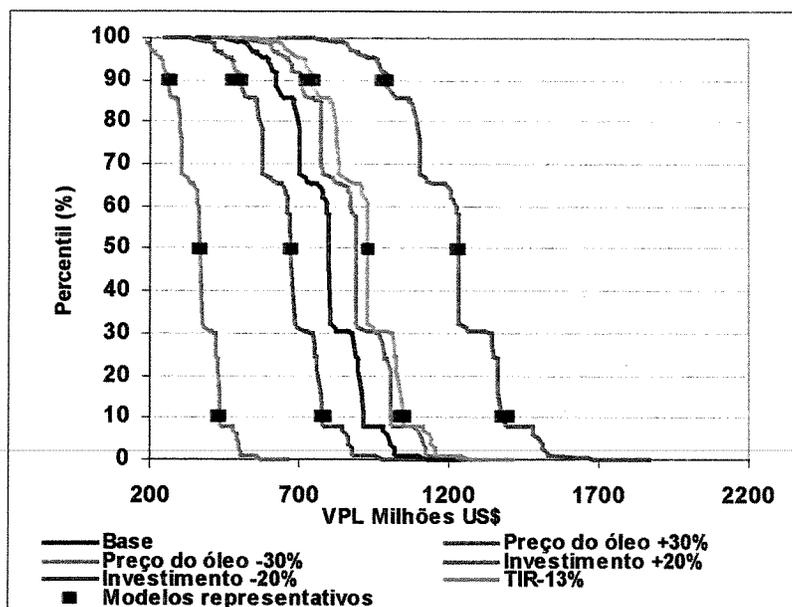


Figura 7.86: Comparação da sensibilidade no modelo base e nos modelos representativos, Modelo 1

Tendo em vista que o parâmetro econômico mais expressivo é o preço do óleo uma nova curva de risco é obtida para os modelos representativos incluindo a incerteza no preço do óleo, representada através dos valores mostrados nas Tabelas 6.8 e 6.9. A Figura 7.87 mostra a nova curva comparada com a curva de risco original. Os pontos verdes mostram a análise de sensibilidade aplicada nos modelos representativos na comparação com a nova curva de risco. A comparação entre as curvas de risco (geológica e econômica) mostra também a expressividade de incertezas econômicas quando comparadas com as incertezas geológicas. O intervalo de incertezas obtido pela curva de risco econômica é maior que o intervalo da curva de risco geológica. Contudo, a quantificação da representatividade desses modelos é um fator importante na validação dos mesmos.

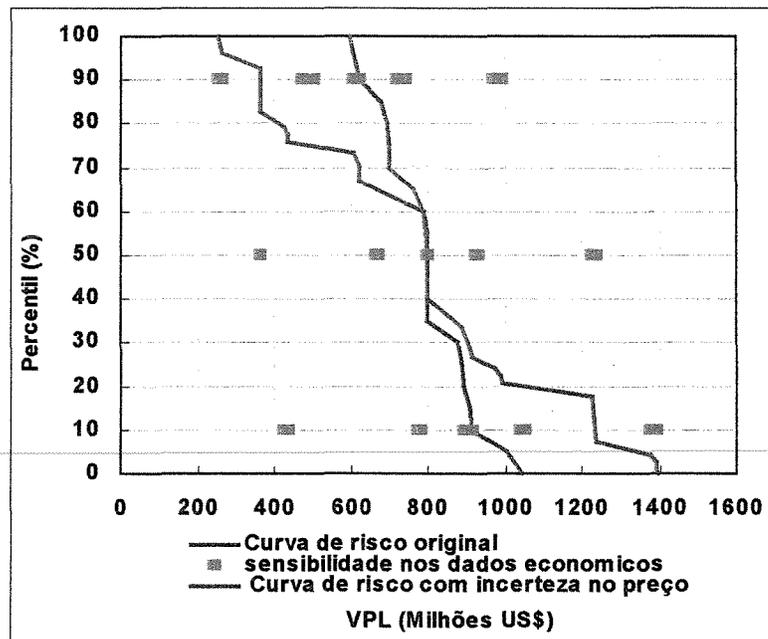


Figura 7.87: Nova curva de risco para os modelos representativos considerando incerteza no preço, Modelo 1

A idéia de avaliar a representatividade desses modelos é identificar se os modelos definidos como representativos para P_{10} , P_{50} e P_{90} ainda continuam dentro do intervalo desses percentis após a sensibilidade dos parâmetros econômicos. A Figura 7.88 mostra o intervalo de variação em relação aos percentis originais após a sensibilidade. Dessa forma, pode-se previamente concluir que a adoção desses modelos para representar as incertezas geológicas parece ser uma alternativa viável para acelerar o processo de integração e quantificação de incertezas sem grandes perdas de precisão.

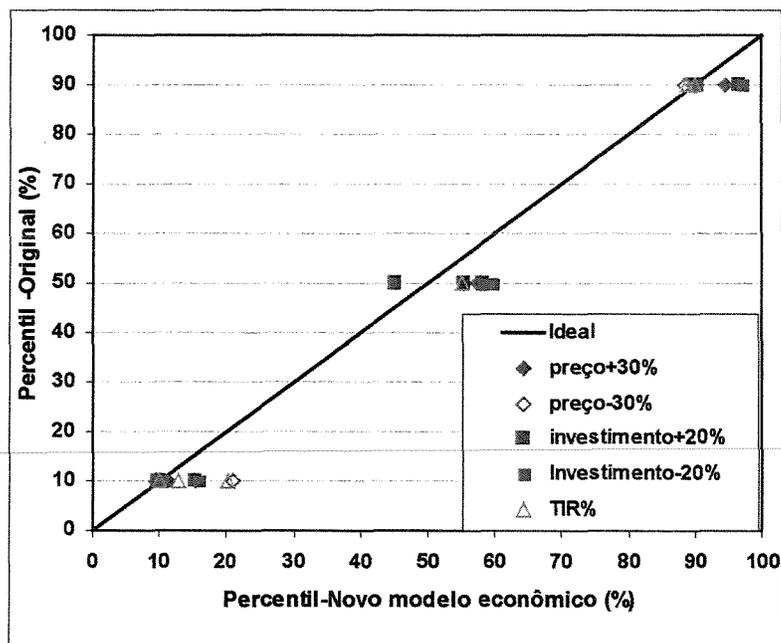


Figura 7.88: Novos percentis para os modelos representativos após sensibilidade econômica

7.6.2 Modelo 2

O tratamento desse tópico para o Modelo 2 é executado de maneira diferenciada do Modelo 1, uma vez que os valores de VPL do percentil pessimista que caracteriza este modelo é negativo. Nesse ponto é justificável uma análise detalhada dos modelos representativos da incerteza geológica, iniciando a integração com uma otimização na estratégia de produção para os modelos representativos. Só após a otimização desses modelos é que se aplica a integração com as incertezas econômicas e tecnológicas. As incertezas tecnológicas abordadas na análise encontram-se associadas com as incertezas econômicas, pois as mesmas referem-se somente aos investimentos necessários para os poços.

Após a quantificação das incertezas geológicas, o próximo passo é à determinação de modelos representativos dessas incertezas. As funções-objetivo adotadas são as mesmas aplicadas na escolha dos representativos do Modelo 1. Como função-objetivo principal é adotado o VPL e como funções-objetivo secundárias, o Np e Fr%. O critério de escolha é baseado nos modelos com significantes diferenças para o Fr% e próximos dos percentis (P₁₀, P₅₀ e P₉₀). A utilização da relação de VPL X Np é utilizada apenas para analisar as diferenças entre os modelos, ou mesmo acrescentar uma possível informação. As Figuras 7.89 e 7.90 apresentam essas relações. A quantidade de modelos será dependente do cumprimento do critério de escolha adotado. Os valores dos percentis otimista, provável e pessimista são respectivamente, P₁₀ = US\$ 193 milhões, P₅₀ = US\$ 35 milhões e P₉₀ = US\$ -138 milhões. Vale lembrar que após a quantificação das incertezas geológicas, o modelo previamente definido como base, contendo os valores supostamente mais prováveis, apresenta uma conotação otimista em relação ao valor calculado para o P₅₀. O valor do VPL para o modelo base é de US\$ 98.2 milhões.

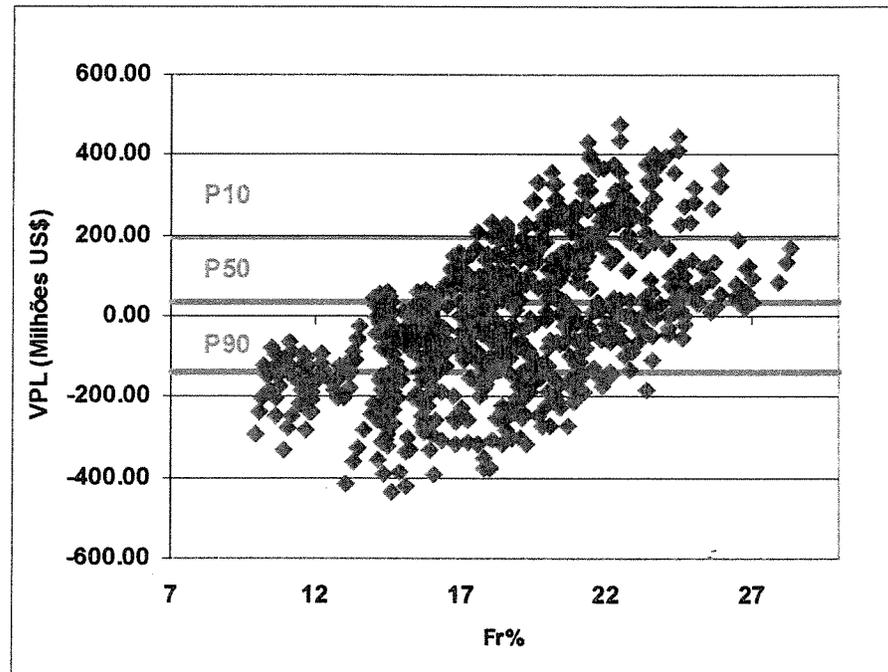


Figura 7.89: Escolha de modelos representativos (VPL x Fr%), Modelo 2

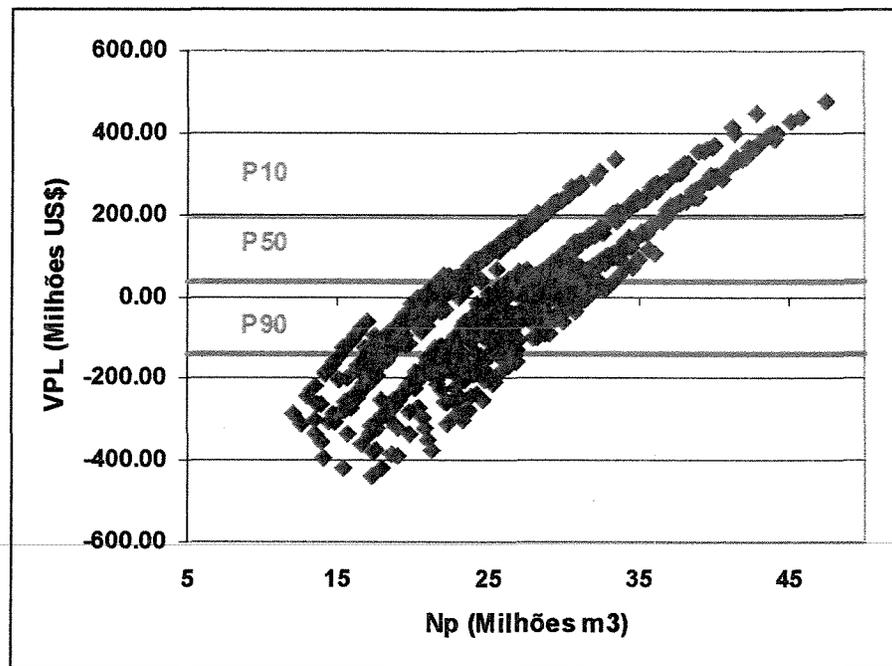


Figura 7.90: Análise complementar da escolha dos representativos (VPL x Np), Modelo 2

Após a escolha dos representativos deve-se quantificar quão representativos são estes modelos. A Figura 7.91 mostra através da variação dos percentis que os modelos representativos apresentam boa representatividade do processo de quantificação geológica. A Figura 7.92 mostra os valores do VPL dos modelos representativos em comparação com o caso base. Os valores mais críticos de VPL são para os pessimistas, uma vez que podem representar redução de atratividade se comparados com o caso base ou o P₅₀. O próprio P₅₀ é um valor baixo e pode ser considerado crítico. Os valores de VPL variam bastante, inclusive com valores negativos, e o sucesso do desenvolvimento depende de uma análise detalhada no projeto de desenvolvimento. Dessa forma, a relevância de considerar a estratégia de produção como uma variável flexível no processo é importante. O ideal seria a otimização de todos os modelos envolvidos no processo, contudo para esse processo seria necessário um tempo excessivo, inviabilizando a análise. Por este motivo a adoção de modelos representativos é justificável e parece ser um caminho viável para essa integração.

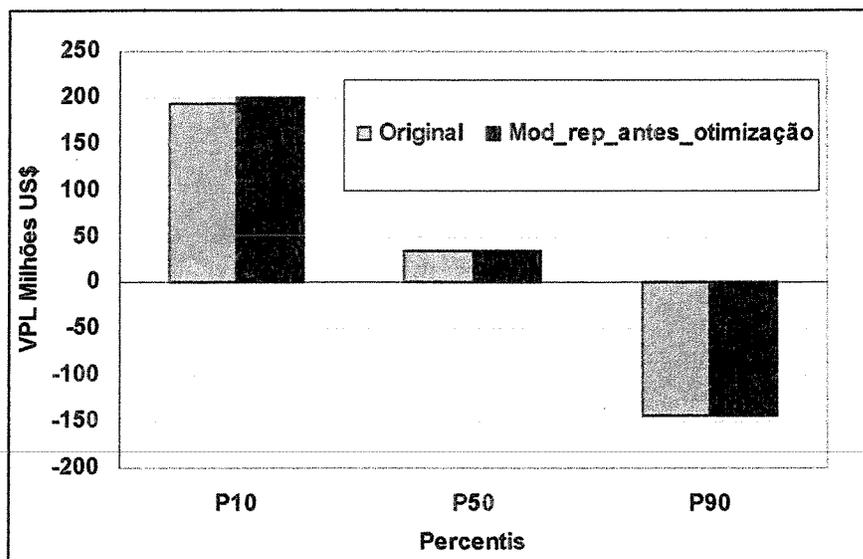


Figura 7.91: Variações nos percentis para os modelos representativos da incerteza geológica em comparação com o processo original, Modelo 2

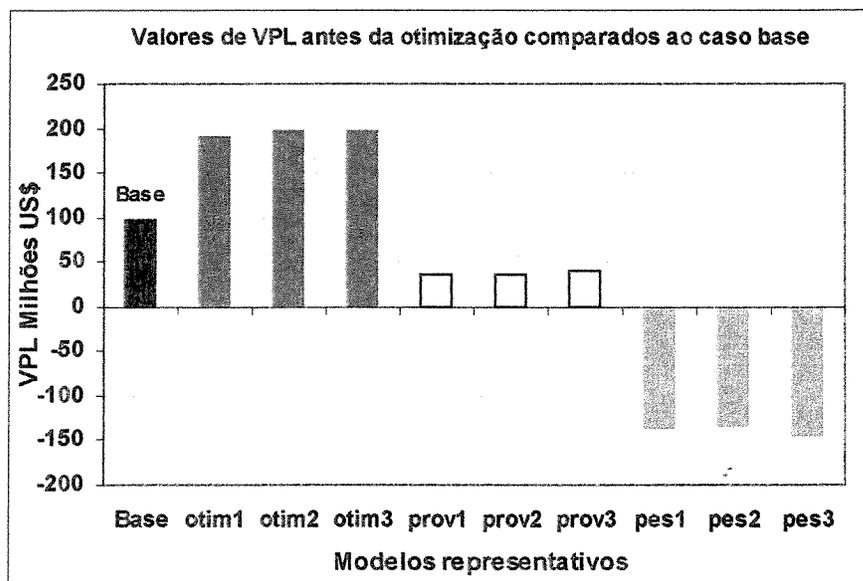


Figura 7.92: Comparação dos valores de VPL entre os modelos representativos e caso base antes da otimização, Modelo 2

Após essas análises é aplicado um processo de otimização para cada modelo. A Figura 7.93 mostra a comparação entre VPL, número de poços, N_p e $Fr\%$ antes e depois da otimização. Pode-se observar que principalmente os modelos pessimistas apresentam significantes modificações e resultados diferentes. Pode-se verificar também que modelos representativos do P_{90} com diferentes valores de recuperação ($Fr\%$), produção acumulada (N_p), necessitam de diferentes estratégias indicando que os modelos representativos são necessários. A Figura 7.94 mostra as variações entre os percentis antes e após a otimização onde observa-se ganhos representativos com a otimização.

Essa diferença significativa mostra que o risco associado com a decisão da escolha da estratégia de produção é grande. Nesse caso, pode-se prosseguir com a fase de avaliação para que a escolha seja menos arriscada, entrando no conceito do valor da informação. Pode-se também tentar desenvolver o projeto por etapas, sendo necessário quantificar esse efeito pelo valor da flexibilização. Ambos os casos devem ser estudados como continuação deste trabalho.

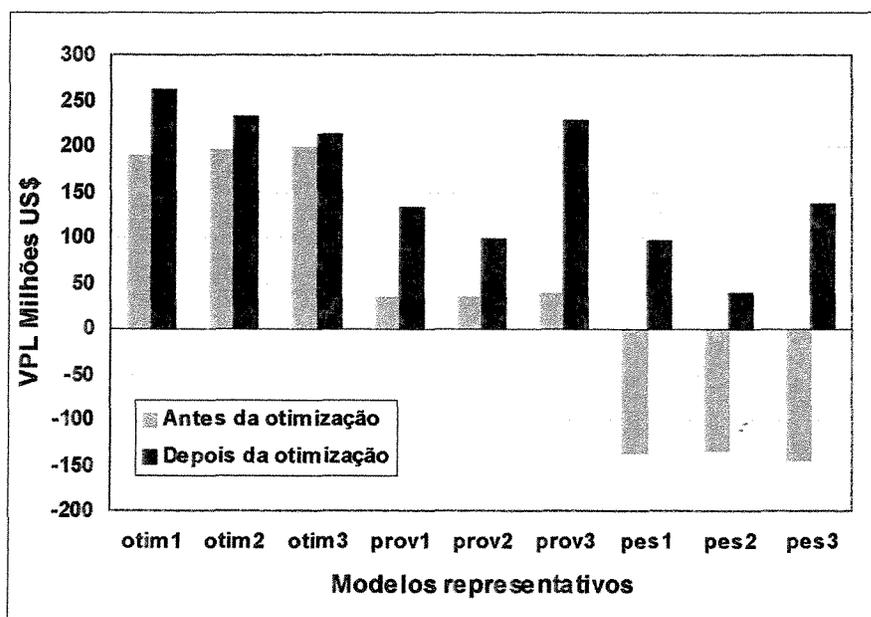


Figura 7.93:(a) Comparação para o VPL antes e depois da otimização

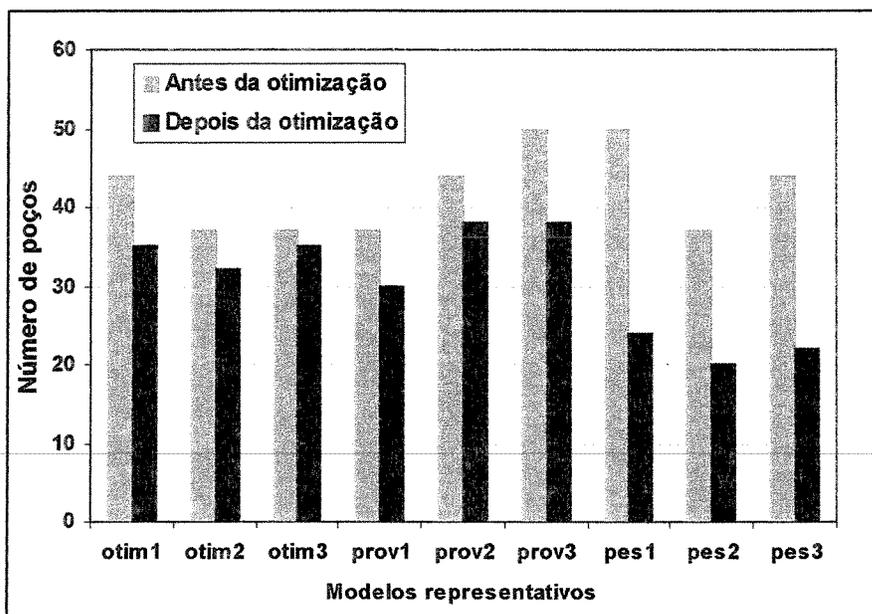


Figura 7.93: (b) Comparação no número de poços antes e depois da otimização

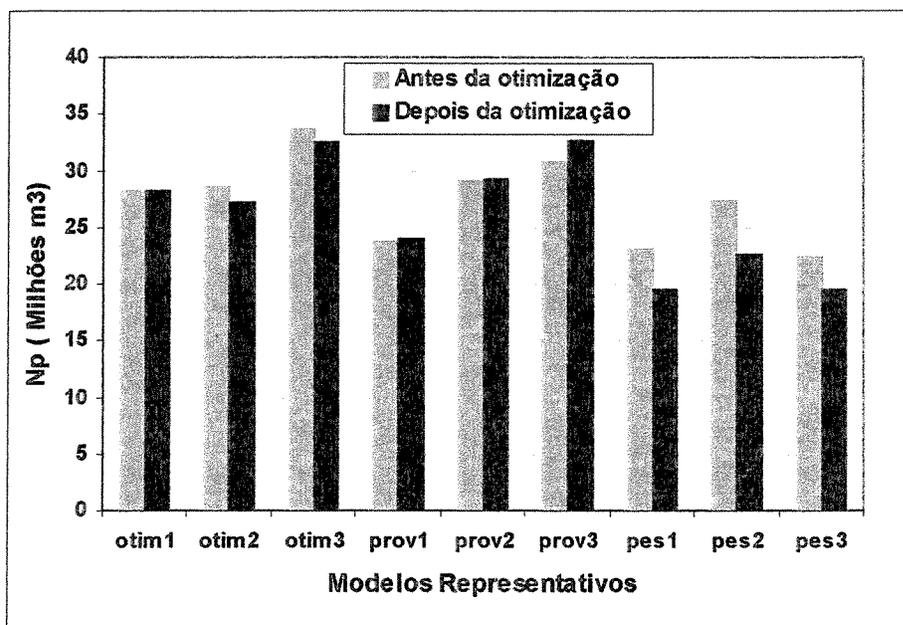


Figura 7.93: (c) Comparação no Np antes e depois da otimização

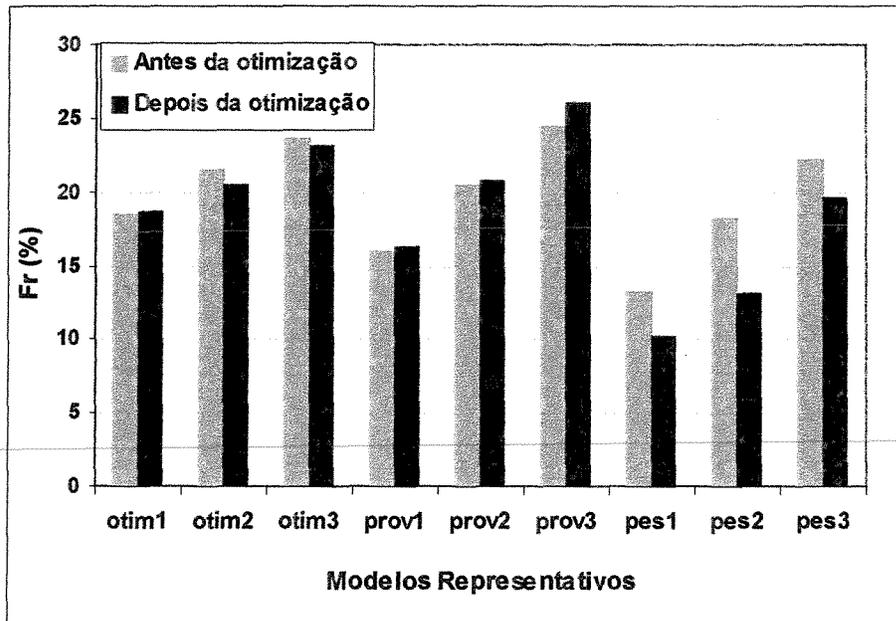


Figura 7.93: (d) Comparação no Fr% antes e depois da otimização

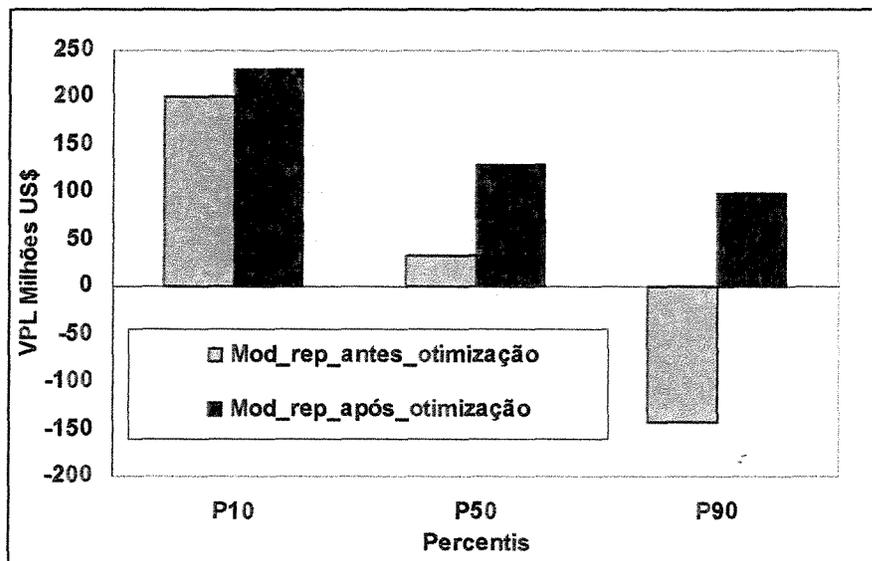


Figura 7.94: Variações nos percentis dos modelos representativos antes e após a otimização, Modelo 2

A Figura 7.95 mostra a curva de risco do processo original e os modelos representativos após otimização. Através da otimização dos modelos representativos pode-se verificar que os modelos conseguem deslocar a curva para valores positivos. A Figura 7.96 mostra uma pseudo representação dessa nova curva através dos valores dos nove modelos representativos otimizados adotando probabilidades de 20% para os níveis otimistas e pessimistas e 60% para o provável. Contudo, esta pseudo curva de risco dos modelos representativos apresenta uma flexibilização elevada, uma vez que as estratégias de produção entre os modelos são razoavelmente diferenciadas. Já a curva de risco para o processo original apresenta uma flexibilização nula, uma vez que adota-se uma única estratégia para todos os modelos combinados. As duas curvas são simplificações pelo pequeno número de modelos, mas podem dar uma boa idéia da variabilidade da função-objetivo. A grande vantagem desse processo é que são necessários apenas nove modelos para otimização da estratégia, reduzindo significativamente o tempo requerido para o processo e conseqüentemente, o esforço computacional.

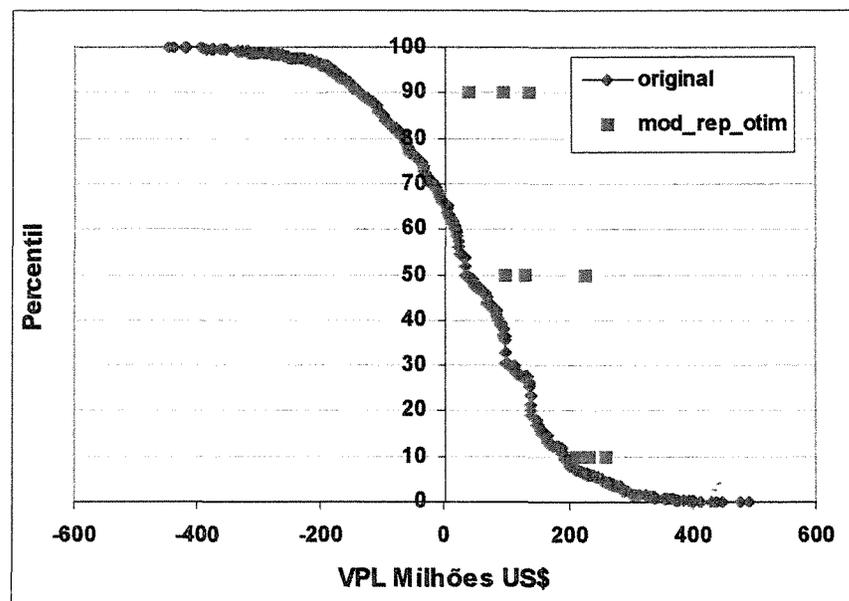


Figura 7.95: Curva de risco original e modelos representativos após otimização

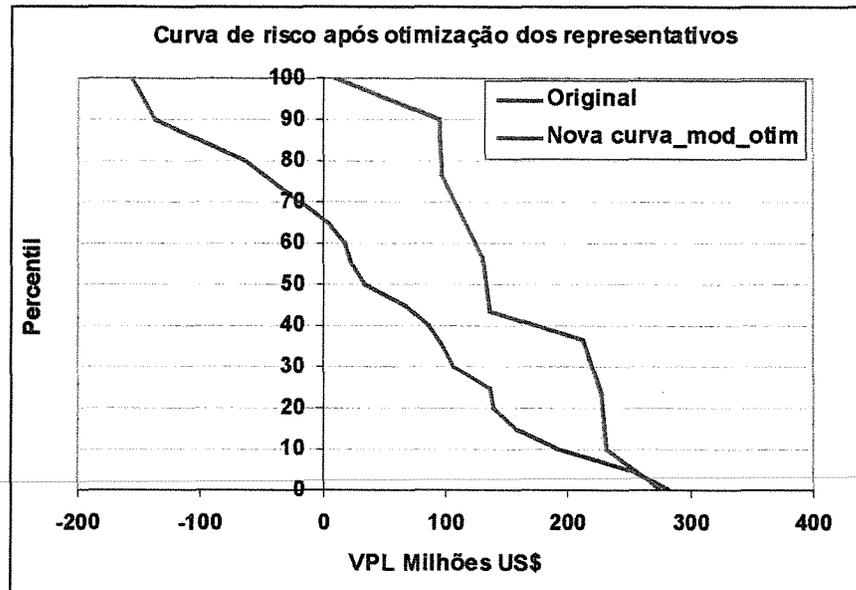


Figura 7.96: Comparação entre uma pseudo curva de risco após otimização dos representativos

Em função da elevada flexibilização para a pseudo curva de risco representante dos modelos representativos, analisa-se a adoção de uma estratégia de produção única para esses modelos analisando o impacto da adoção das estratégias do P₅₀ e do P₉₀, como mostra a Figura 7.97. Vale destacar que essa análise não deixa de ser um critério rígido, pois tem-se nesse caso, uma flexibilização nula. Esse processo de flexibilização encontra-se atrelado ao estágio do plano de desenvolvimento. A Figura 7.98 mostra as variações nos percentis para o critério da adoção de estratégia única e a Figura 7.99 a comparação entre as pseudo curvas de risco dos modelos representativos após a adoção de estratégia única. Observa-se que o range dessas curvas vão desde a flexibilização total (processo original) ao extremo da flexibilização elevada. O ideal é um meio termo dentro desse contexto. Analisando a expectativa de ganho através do valor do VME (Tabela 7.2), verifica-se que a estratégia com maior valor é a do P₅₀.

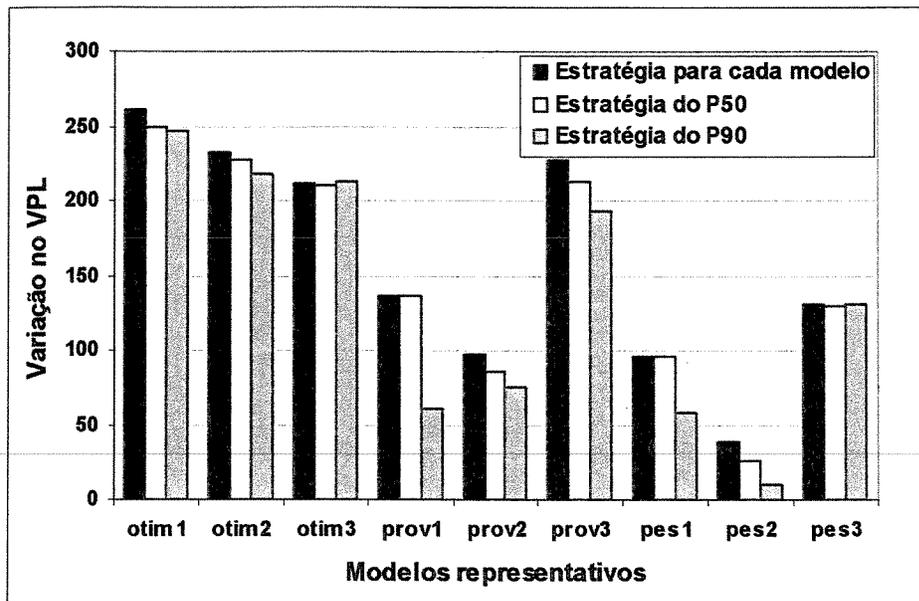


Figura 7.97: Variação no VPL após a adoção de estratégia única para os modelos representativos

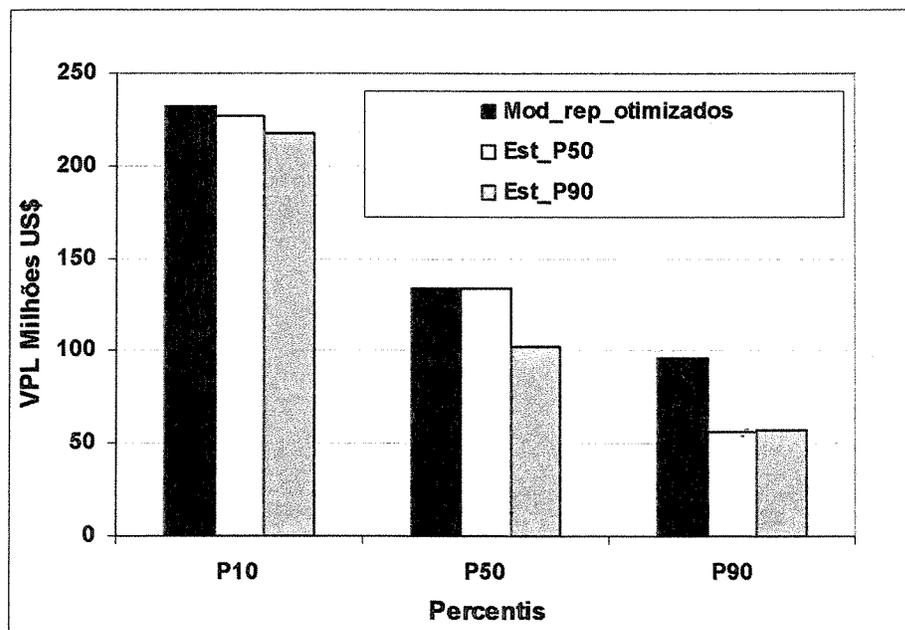


Figura 7.98: Variações entre os percentis para as diferentes estratégias

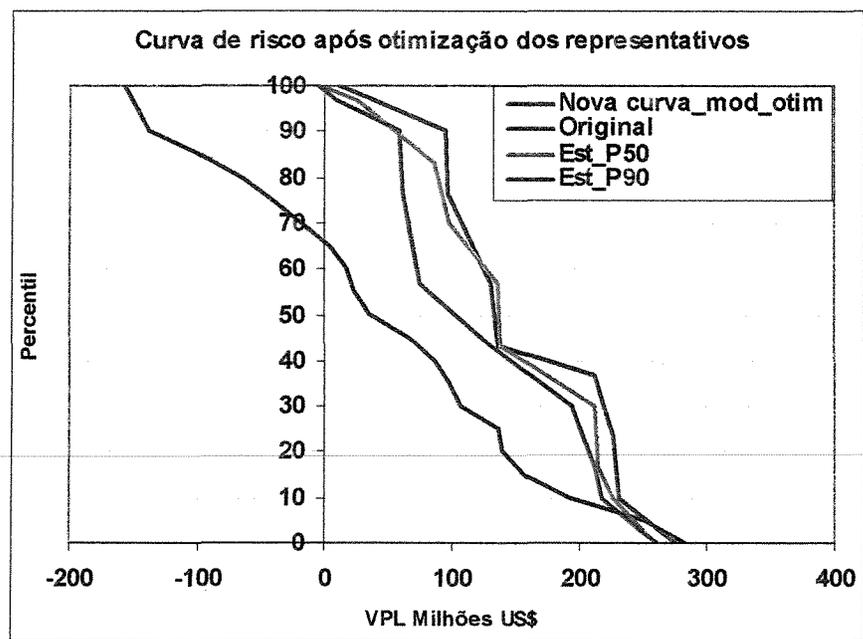


Figura 7.99: Comparação entre as pseudo curvas da adoção de estratégia única com o processo original

Tabela 7.2: Valores de VME para diferentes estratégias dos modelos representativos

Estratégia de produção	VME (US\$ milhões)
Base	32.99
P ₅₀	150.73
P ₉₀	124.49

7.6.3 Integração com incertezas econômicas e tecnológicas

Uma importante vantagem da utilização de modelos representativos é justamente viabilizar a integração com outros tipos de incertezas. Após a integração com a estratégia de produção, representada pelos modelos otimizados, a integração com incertezas econômicas e tecnológicas é iniciada. A incerteza tecnológica é avaliada nesse contexto apenas com relação a investimentos no poço. As Tabelas 6.8 e 6.9 representam as incertezas econômicas adotadas nessa análise e as probabilidades associadas. É aplicada uma análise de sensibilidade nos modelos representativos, como mostra a Figura 7.100. Pode-se constatar que o parâmetro preço do óleo é o mais crítico. A Figura 7.101 mostra a nova curva de risco considerando a incerteza econômica, representada pelo seu atributo mais crítico, sendo comparada com a curva de risco original.

Os pontos verdes são os modelos representativos mostrados para comparar a nova curva de risco com a análise de sensibilidade econômica de todos os parâmetros. A comparação entre as curvas de risco (geológica e econômica) mostra também a expressividade de incertezas econômicas quando comparadas com as incertezas geológicas. O intervalo de incertezas obtido pela curva de risco econômica é maior que o intervalo da curva de risco geológica. A Figura 7.101 mostra que a incerteza no preço por ser o parâmetro com grande expressividade é adequada para representação na construção da nova curva de risco com incerteza econômica, mostrando que o intervalo da curva engloba a sensibilidade de todos os demais parâmetros.

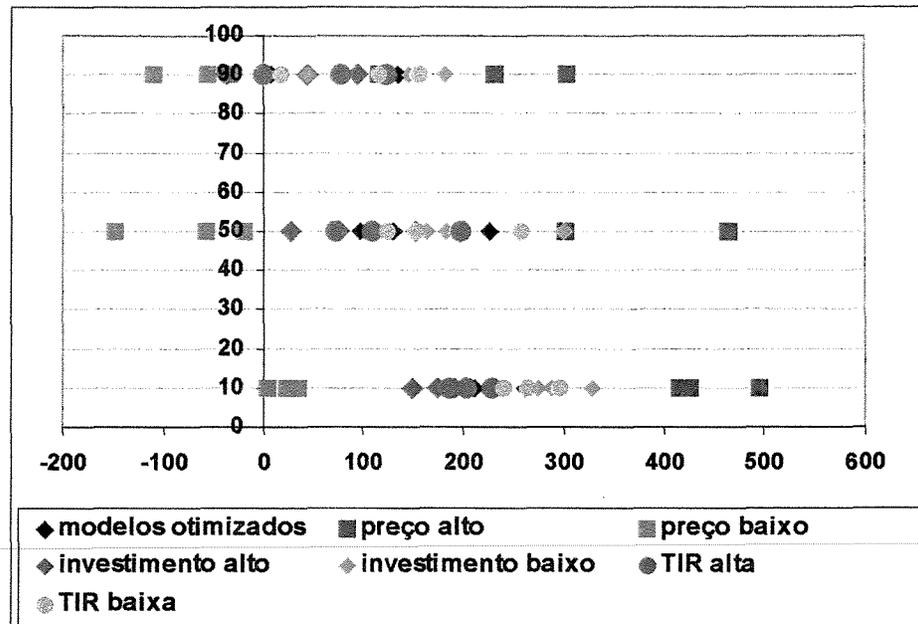


Figura 7.100: Análise de sensibilidade econômica nos modelos representativos otimizados

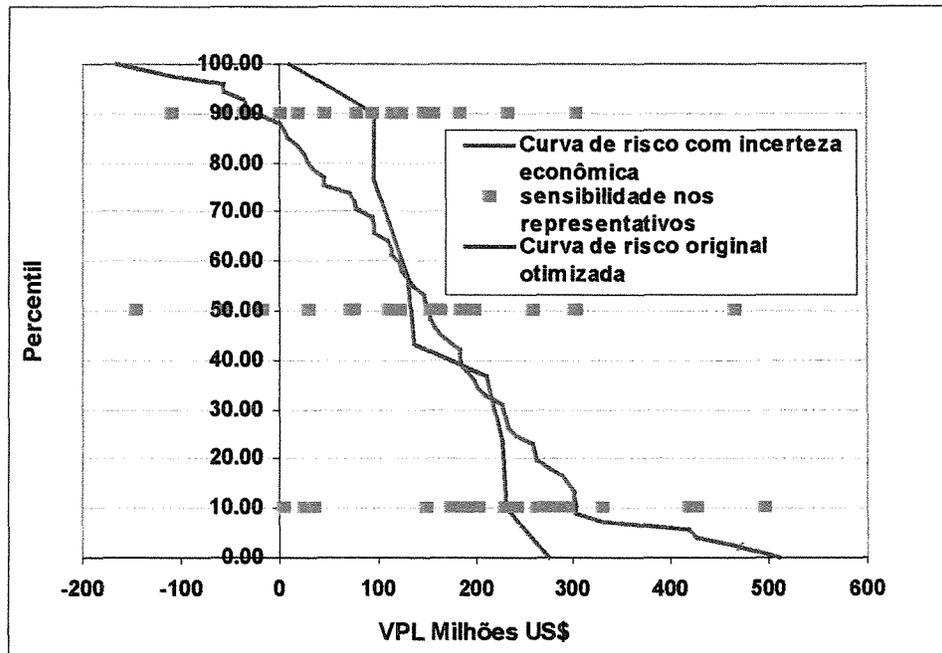


Figura 7.101: Nova curva de risco para os modelos representativos incerteza no preço, Modelo 2

Através dos resultados apresentados em todo o processo de integração para os modelos analisados, pode-se detalhar a metodologia, com o intuito de facilitar as análises dentro do processo de quantificação de incertezas e análise de risco, inserida segundo a divisão apresentada na Figura 5.1.

Os passos que descrevem a mesma podem ser descritos como:

Passo I

1- Análise do tipo de informação disponível

1.1 Avaliar padronização das probabilidades associadas relativas aos níveis incertos dos atributos envolvidos. Na necessidade de uma prévia padronização, recorrer a obtenção da *fda* do atributo.

2- Integração da análise de sensibilidade geológica com econômica através de uma prévia Análise

2.1 A expressividade econômica é muito maior que geológica?

- Se sim, análise de uma possível flexibilização do tratamento das simplificações.
- Se não, focar na análise de sensibilidade geológica para o tratamento das simplificações.

3- Análise de sensibilidade geológica

3.1 Evitar a falta de padronização das probabilidades associadas dos atributos envolvidos.

3.2 Integração das funções-objetivo econômica e de produção para definição dos atributos críticos através da combinação gradativa.

4- Combinação gradativa

4.1 O número de atributos envolvidos na estabilização do processo é menor ou igual a três?

- Se sim, a expressividade do atributo mais crítico é muito maior que a dos demais atributos?
 - Se sim, avaliar o impacto do aumento do número de níveis para o atributo.
 - Se não, início do tratamento das simplificações para os atributos envolvidos.

5- Tratamento das simplificações

5.1 Análise de sensibilidade para o VOIS

5.1.1 O número de atributos que influenciam no VOIS é menor ou igual a três?

- Se sim, adotar como critério de atribuição das probabilidades dos modelos representantes o somatório das probabilidades dos modelos vizinhos.
- Se não, analisar o tipo de modelo estudado para a definição do critério mais adequado na atribuição das probabilidades associadas.

5.2 Variação do número de níveis e probabilidades associadas

5.2.1 Aumento do número de níveis para avaliar o tipo (ganho) de informação disponibilizado pelo processo.

5.2.2 Redução do número de níveis (impacto na estabilização)

Avaliar através da combinação gradativa juntamente com a integração de funções-objetivo os atributos candidatos para uma possível redução de nível, no intuito de viabilizar as análises, minimizando possíveis perdas de informações. Os atributos candidatos à redução são aqueles expressivos para o VPL, mas com menor expressividade para as demais funções de produção (N_p , W_p , etc.).

5.2.3 Adotar probabilidades mais centralizadas para o atributo mais crítico

O intuito é avaliar possíveis ganhos de informações não captados pela análise de sensibilidade. Essa análise é importante para prever quão próximo ou não, o modelo previamente adotado como base encontra-se do P_{50} , podendo ser uma maneira preventiva de reavaliar a estratégia de produção adotada para o base.

Passo II

1- Definição dos modelos representativos

1.1 Integração de funções-objetivo para o critério de escolha dos modelos representativos.

2- Integração da incerteza geológica com a estratégia de produção

2.1 Análise do tipo de caso

2.1.1 O VPL do modelo é muito elevado positivamente?

Se sim, avaliar possíveis ganhos na otimização apenas para um modelo selecionado.

2.1.1.1 Os ganhos com a otimização foram pequenos?

Se sim, iniciar processo de integração com incertezas econômicas e tecnológicas.

Se não, realizar otimização para os demais modelos.

2.1.2 O VPL do modelo apresenta valores negativos?

Se sim, otimizar os modelos em especial, os que apresentam valores negativos.

2.1.2.1 Melhorou o desempenho do modelo após otimização?

Se sim, foram observadas grandes variações entre as estratégias otimizadas para cada modelo?

Se sim, rever estratégia de produção (otimização) ou adotar uma estratégia única e calcular através do VME qual estratégia pode ser mais adequada (*processo decisório* a depender da flexibilização permitida pelo estágio do plano).

Se não, iniciar processo de integração com incertezas econômicas e tecnológicas.

Se não, *processo decisório*.

Passo III

1- Integração com incertezas econômicas e tecnológicas

1.1 Análise de sensibilidade econômica e tecnológica para os modelos representativos

1.2 Comparação com o processo original

1.2.1 Avaliar representatividade dos modelos

2- Obtenção da pseudo curva de risco para os modelos representativos com incerteza econômica

3- *Processo decisório*

Capítulo 8

Conclusões

O objetivo deste trabalho foi o desenvolvimento de uma metodologia para o estudo detalhado do processo de quantificação de incertezas através de técnicas para acelerar o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento, visando aumentar a viabilidade e confiabilidade do mesmo. Dentre as técnicas estudadas, com o foco no tratamento de simplificações de atributos, destacam-se: (1) tratamento de atributos através de variações de níveis e probabilidades, (2) adoção da combinação gradativa, (3) agregação de atributos de mesma característica, (4) integração de incertezas geológicas com incertezas econômicas, tecnológicas e relativas à escolha da estratégia de produção através do conceito de modelos representativos.

A metodologia teve também como foco a fase de desenvolvimento ou final da fase de avaliação, onde as incertezas relativas ao escoamento de fluidos são relevantes e os investimentos alocados são elevados e melhorias no processo podem melhorar a atratividade de projetos.

Pôde-se observar que a adoção dos critérios de simplificação abordados deve ser função dos objetivos do estudo e do estágio do plano, podendo haver mais flexibilidade na quantificação dessas incertezas ou mesmo a necessidade de um estudo criterioso, sendo sua aplicação dependente de cada analisado.

Foram propostos então alguns procedimentos para possibilitar um direcionamento para uma quantificação de incertezas geológicas viável, agregando o máximo de informações possíveis com viabilidade e precisão.

8.1 Conclusões

As principais observações com relação ao estudo detalhado abordado foram:

- Para o tipo de informação representado pelos níveis otimista, provável e pessimista (devido a necessidade de discretização) com suas probabilidades associadas, a representação através da função poligonal para a obtenção da *fda* do atributo é apropriada para o caso de necessidade de mudança do número de níveis usados na árvore de derivação ou padronização das probabilidades associadas. Esse efeito pode ser pequeno quando um grande número de atributos for considerado, mas pode ser mais significativo quando esse número for menor.
- O tratamento de atributos incertos na obtenção de qualquer tipo de discretização ou variações de probabilidades associadas deve ser padronizado para uma maior coerência da etapa de sensibilidade. Dessa forma, o nível escolhido para a sensibilidade leva em consideração não apenas a variação do atributo, mas também a probabilidade de ocorrência associada.
- Na análise de sensibilidade, a função VPL pode ser utilizada como principal variável a ser utilizada, mas deve-se fazer a integração com funções de produção importantes do processo. A sensibilidade é dependente do tempo especificado com os objetivos do projeto.
- A adoção da combinação gradativa permite determinar o número ideal de atributos críticos no processo de quantificação de incertezas geológicas evitando que simulações desnecessárias sejam feitas, adequando viabilidade com precisão. A combinação gradativa mostra que o número ideal de atributos depende dos objetivos do estudo e não de uma prévia decisão através de um intervalo de corte. A idéia da combinação gradativa fica reforçada pela impossibilidade de se estabelecer um critério

generalizado de estabilização nesse processo devido às características intrínsecas de cada caso.

- A quantificação do impacto dos diferentes tipos de sensibilidade é importante, pois permite que reduções de níveis possam ser aplicadas com mais critério. A decisão de aplicar no tratamento de atributos a redução de níveis encontra-se relacionada com a quantidade de atributos combinados necessária para a estabilização do processo. Se através da combinação o processo estabiliza para um número pequeno de atributos é prudente não aplicar esse tratamento, evitando assim maiores perdas de informações. A partir do terceiro ou quarto atributo combinado, o efeito da redução é minimizado, inclusive aumentando a viabilidade do processo através da redução do número de simulações com pequenas perdas de informações.
- A discretização através do aumento do número de níveis para o atributo crítico é uma maneira de quantificar variações centralizadas não captadas pela análise de sensibilidade. O efeito da discretização pode ter impacto não apenas na redução do número de atributos envolvidos, mas também determinar diretamente no processo de estabilização. O efeito da discretização é também dependente do caso analisado.
- A decisão de padronização referente às probabilidades de ocorrência deve levar em consideração que, à medida que as probabilidades adotadas são mais centralizadas, a importância dos modelos extremos aumenta, alterando de maneira significativa as respostas obtidas. Uma falta de padronização entre atributos analisados também acompanha o mesmo efeito.
- A adoção de probabilidades mais extremas parece mais adequada numa fase onde pretende-se medir o risco do projeto.
- O processo de agregação de atributos permite a redução do número de variáveis de mesmas características, com impacto no volume através da escolha de modelos representativos desse processo sem grandes perdas de informações. Isso possibilita também que outros atributos de menor expressividade sejam envolvidos no processo de quantificação. O critério de seleção desses modelos representativos é o ponto chave do processo na garantia de uma boa representatividade. O processo de seleção é

dependente da quantidade de atributos envolvidos na agregação, propiciando uma maior ou menor quantidade de modelos combinados que compõem o universo do qual os modelos representativos são selecionados. A relação VOIS X Fr% pode ser adotada como função principal, mas a análise do VPL pode ser interessante em alguns casos.

- O critério de atribuição de probabilidades para os modelos representativos também é dependente do número de atributos combinados. A adoção do somatório das probabilidades dos modelos vizinhos dos representativos selecionados parece ser a melhor solução, mas pode demandar tempo, sobretudo se uma ferramenta automatizada não estiver disponível para uma combinação de atributos maior que quatro. Outros tipos de atribuições de probabilidades foram testados e podem ser usados como simplificações do processo.
- A adoção de modelos representativos na representação da quantificação de incertezas geológicas para integração com outros tipos de incerteza, especialmente as relacionadas com os parâmetros econômicos e com a escolha da estratégia de produção é uma solução interessante, tendo em vista que a quantidade de modelos representativos é significativamente menor, comparada com o grande número de modelos combinados, reduzindo o número de simulações envolvidas nessa etapa, acelerando o processo. A quantidade de modelos selecionados é dependente da quantidade de modelos combinados, definidos no processo de quantificação das incertezas geológicas.
- A solução adotada foi a de selecionar modelos representativos por percentil (de P10, P50 e P90). A relação do VPL com funções de produção como (N_p , Fr% e W_p) é um critério de escolha mais completo, objetivando agregar o máximo de informações necessárias para uma seleção criteriosa.
- Para o critério de atribuição de probabilidades desses modelos, valem os mesmos critérios abordados para os modelos representativos da agregação, ou seja, a atribuição da probabilidade de ocorrência através da soma dos modelos semelhantes aos representativos ou da unidade dividida pelo número de modelos selecionados, ou ainda da atribuição de 20%, 60% e 20 dependendo do tipo de modelo analisado.

- Uma ferramenta fundamental para viabilizar o processo é a automatização para realizar todo o pré e pós-processamentos, reduzindo significativamente o tempo demandado para o tratamento dos dados, uma vez que todos os arquivos são gerados automaticamente, alocados para simulação e os resultados alocados para um módulo econômico, integrando com os cenários econômicos possíveis. A computação paralela ou distribuída é também uma ferramenta interessante para diminuir o tempo total da análise.

8.2 Comparação entre os modelos estudados

Os resultados apresentados mostraram que foi possível aplicar a metodologia de análise de risco em dois casos com características bem distintas. Os critérios de simplificação e análise apresentaram as mesmas características gerais. A metodologia, entretanto, foi também útil no tratamento das particularidades de cada modelo.

Para o Modelo 1, com VPL bastante positivo para todos os percentis, o impacto do tratamento das simplificações nos atributos analisados, bem como a otimização da estratégia de produção com as incertezas geológicas quantificadas representadas pelos modelos representativos, não chegam a ser críticos, uma vez que as variações ocorrem para valores de VPL elevados. A mesma estratégia de produção foi adotada para esses diferentes modelos representativos, tornando a decisão de desenvolvimento menos crítica.

Com relação ao Modelo 2, tendo em vista a distribuição obtida do VPL com muitos valores negativos, a adoção do tratamento de simplificações no processo foram mais criteriosas, uma vez que pequenas variações apresentaram grande influência na viabilidade do projeto. Nesse caso, deve-se avaliar diferentes estratégias de produção para cada modelo representativo e dependendo da magnitude dessas variações, a decisão torna-se mais crítica. Nesse ponto, a ferramenta torna-se interessante para decidir pela continuidade do processo de avaliação ou pela definição da estratégia de produção. Nessa situação, a integração com outros tipos de incerteza tornam-se também mais importantes e os modelos representativos podem ser usados para avaliar

o impacto dessa integração. Mesmo com menor incerteza na previsão dos resultados, o risco nesse tipo de projeto é grande, pois a escolha da estratégia afeta diretamente a viabilidade do processo.

8.3 Recomendações

Alguns aspectos devem ser mais detalhados e outros incorporados na metodologia proposta.

- Investigar qual o melhor critério de atribuição de probabilidades para modelos representativos, especialmente os que apresentam valores negativos de VPL e quantificar a dependência da quantidade de atributos combinados nessa escolha de probabilidades.
- Aplicar uma prévia análise de sensibilidade de parâmetros geológicos e econômicos antes da quantificação das incertezas geológicas para avaliar o grau de flexibilidade do processo no tratamento desses atributos.
- Abordar a dependência de atributos através de probabilidades condicionadas no processo de quantificação das incertezas geológicas.
- Aplicar os conceitos de valor da informação e flexibilização após a integração de incertezas.
- Avaliar o impacto das incertezas econômicas e tecnológicas na estratégia de produção através dos modelos representativos.

Referências Bibliográficas

Almeida Neto, S.L. *Redução de incerteza na previsão de comportamento de reservatório utilizando histórico de produção e simulação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2002. 164 p. Dissertação (Mestrado).

Ballin, P.R., Aziz, K., Journel, A.G. *Quantifying the Impact of Geological Uncertainty on Reservoir Performing Forecast*. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana, SPE 25238, Fevereiro, 1993.

Ballin, P.R., Solano, R., Hird, K.B., Volz, R.F., *New Reservoir Dynamic Connectivity Measurements for Efficient Well Placement Strategy Analysis Under Depletion*, SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, San Antonio, Texas, SPE 77375, Outubro, 2002

Bedregal, R. P. e Dias, F. A. *Método de avaliação técnico-econômica para valoração de áreas exploratórias. Regulação em Petróleo e Gás Natural*. Cap. 4, p.154-188, 2001.

Behrenbruch, P., Azinger, K.L. e Foley, M.V. *Uncertainty and Risk in Petroleum Exploration and Development: The Expectation Curve Method*, SPE 19475, Sydney, Australia, Setembro, 1989.

- Berteig, V., Halvorsen, K.B., Omre, H, Holf, A.K., Jorde, K., Steilaein, O.A. *Prediction of Hydrocarbon Pore Volume with Uncertainties*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, SPE 18325, Houston, Texas, Outubro, 1988.
- Bettini, C. *Avaliação do Potencial Petrolífero da Bacia Sergipe/Alagoas pelo Método "Play-Analysis"*, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1984.
- Campozana, F.P. *Incorporating Dynamic Data into Geostatistics Reservoir Modeling*. Austin, EUA: The University of Texas, 1997, 281p., Tese (Doutorado).
-
- Campozana, F.P., Ballin, P.R. *Incerteza na Produção de Petróleo – Uma Proposta Simplificada*. PETROBRAS, Documento Interno, 1998.
- Christie, M.A. e Blunt, M.J. *Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques*, SPE 66599, SPE Reservoir Simulation Symposium, Fevereiro, Texas, USA, 2001
- Christie, M.A., Subbey, S., Sambridge, M. e Thiele, M. *Quantifying Prediction Uncertainty in Reservoir Modeling Using Streamline Simulation*, 15th ASCE Engineering Mechanics Conference, Columbia University, New York, NY, USA, Junho, 2002.
- Chorn, L.G. e Croft, M. *Resolving Uncertainty to Create Value*, SPE Technical Conference and Exhibition, SPE 49094, New Orleans, Louisiana, USA, Setembro, 1998.
- Clemen, R.T. *Making Hard Decisions- An Introduction to Decision Analysis*. PWS-KENT, Belmont, California, 1991.
- Cosentino, L. *Integrated Reservoir Studies*, Institut Français du Pétrole Publications, Editions Technip, Paris, France, 2001

- Costa, A.P.A., Schiozer, D.J. *Escolha de atributos na Análise de Risco em Campos de Petróleo na Fase de Desenvolvimento*, IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, ENCIT, Caxambu, Minas Gerais, Outubro de 2002.
- Costa, A.P.A., Schiozer, D.J. *Risk Analysis Applied to the Appraisal Phase of Petroleum Fields*, Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, Novembro, 2002.
- Costa, A.P.A., Schiozer, D.J. *Tratamento de atributos na Análise de Risco em Campos de Petróleo na Fase de Desenvolvimento*, 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, Brasil, Junho de 2003.
-
- Costa, A.P.A., Schiozer, D.J. *Treatment of Geological Attributes in Risk Analysis Applied to the Appraisal Phase of Petroleum Fields*, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, Junho, 2003.
- Cruz, P.S. *Reservoir Management decision-Making in the Presence of Geological Uncertainty*. Stanford, EUA: Stanford University, 217 p., 2000, Tese (Doutorado).
- Damsleth, E. Hage, A., Hydro, N. e Volden, R. *Maximum Information at Minimum Cost – A North Sea Field Development Study using Experimental Design*. Offshore Europe Conference, SPE 23139, Aberdeen, 1991.
- Dejean, J.P. *Managing Uncertainty on Production Predictions Using Integrated Statistics*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, Houston, EUA, SPE 56696, Outubro, 1999.
- Demirmen, F. *Use of “Value of Information” concept in Justification and Ranking of Subsurface Appraisal*, SPE Annual Conference and Exhibition, SPE 36631, Denver, Outubro, 1996.

Demirmen, F., *Subsurface Appraisal: The Road from Reservoir Uncertainty to Better Economics*. In: SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, USA, SPE 68603, Abril, 2001.

Deutsch, V.C., Magri, V. e Norrena, K. *Optimal Grade Control Using Geostatistics and Economics: Methodology and Example*, SME Annual Meeting and Exhibit, Denver, CO, Março, 1999.

Dunn, M.D. *A Method to Estimate the Value of Well Log Information*, SPE 24672, Washington, DC, USA, Outubro, 1992.

Faidi, S.A., Ponting, D.K., Eagling, T.L. *Experimental Design in Interactive Reservoir Simulation*. Petroleum Computer Conference, Dallas, Texas, SPE 36005, 2-5 Junho, 1996.

Floris, F.J.T., Peersmann, M.R.H.E. *Uncertainty Estimation in Volumetric for Supporting Hydrocarbon E&P Decision Making*. Netherlands Institute of Applied Geosciences, TNO, 1998.

Garb, F. A. *Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon – Producing Properties*. Journal of Petroleum Technology, p.765-778, Junho, 1988.

Guedes, S.S., Pinto, A.C.C., Cora, C.A.G., Pizarro, J.O.S., e Bittencourt, A.F. *Aplicação de Análise de Incertezas no Desenvolvimento de Acumulações Petrolíferas Marginais em Águas Profundas*. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Outubro 2000.

Haldorsen, H.H., Damsleth, E. *Challenges in Reservoir Characterization*. AAPG Bulletin, v.77, n.4, p.541-551, 1993

Hanssensvei, O. Norwegian Petroleum Directorate Annual Report, 1997.

Hastings, J.J., Muggeridge, A.H. e Blunt, M.J. *A New Streamline Method for Evaluating Uncertainty in Small-Scale, Two-Phase Flow Properties*. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, SPE 66349, 11-14 Fevereiro, 2001.

Jensen, T. B. *Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence*. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, New Orleans, EUA, SPE 49091, Setembro, 1998.

Johann, P., Fournier, F. *3-D Stochastic Reservoir Modeling Constrained by Well and Seismic Data on a Turbidite Field*. Annual Technical Conference and Exhibitions, Denver, EUA, SPE 36501, Outubro, 1996.

Joshi, S.D. e Ding, W. *Horizontal Well Application: Reservoir Management*, SPE 37036, International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada, Novembro, 1996.

Lepine, O.J., Bissell, R.C., Aanonsen, S.I., Pallister, I. e Barker, J.W. *Uncertainty Analysis in Predictive Reservoir Simulation Using Gradient Information*, SPE 48997, New Orleans, LO, USA, Setembro, 1998.

Lia, O., Omre, H., Thelmeand, H., Holden, L., Egeland, T. *Uncertainty in reservoir production forecasts*. In: AAPG Bulletin Vol. 81, No. 5, 1997.

Ligero, E.L. e Schiozer, D.J. *Exploration and Production Risk Analysis- Automated Methodology and Parallel Computing to speedup the Process*, Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, Novembro, 2002.

Ligero, E.L., Maschio, C. e Schiozer, D.J. *Quantifying the Impact of Grid Size, Up scaling and Streamline in the Risk Analysis Applied to Petroleum Field*, 17th Reservoir Simulation Symposium, SPE 79677, Houston, USA, Fevereiro de 2003.

Ligero, E.L., Costa, A.P.A. e Shiozer, D.J. *Improving the Performance of Risk Analysis Applied to Petroleum Field Development*, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE 81162, Port-of-Spain, Trinidad, Abril, 2003.

Lohrenz, J. *New Values of Our Information*, *Journal of Petroleum Technology*, April, 1988.

Loschiavo, R. *Estimativa de Incertezas na Previsão de Comportamento de Reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999. 86 p. Dissertação (Mestrado).

Loschiavo, R., Schiozer, D.J., Steagall, D.E. *Estudo do Impacto de Incertezas no Desempenho de Reservatórios de Petróleo*. In: ENCIT, Outubro de 2000, Porto Alegre.

Megill, R.E. *An Introduction to Risk Analysis*, Penn well, Tulsa, Oklahoma, 1984.

Moore, K. e Cockcroft, P.J. *Applications of Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production Operations*, SPE 29254, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, Março, 1995.

Motta, R., Caloba, G., Almeida, L. e Moreira, A. *Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry*, SPE Asia oil and Gas Conference, SPE 64528, Brisbane, Australia, Outubro, 2000.

Nepomuceno, F. *Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo*. Campinas: Instituto de Geociências, Unicamp, 1997, 243p. Tese (Doutorado).

Nepomuceno, F. e Suslick, S.B. *Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo*. RAE - Revista de Administração de Empresas – EAESP/FGV, v. 40, nº1, janeiro/março de 2000.

Newendorp, P. D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1975.

Pereira, A.C. *Avaliação Econômica de Projetos de Exploração*. Rio de Janeiro: CONEXPO-ARPEL, 1992.

Omre, H., Tjelmeland, H. *Petroleum Geoestistics*, 50th Geoestistical Congress, 1991.

Øvreberg, O., Damsleth, E., Haldorsen, H.H. *Putting Error- Bars on Reservoir Engineering Forecast*. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Louisiana SPE 20512, Setembro, 1990.

Pedroso, JR.C. *Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999. 122 p. Dissertação (Mestrado).

Peterson, S.K., Murtha, J.A. e Schneider, F.F. *Risk Analysis and Monte Carlo Simulation Applied to the Generation of Drilling AFE Estimates*, SPE 26339, Houston, Texas, USA, Outubro, 1993.

Rose, P.R., *Dealing with risk and uncertainty in exploration: How can we improve?* AAPG Bulletin, 1987, v.77, no. 3, p. 485-490.

- Rose, P.R., *Chance of success and its use in petroleum exploration*, in R. Steinmetz, ed., *the business of petroleum exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology*, Handbook of Petroleum Geology, 1992, p. 71-86
- Salomão, M.C. and Grell, A.P., *Uncertainty in Production Profiles on the Basis of Geostatistic Characterization and Flow Simulation*. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, SPE 69477, Março, 2001.
- Sanson, P., Euler, N. *Quantifying the Impact of Structural Uncertainties on Gross-Rock Volume Estimates*. In: European 3-D Reservoir Modeling Conference, SPE 35535, Stavanger, Norway, Abril, 1996.
- Santos, J.A.M. *Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2002. 143 p. Dissertação (Mestrado).
- Santos, J.A.M. e Schiozer, D.J. *Quantifying Production Strategy Impact in Risk Analysis of an E&P Project using Reservoir Simulation*, 17th Reservoir Simulation Symposium, SPE 79679, Houston, USA, Fevereiro, 2003.
- Schiozer, D.J., Ligerio, E.L., Suslick, S.B., Costa, A.P.A. e Santos, J.A.M. *Use of Representative Models in the integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition*, JPSE, Aceito para publicação em Outubro de 2003
- Schuyler, J.R. *Probabilistic Reserves Lead to More Accurate Assessments*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 49032, New Orleans, LO, Setembro, 1998.
- Springer, S.J., Asgarpour, S., Mutalik, P.N. e Singhal, A.K.L. *Incorporating Risk Analysis in the Economic evaluation of a Typical Western Canadian Horizontal Well Project*, paper n°13

- presented at the 40th Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section, Petroleum Society of Canadian Institute of Minerals, Regina, Canada, Outubro, 1991.
- Soendena, E. e Haldorsen, H.H. *E&P; Old and New Forecasting Issues*, SPE Annual Conference and Exhibition, SPE 49029, New Orleans, LO, USA, 1998.
- Standing, M.B. *Notes on Relative Permeability Relationships*. Stanford University, CA, 1975.
- Steagall, D.E. *Análise de risco nas previsões de produção com simulação numérica de fluxo- Exemplo de um campo na fase de delimitação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2001. 89 p. Dissertação (Mestrado)
- Steagall, D.E. and Schiozer, D.J. *Uncertainty Analysis in Reservoir Production Forecast during the Appraisal and Pilot Production Phases*. In: SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas, USA, SPE 66399, Fevereiro, 2001.
- Stripe, J.A., Arizaka, K. e Durandean, M. *Integrated Field Development Planning Using Risk Analysis and Decision Analysis to Minimize the Impact of Reservoir and Other Uncertainties: A Case Study*, SPE 26399, Bahrain, Abril, 1993
- Walstrom, J.E., Mueller, T. D e McFariane, R.C. *Evaluating Uncertainty in Engineering Calculations*. Journal of Petroleum Technology, Dezembro, 1967, 1595-1603p.
- Wiggins, M.L. e Zhang, X. *Using PC's and Monte Carlo Simulation to Assess Risk in Workover Evaluations*. SPE 26243, New Orleans, LA, USA, Julho, 1993.