

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

**Estudo da Influência da Estratégia de Produção  
em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento  
de Campos de Petróleo**

Autor : **José Augusto Martins dos Santos**  
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

**16/02**

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

**Estudo da Influência da Estratégia de Produção  
em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento  
de Campos de Petróleo**

**Autor : José Augusto Martins dos Santos**  
**Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2002  
SP – Brasil

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

Santos, José Augusto Martins dos

Sa59e      Estudo da influência da estratégia de produção em análise de risco aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo / José Augusto Martins dos Santos.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientador: Denis José Schiozer.

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

1. Engenharia de petróleo. 2. Engenharia de reservatório de óleo. 3. Incerteza. 4. Modelos matemáticos. 5. Modelos e construção de modelos. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

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

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Estudo da Influência da Estratégia de Produção  
em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento  
de Campos de Petróleo**

**Autor : José Augusto Martins dos Santos**

**Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Banca Examinadora:

---

**Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente**  
**UNICAMP/DEP/FEM**

---

**Prof. Dr. Marcelo Curzio Salomão**  
**PETROBRÁS S.A.**

---

**Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick**  
**UNICAMP/IG**

Campinas, 07 de Junho de 2002

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho à minha esposa Rita de Cássia, aos meus filhos Hugo e Raquel e às minhas tias Maria, Celeste e Margarida (*in Memoriam*).

## **Agradecimentos**

Expresso meus agradecimentos:

À Petrobrás, por ter me propiciado todas as condições possíveis para participação neste Mestrado.

Ao Engenheiro M.Sc. Armando de Almeida Ferreira, pelo seu empenho pessoal em defender a aprovação do meu nome para participar deste Mestrado.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer, pelo seu papel de condutor-mor, que permitiu a realização e conclusão deste trabalho.

A todos os professores do DEP e também do Instituto de Geociências, que contribuíram para o meu aprendizado nestes dois anos de estudos.

A Giselle e a todos os estagiários de informática que passaram pelo DEP, pelo suporte computacional prestado.

A Fátima, Délcio e Alice, por todo o suporte administrativo fornecido.

***Devagar se vai ao longe.***

(autoria desconhecida, mas muito usado em Família)

## Resumo

SANTOS, José Augusto Martins. *Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco de Projetos de E&P*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 140p., Dissertação de Mestrado.

A análise de risco de reservatórios em fase de avaliação/delimitação é usualmente conduzida utilizando uma simples estimativa do fator de recuperação devido ao grande número de realizações necessárias para quantificar incertezas e avaliar riscos. Os recentes avanços em computação permitem quantificar as incertezas utilizando simulação numérica de fluxo. Porém, usualmente considera-se estratégia de produção fixa já que o uso de estratégia variável consome muito tempo e recursos computacionais. Neste trabalho almeja-se estudar o impacto 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 escolher alguns dos modelos simulados para representar a incerteza geológica. Procedimentos de otimização são aplicados tanto ao Modelo Base quanto aos representativos. Por fim, as variações de VPL são medidas e listadas algumas conclusões e recomendações. Dois casos são analisados: inicialmente, um reservatório turbidítico da Bacia de Campos e em seguida um outro bastante heterogêneo com forte incerteza quanto ao modelo estrutural e quanto à conectividade hidráulica entre seus blocos. Em ambos considera-se mecanismo de gás em solução e injeção de água. 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 o procedimento de otimização pode ser aplicado somente ao Modelo Base e estendido aos casos pessimista e otimista. O uso de uma única estratégia de produção numa análise de risco em muito reduz o esforço computacional envolvido. Também se verifica que a otimização dos modelos representativos apenas já conduz a resultados bastante acurados.

### *Palavras Chave*

Análise de Risco, Estratégia de Produção, Incerteza, Previsão de Produção, Simulação Numérica de Reservatório

## **Abstract**

SANTOS, José Augusto Martins. *Study of the Influence of the Production Strategy in Risk Analysis Applied to Petroleum Field Development*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002, 140p., Dissertação de Mestrado.

Risk analysis applied to reservoirs in the appraisal phase is usually conducted using a simple recovery factor prediction due to the high number of realizations. Recent computer developments allow the quantification of geological and physical uncertainties using numerical flow simulation. However, such a process is normally performed with a fixed production strategy because a variable strategy is very time consuming. The objective of this work is to study the impact of the production strategy in the risk analysis process. That risk analysis methodology comprises: (1) definition of the uncertain attributes, (2) construction of a base simulation model, (3) selection of the most critical attributes using sensitivity analysis, (4) simulation of all possible models, (5) risk calculation using the Net Present Value (NPV) as the objective function, and (6) choice of a few simulation models that represent the geological uncertainty. The optimization procedure is applied to both base and representative models. Finally, the changes in the target function are measured and some conclusions and recommendations are made. In this work, two examples are analyzed. In the first case, the study is applied to a real turbidite offshore reservoir in Brazil. In the second one, it is considered a very heterogeneous reservoir with a greater uncertainty in the structural model and in the hydraulic connectivity between reservoir blocks. Both cases are solution gas drive reservoirs with water injection. In the cases studied, the variation in the NPV due to optimization procedure was very small, compared with the uncertainty in the geological model, and changes in the optimized production strategy and investments are not important, leading to the conclusion that the optimization procedure can be applied only to the base model and extended to the pessimist and optimist cases. The use of a unique production strategy in the whole process can reduce significantly the computational effort. It is also shown that a very accurate result can be obtained by optimizing only the representative models.

### *Key Words*

Risk Analysis, Production Strategy, Uncertainty, Production Forecast, Numerical Flow Simulation

## Índice

<i>Dedicatória</i> .....	v
<i>Agradecimentos</i> .....	vi
<i>Resumo</i> .....	viii
<i>Abstract</i> .....	ix
<i>Índice</i> .....	x
<i>Lista de Figuras</i> .....	xiii
<i>Lista de Tabelas</i> .....	xv
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Revisão Bibliográfica</b> .....	<b>7</b>
<b>3. Tratamento de Incertezas e Análise de Risco</b> .....	<b>17</b>
<b>3.1 Tratamento das Incertezas</b> .....	<b>18</b>
<b>3.2 Análise de sensibilidade</b> .....	<b>22</b>
<b>3.3 Simulação dos Modelos de Reservatório</b> .....	<b>24</b>
<b>3.4 Curva de Risco do Projeto</b> .....	<b>25</b>
<b>3.5 Escolha dos Modelos Representativos</b> .....	<b>27</b>
<b>4. Estratégia de Produção</b> .....	<b>29</b>
<b>5. Metodologia Proposta</b> .....	<b>34</b>
<b>5.1 Definição da Estratégia de Produção do Modelo Base</b> .....	<b>35</b>
<b>5.2 Otimização da Estratégia de Produção do Modelo Base</b> .....	<b>36</b>

5.3	<b>Validação da Malha de Drenagem dos Modelos Representativos .....</b>	<b>40</b>
5.4	<b>Otimização da Estratégia dos Modelos Representativos .....</b>	<b>41</b>
6.	<b><i>Aplicação</i> .....</b>	<b>42</b>
6.1	<b>Exemplo 1.....</b>	<b>43</b>
6.1.1	Descrição do Reservatório .....	43
6.1.2	Modelagem do Reservatório .....	45
6.1.3	Atributos Incertos.....	46
6.1.4	Estratégia de Produção Inicial e Parâmetros de Operação dos Poços.....	48
6.1.5	Parâmetros para Análise Econômica.....	50
6.2	<b>Exemplo 2.....</b>	<b>52</b>
6.2.1	Descrição/Modelagem do Reservatório .....	52
6.2.2	Atributos Incertos.....	54
6.2.3	Estratégia de Produção Inicial e Parâmetros de Operação dos Poços.....	56
6.2.4	Parâmetros para Análise Econômica.....	56
7.	<b><i>Resultados</i>.....</b>	<b>57</b>
7.1	<b>Exemplo 1.....</b>	<b>57</b>
7.1.1	Definição da Estratégia Inicial de Produção do Modelo Base .....	58
7.1.2	Otimização da Estratégia de Produção do Modelo Base.....	67
7.1.3	Definição dos Atributos Críticos.....	68
7.1.4	Definição dos Modelos Representativos .....	70
7.1.5	Validação da Malha de Drenagem dos Modelos Representativos .....	74
7.1.6	Otimização da Estratégia dos Modelos Representativos.....	75
7.1.6.1	Modelos de VPL Otimista – P <sub>10</sub> .....	75
7.1.6.1.1	Modelo Kh otim.....	75
7.1.6.1.2	Modelo Vpor otim + Bloco1 .....	76
7.1.6.2	Modelos de VPL Médio – P <sub>50</sub> .....	77
7.1.6.2.1	Modelo Bloco1.....	77
7.1.6.2.2	Modelo Vpor otim + PVT3 + Bloco1 .....	78
7.1.6.3	Modelos de VPL Pessimista – P <sub>90</sub> .....	79

7.1.6.3.1	Modelo Vpor pess + Bloco1 .....	79
7.1.6.3.2	Modelo Kh pess + Bloco1.....	81
7.1.6.3.3	Modelo Vpor otim + Kh pess + PVT3.....	82
<b>7.2</b>	<b>Exemplo 2.....</b>	<b>84</b>
7.2.1	Definição da Estratégia Inicial de Produção do Modelo Base .....	84
7.2.2	Otimização da Estratégia de Produção do Modelo Base.....	92
7.2.3	Definição dos Atributos Críticos.....	94
7.2.4	Definição dos Modelos Representativos .....	95
7.2.5	Validação da Malha de Drenagem dos Modelos Representativos .....	100
7.2.6	Otimização da Estratégia dos Modelos Representativos.....	101
7.2.6.1	Modelos de VPL Otimista – P <sub>10</sub> .....	101
7.2.6.1.1	Modelo Barr Tot + Vpor otim + Kh otim .....	101
7.2.6.1.2	Modelo Kh otim.....	102
7.2.6.2	Modelos de VPL Médio – P <sub>50</sub> .....	102
7.2.6.2.1	Modelo Bloco1.....	102
7.2.6.2.2	Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim.....	103
7.2.6.3	Modelos de VPL Pessimista – P <sub>90</sub> .....	104
7.2.6.3.1	Modelo Bloco1 + Vpor pess .....	104
7.2.6.3.2	Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess.....	105
<b>7.3</b>	<b>Análise dos Resultados.....</b>	<b>107</b>
<b>8.</b>	<b>Conclusões e Recomendações.....</b>	<b>112</b>
<b>8.1</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>112</b>
<b>8.2</b>	<b>Recomendações.....</b>	<b>114</b>
	<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>116</b>
	<b>Apêndice A - Propriedades de Reservatório.....</b>	<b>120</b>

## Lista de Figuras

<i>Figura 3.1: Exemplo de Distribuição de Variáveis (adaptado de Newendorp, 1975)</i>	20
<i>Figura 3.2: Exemplo de Análise de Sensibilidade</i>	23
<i>Figura 3.3: Curva de Risco do VPL Para um Determinado Período de Produção</i>	25
<i>Figura 3.4: Obtenção dos Valor Presente Líquido para um Percentil Desejado</i>	26
<i>Figura 3.5: Determinação dos Modelos Representativos em Gráfico Especializado</i>	28
<i>Figura 4.1: Comparação entre estratégias de produção para o mesmo reservatório</i>	31
<i>Figura 6.1: Esboço Estrutural e da Geometria Externa do Campo (modificado de Steagall,2001)</i>	44
<i>Figura 6.2: Mapa de Topo (m) da Malha de Simulação</i>	45
<i>Figura 6.3: Comparação Entre Modelos Estruturais Para os Dois Exemplos</i>	53
<i>Figura 6.4: Definição das Barreiras de Permeabilidade do Segundo Exemplo</i>	54
<i>Figura 7.1: Disposição Original dos Poços no Reservatório</i>	58
<i>Figura 7.2: Perfil de Produção - Malha de Drenagem Original e Cronograma Otimizado</i>	59
<i>Figura 7.3: Esquema de Linhas de Produtores e Injetores</i>	60
<i>Figura 7.4: Perfil de Produção – Poços Originais x Linhas Produção/Injeção</i>	61
<i>Figura 7.5: Esquema Five-Spot Esperso (25 poços)</i>	62
<i>Figura 7.6: Perfil de Produção – Comparação dos Três Arranjos</i>	62
<i>Figura 7.7: Esquema Five-Spot Adensado (45 poços)</i>	63
<i>Figura 7.8: Perfil de Produção – Comparação dos Quatro Arranjos</i>	64
<i>Figura 7.9: Pressão Média do Reservatório – Comparação dos Arranjos</i>	64
<i>Figura 7.10: Ganhos Decorrentes da Ampliação do Canhoneio do Poços Injetores</i>	65
<i>Figura 7.11: Pressão Média do Reservatório – Comparação dos Arranjos Após Ampliação dos Canhoneados dos Poços Injetores</i>	66
<i>Figura 7.12: Gráfico para Análise de Sensibilidade dos Atributos Incertos</i>	69

<i>Figura 7.13: Curva de VPL do Projeto Com Risco Associado</i>	71
<i>Figura 7.14: Escolha dos Modelos Representativos</i>	73
<i>Figura 7.15: Esquema Five-Spot com 22 Poços</i>	85
<i>Figura 7.16: Perfil de Produção - Esquema Five-Spot com 22 Poços</i>	85
<i>Figura 7.17: Esquema Staggered Line Drive com 31 Poços</i>	86
<i>Figura 7.18: Perfil de Produção - Esquema Staggered Line Drive com 31 Poços, em comparação com o anterior</i>	87
<i>Figura 7.19: Esquema Direct Line Drive com 40 Poços</i>	88
<i>Figura 7.20: Perfil de Produção – Comparação Entre os Três Arranjos</i>	88
<i>Figura 7.21: Esquema Five-Spot com 41 Poços</i>	89
<i>Figura 7.22: Perfil de Produção – Comparação Entre os Quatro Arranjos</i>	90
<i>Figura 7.23: Esquema Direct Line Drive com 45 Poços</i>	91
<i>Figura 7.24: Perfil de Produção – Comparação Final Entre os Arranjos</i>	91
<i>Figura 7.25: Perfil de Pressão – Comparação Entre os Arranjos</i>	92
<i>Figura 7.26: Gráfico para Análise de Sensibilidade dos Atributos Incertos</i>	94
<i>Figura 7.27: Curva de VPL do Projeto Com Risco Associado</i>	98
<i>Figura 7.28: Escolha dos Modelos Representativos</i>	99

## Lista de Tabelas

<i>Tabela 3.1: Expressão da Incerteza de Atributos Contínuos</i>	20
<i>Tabela 3.2: Expressão da Incerteza de Atributos Discretos</i>	21
<i>Tabela 6.1: Atributos Incertos de Distribuição Contínua (Steagall, 2001)</i>	47
<i>Tabela 6.2: Atributos Incertos de Distribuição Discreta (Steagall, 2001)</i>	47
<i>Tabela 6.3: Comparação Percentual Entre Volumes de Óleo dos Modelos Estruturais</i>	53
<i>Tabela 6.4: Atributos Incertos Considerados no Segundo Exemplo</i>	55
<i>Tabela 7.1: Otimização do Modelo Base</i>	68
<i>Tabela 7.2: Resultados da Simulação Com Incerteza</i>	70
<i>Tabela 7.3: VPL Para Cada Percentil</i>	72
<i>Tabela 7.4: Modelos Representativos Selecionados</i>	73
<i>Tabela 7.5: Quadro Comparativo Para Validação da Malha de Drenagem</i>	74
<i>Tabela 7.6: Otimização do Modelo Kh otim</i>	76
<i>Tabela 7.7: Otimização do Modelo Vpor otim + Bloco1</i>	77
<i>Tabela 7.8: Otimização do Modelo Bloco1</i>	78
<i>Tabela 7.9: Otimização do Modelo Vpor otim + PVT3 + Bloco1</i>	79
<i>Tabela 7.10: Otimização do Modelo Vpor pess + Bloco1</i>	80
<i>Tabela 7.11: Otimização do Modelo Kh pess + Bloco1</i>	81
<i>Tabela 7.12: Otimização do Modelo Vpor otim + Kh pess + PVT3</i>	83
<i>Tabela 7.13: Otimização do Modelo Base</i>	93
<i>Tabela 7.14: Resultados da Simulação com Incerteza</i>	95
<i>Tabela 7.15: VPL Para Cada Percentil</i>	98
<i>Tabela 7.16: Modelos Representativos</i>	99
<i>Tabela 7.17: Quadro Comparativo Para Validação da Malha de Drenagem</i>	100
<i>Tabela 7.18: Otimização do Modelo Barr Tot + Vpor otim + Kh otim</i>	101

<i>Tabela 7.19: Otimização do Modelo Kh otim</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 7.20: Otimização do Modelo Bloco1</i>	<i>103</i>
<i>Tabela 7.21: Otimização do Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim</i>	<i>104</i>
<i>Tabela 7.22: Otimização do Modelo Bloco1 + Vpor pess</i>	<i>105</i>
<i>Tabela 7.23: Otimização do Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess</i>	<i>106</i>
<i>Tabela 7.24: Exemplo 1 - Estratégia Inicial e Otimização do Caso Base (US\$ milhões)</i>	<i>108</i>
<i>Tabela 7.25: Exemplo 1 - Otimização dos Modelos Representativos (US\$ milhões)</i>	<i>108</i>
<i>Tabela 7.26: Exemplo 2 - Estratégia Inicial e Otimização do Modelo Base (US\$ milhões)</i>	<i>109</i>
<i>Tabela 7.27: Exemplo 2 - Otimização dos Modelos Representativos (US\$ milhões)</i>	<i>109</i>

## 1. Introdução

No aproveitamento econômico de uma jazida de hidrocarbonetos, o nível de conhecimentos acumulados permite a divisão de sua vida útil em diversas fases: exploração, avaliação/delimitação, desenvolvimento, produção (primária, secundária e terciária) e abandono. O número de poços perfurados, o volume de investimentos já aplicados ou a aplicar, a expectativa de lucros futuros e outros também servem como critérios de caracterização para essas fases.

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 à ausência de um histórico 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 há que 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.

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

Conseqüentemente, não é adequado obter uma previsão determinista do comportamento futuro da jazida em termos de potencial de produção e resultados econômicos. O panorama de suporte à decisão nesse ponto passa a ser constituído de um leque de cenários probabilísticos, obtidos de modelos de reservatório construídos a partir das combinações de valores estimados para os atributos de reservatório tidos como incertos. 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 incerteza 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. Neste trabalho o enfoque é restrito ao risco oriundo das incertezas geológicas, referentes à

quantificação das propriedades do meio poroso e dos fluídos nele contidos, mas que pode servir de base para um processo de tomada de decisão que envolva outros tipos de risco.

A quantificação do risco associado a um projeto é fundamental para a tomada de decisão. Metodologias de análise de risco visam expressar o grau de incerteza, ou risco, de um projeto, através da atribuição de probabilidades de ocorrência aos possíveis resultados esperados (Newendorp, 1975). 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;
- Permite a preparação de um plano de desenvolvimento flexível.

Além do prévio conhecimento do valor dos atributos de rocha e fluídos, a previsão do desempenho futuro de uma jazida depende também do conjunto de técnicas e procedimentos de drenagem aplicadas ao reservatório, aqui chamado de *estratégia de produção*. Esse conjunto de procedimentos exerce fundamental importância nos resultados verificados em um processo de previsão. Para o mesmo modelo geológico de reservatório, o emprego de estratégias de produção diferentes leva a resultados de produção e econômicos diferenciados.

Quanto à análise de risco de um projeto, cada modelo de reservatório envolvido pode ter definida uma estratégia de produção individual e otimizada ou, em outro extremo, pode-se utilizar uma única estratégia em todo o estudo. No primeiro caso a tarefa é complexa, com grande consumo de tempo e recursos. No segundo caso, há uma simplificação que pode levar a

um sub-aproveitamento econômico do projeto, já que é de se esperar que os demais modelos envolvidos na análise não tenham uma estratégia de produção otimizada.

A proposta deste trabalho é quantificar as variações decorrentes do acoplamento de um procedimento de otimização de estratégia de produção a uma metodologia de análise de risco, buscando estabelecer um procedimento adequado para tratamento da estratégia de produção em análises de risco em projetos de E&P.

Para atingir esse objetivo foi desenvolvida uma metodologia de aplicação de técnicas de otimização da estratégia de produção nos vários modelos envolvidos num estudo de risco, e avaliado o impacto resultante do emprego dessas técnicas de otimização na expressão do risco do projeto. Foi utilizada uma metodologia de análise de risco disponível na literatura e efetuadas medições de ganhos no valor da função objetivo escolhida.

A metodologia de análise de risco utilizada neste trabalho foi desenvolvida por Steagall (2001). Nessa metodologia destacam-se, entre outros aspectos:

- Redução do número de variáveis incertas em consideração através de análise de sensibilidade. Nesta metodologia, todos os atributos incertos são considerados independentes entre si;
- Geração da curva de risco do projeto para qualquer função objetivo desejada, seja econômica ou de produção;
- Escolha de modelos numéricos representativos das expectativas de realização otimista, mais provável e pessimista da função objetivo;

- Extenso uso de simulação numérica de fluxo, com computação paralela, como ferramenta de previsão de desempenho;
- Adoção de estratégia de produção fixa em todos os modelos simulados.

Neste trabalho as previsões de comportamento do reservatório foram obtidas com o uso de simulação numérica de fluxo. 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.

Dentre as vantagens do uso do simulador numérico, destacam-se sua poderosa característica de equacionar simultaneamente todos os parâmetros de caracterização do reservatório associado a quaisquer condições operacionais, a facilidade de alteração de atributos para novas simulações e a possibilidade de obtenção de variadas saídas em variados formatos gráficos ou textuais.

Apesar de se utilizar como base de estudos um reservatório real bem conhecido, foram considerados neste trabalho somente os dados disponíveis na sua fase de delimitação: nove linhas sísmicas, oito poços perfurados e avaliados com perfil elétrico, quatro análises PVT e dados de testemunhos e de testes de formação. O mesmo reservatório serviu de base para dois exemplos de aplicação, diferenciados quanto a alguns dos seus atributos julgados mais importantes.

Neste trabalho, a função objetivo a ser maximizada foi o Valor Presente Líquido (VPL) para um período de produção de 20 anos. Essa escolha se deve ao fato desse parâmetro econômico ser largamente utilizado na indústria e por ter a característica de “associar” valor de benefícios e custos com sua ocorrência no tempo, na presença de uma taxa de retorno especificada. Na apresentação dos resultados, para cada cálculo do VPL é também apresentado o respectivo Fator de Recuperação (FR), a título de variável de análise adicional.

Foi utilizado o simulador comercial *Black-Oil* IMEX da CMG. Os valores de custos e preços utilizados foram considerados sem incerteza e baseados em estimativas reais. Estudos de incerteza econômicos podem ser desenvolvidos a partir de resultados como os apresentados nesse trabalho.

Esta dissertação foi organizada em oito capítulos. No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica envolvendo os temas Análise de Risco e Otimização de Estratégia. No Capítulo 3, aborda-se o tratamento de incertezas e a análise de risco em projetos de E&P. No Capítulo 4, apresentam-se aspectos da importância da estratégia de produção na previsão de desempenho de um reservatório. No Capítulo 5, descreve-se a metodologia adotada neste trabalho para quantificação do impacto da otimização da estratégia de produção na análise de risco de projetos. No Capítulo 6, são descritos os dois exemplos nos quais foi aplicada a metodologia de avaliação de impacto da estratégia de produção. No Capítulo 7, apresentam-se os resultados obtidos com essa metodologia nos dois exemplos estudados. No Capítulo 8, apresentam-se as conclusões e recomendações deste trabalho.

## 2. Revisão Bibliográfica

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.

Analogamente, observa-se uma profusão de publicações tratando de meios e procedimentos para a otimização da exploração de reservatórios de petróleo, com enfoque na definição do padrão de drenagem a ser usado em cada situação, ou seja, a definição das melhores combinações de poços, das melhores locações e dos mais adequados critérios operacionais de produção.

A mola propulsora dessas linhas de estudo é a necessidade de se obter avaliações econômicas mais consistentes através da redução das incertezas e maximização do retorno financeiro dos projetos. Como fator comum tem-se a utilização sistemática do simulador numérico de fluxo como ferramenta básica de geração de resultados, permitindo análise e comparação entre estes. A seguir são comentados alguns recentes trabalhos de interesse.

Damsleth *et al* (1992) apresentaram os conceitos básicos do Planejamento de Experimentos aplicando-os à previsão de comportamento sob incertezas de um reservatório.

De modo sucinto, esta metodologia permite a construção de um “simulador” de reservatório simplificado capaz de substituir um simulador numérico de fluxo convencional e completo. 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 à função objetivo considerada.

O polinômio pode ter a forma:

$$R = R(x_1, \dots, x_n) = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + \dots + b_{12} \cdot x_1 \cdot x_2 + b_{13} \cdot x_1 \cdot x_3 + \dots + b_{11} \cdot x_1^2 + b_{22} \cdot x_2^2 + \dots + e$$

sendo  $R$  a função objetivo,  $b$  os coeficientes a estimar e  $x$  os valores possíveis dos atributos incertos, tratados de maneira codificada por +1, 0 e -1, representando, respectivamente, os valores otimistas, médio e pessimistas desses atributos.

Os termos do tipo  $b_i \cdot x_i$  respondem pelos efeitos principais dos atributos incertos na representação. Os termos do tipo  $b_{ij} \cdot x_i \cdot x_j$  reproduzem as interações entre as variáveis e, por fim, os termos quadráticos reproduzem os efeitos de curvatura, quando a resposta do simulador aos níveis extremos de um atributo incerto não varia simetricamente ao redor do Caso Base (nível médio). O coeficiente  $b_0$  é o valor da função objetivo para o Caso Base e  $e$  o termo de erro.

Inicialmente pode ser adotada uma forma simples do polinômio com o uso somente dos termos dos efeitos principais e, de acordo com os resultados, incluir mais termos para melhorar a precisão da estimativa dos coeficientes ou remover termos caso se verifique uma pequena influência destes nos resultados.

Programas estatísticos específicos podem fornecer: as combinações de atributos que permitam a estimativa dos coeficientes com um mínimo de simulações reais, o valor desses

coeficientes e uma medida de qualidade ou precisão dessa estimativa, através do seu desvio padrão.

Foi mostrada uma aplicação do Planejamento de Experimentos a um caso real de um campo do Mar do Norte. A função objetivo considerada foi a produção acumulada de óleo. Todo o processo de obtenção do pseudo-simulador foi detalhadamente mostrado. O número de variáveis com incerteza a considerar no experimento foi definido previamente através de uma análise de sensibilidade parâmetro-a-parâmetro e, ao final do estudo, apenas três parâmetros restaram. Ao longo da análise foram incluídos termos de interação e curvatura. Em seguida, o polinômio gerado foi utilizado numa simulação de Monte Carlo para obter uma aproximação da distribuição de probabilidades da produção acumulada do projeto.

Aanonsen *et al* (1995) fizeram uso de Planejamento de Experimentos e de Superfícies de Resposta na otimização sob incerteza de locações de poços em reservatórios de petróleo.

O polinômio a considerar tem a forma  $R = R(x, y)$ , onde  $R$  é a resposta do simulador numérico real (função objetivo),  $y$  representa o conjunto de atributos incertos, cada um deles expresso por uma distribuição de valores, e  $x$  o conjunto de atributos determinísticos a serem otimizados. Para cada atributo  $x$  define-se um conjunto de valores possíveis (possíveis soluções). Como exemplo,  $x$  pode assumir os valores das coordenadas possíveis para cada poço que necessite ser alocado otimamente.

O Planejamento de Experimentos permite a geração da superfície de resposta para  $R$  com um mínimo de execuções do simulador real. Os valores esperados para  $R$ ,  $\hat{R} = \hat{R}(x)$ , são então aproximados por  $\hat{R}(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R(x, y_i)$ , cujos máximos fornecem os valores ótimos de  $x$ .

Foram apresentados três exemplos de aplicação, todos relacionados à obtenção das melhores locações de poços. Todos os casos mostrados envolvem situações simples, tais como locar um só produtor e/ou um só injetor. Não são tecidos comentários sobre complexidades ou

esforços computacionais necessários para situações reais de aplicação da metodologia, quando muitos poços, de características diversas, podem estar envolvidos.

Beckner e Song (1995) apresentaram um exemplo de aplicação de um método de otimização, no caso *simulated annealing*, na definição do desenvolvimento de um campo. Todo o processo foi automatizado tendo por base um simulador de reservatórios não comercial, ao qual foi anexado o algoritmo de otimização e um módulo de cálculo econômico.

O problema apresentado consiste na determinação de ótimas locações e ordem de entrada em operação de poços. Foi fixado previamente: o número e tipo de poços a considerar (12 poços horizontais exclusivamente produtores), um leque de 36 locações possíveis para os poços e a frequência de perfuração e completação dos poços (1 poço a cada 3 meses). A malha de simulação utilizada foi de 36 x 3 x 3 blocos. O enfoque da otimização foi o VPL do projeto, tendo sido analisadas diversas situações combinadas de custo de poço, permeabilidade e pressão variáveis em função da região do reservatório.

No entanto, o trabalho não aborda a determinação de dois importantes parâmetros relativos ao desenvolvimento de um campo, quais sejam, o número ótimo de poços a perfurar e as respectivas locações, já que houve pré-definição dos mesmos. Por outro lado, os próprios autores admitem que o esforço computacional requerido pode ser grande quando modelos de simulação mais complexos forem considerados. Outro ponto mencionado no trabalho é que não há garantia absoluta de que a solução otimizada encontrada seja realmente um ótimo absoluto.

Bittencourt e Horne (1997) propuseram um algoritmo híbrido e o aplicaram na otimização da exploração de um campo real, visando a maximização do VPL do projeto.

O algoritmo de otimização proposto tem como método principal de busca um algoritmo genético, auxiliado por outros métodos, principalmente busca Polítopo. Para geração de uma distribuição/população para início do processo foi utilizado o algoritmo de Fang. O programa foi construído com uma interface que permite o acoplamento com simuladores de reservatório

comerciais e com módulos de cálculo econômico. A idéia de usar um algoritmo híbrido é, segundo os autores, tirar proveito dos pontos fortes e contornar as limitações individuais de cada método componente.

O exemplo apresentado é de um campo marítimo real no qual um time de especialistas da companhia indicou a perfuração de 17 poços produtores, entre horizontais e verticais, e de 16 injetores (*idem*) como plano inicial de exploração (Caso Base). O objetivo do trabalho era obter a melhor realocação desse mesmo total de 33 poços em qualquer ponto do reservatório. Variou-se também a proporção entre horizontais e verticais e, se horizontais, foi permitida a variação da direção de cada um dentro da mesma camada. Foi adotado um modelo de simulação com 40x80x3 blocos e dois casos foram estudados. No primeiro caso a solução inicialmente proposta, que carrega consigo o conhecimento dos especialistas sobre o campo, não foi incluída na população inicial do algoritmo híbrido. No segundo caso, essa estratégia de exploração do Caso Base foi incluída como um indivíduo na população inicial.

Como resultados, no primeiro caso, desconhecendo qualquer solução inicial, o algoritmo híbrido gerou uma alternativa de exploração com acréscimo de 4,82% em relação ao VPL do Caso Base. No segundo caso, a inclusão de uma informação de boa qualidade (o conhecimento dos especialistas, expresso pelo Caso Base), gerou um ainda maior ganho no VPL do projeto: 6,08% de acréscimo em relação ao próprio Caso Base.

Novamente, observa-se que o procedimento de otimização partiu da definição prévia do número de poços. Provavelmente, a utilização de 33 poços não deve ser a condição ótima de número de poços para este caso.

Outro ponto a considerar é que o uso deste algoritmo demanda conhecimento especializado no assunto, já que é necessário definir *a priori* diversos parâmetros genéticos, como por exemplo, probabilidade de mutação, probabilidade de cruzamento genético, elitismo, etc. A definição do valor de cada parâmetros requereu, para este caso, a condução de testes prévios com funções puramente matemáticas. Finalmente há que se observar que, pelo menos no

exemplo mostrado e para as duas situações analisadas, os ganhos percentuais no VPL do projeto foram bastante contidos em relação à solução proposta pelos especialistas da empresa.

Cruz *et al* (1999) desenvolveram o conceito de Mapa de Qualidade como forma de quantificar incertezas, fornecer um critério de comparação entre reservatórios ou entre imagens estocásticas de um mesmo horizonte ou fornecer as melhores locações para poços em um modelo de reservatório.

O mapa de qualidade é uma representação da distribuição areal do potencial de produção esperado de cada ponto ou área de um modelo de reservatório. Fazendo uso de um simulador numérico de fluxo, é obtida a produção acumulada de óleo de um poço completado em todas as camadas com óleo, alocado em somente uma célula da malha horizontal do modelo de simulação, após um determinado período de produção. O processo é repetido individualmente nas demais células do modelo. Dispondo do mapa de qualidade de todas as realizações de um reservatório, pode-se obter um mapa de qualidade médio e um mapa de incerteza da qualidade do reservatório. Esses dois mapas finais permitem, entre outras possibilidades, escolher uma boa locação para um poço produtor: um ponto com alta qualidade média e baixa incerteza.

O trabalho apresenta exemplos de como aplicar esse novo conceito em cinco diferentes problemas de engenharia: incorporação da incerteza em processo de tomada de decisão, escolha de uma realização representativa dentre todas disponíveis, ordenação das realizações pela qualidade para um determinado cenário de produção, comparação entre reservatórios e locação de poços produtores. Neste último caso, são escolhidos diferentes números de poços totais para o reservatório e, para cada uma dessas situações, um algoritmo de otimização escolhe as melhores locações baseado num mapa de qualidade. Com este procedimento é possível escolher um número ótimo de poços a perfurar em um projeto de exploração. A metodologia foi desenvolvida contemplando somente poços produtores verticais. Como trabalho futuro foi indicada a consideração de poços não verticais e poços injetores, bem como a utilização de outra medida de qualidade que não a produção acumulada de óleo, como o VPL do projeto.

Pedroso e Schiozer (2000) propuseram metodologia automatizada para otimizar locações de poços em um campo, fazendo uso de computação paralela para acelerar o processo.

O modelo numérico do reservatório, já com um espaçamento entre poços definido, é submetido ao simulador. Com os resultados da simulação os poços são ordenados de acordo com uma função objetivo, no caso a produção acumulada de óleo de cada poço. Os piores poços são retirados do modelo e nova simulação é feita. O processo é repetido enquanto houver ganho na economicidade do projeto. Em seguida, voltando-se à malha original de poços, um dos poços é trasladado para uma célula ao seu redor, em qualquer direção, e todos os demais poços sofrem o mesmo deslocamento, de maneira que a malha de poços é translada integralmente para aquela posição/direção, sendo que só são mantidos os poços que ocupem células ativas. Novamente todo o processo de retirada de poços é executado. Depois de esgotadas todas as possibilidades de movimentação da malha, considera-se novo espaçamento entre poços e todo o processo é repetido. No final podem ser traçados diversos gráficos de resultados econômicos ou de reservatório para comparação dos cenários obtidos e escolha do mais adequado segundo os interesses da empresa.

A metodologia não é de difícil implementação, uma vez que não demanda nenhum conhecimento específico. O número de simulações requerido é grande mas o uso de processamento paralelo automatizado minimiza o tempo do processo. O resultado obtido é um leque de opções de desenvolvimento otimizado para facilitar o processo de decisão gerencial, muito embora não sejam consideradas situações de incerteza nos dados de entrada. A metodologia foi desenvolvida contemplando apenas poços verticais e sem injeção de fluídos.

Mezzomo (2001) apresentou um procedimento de fácil implementação para a estimativa do número ótimo de poços e respectivas locações. Também forneceu metodologia para a escolha de novas locações em um campo já desenvolvido, incluindo aí a consideração de injeção de fluídos como recuperação suplementar. Em ambos os casos os procedimentos podem ser automatizados.

Na primeira situação, partindo-se de um modelo de simulação já pronto, define-se uma malha de produtores com espaçamento inicial pequeno. Em seguida roda-se o simulador e calcula-se a função objetivo escolhida para o campo como um todo e para cada poço individualmente. Os poços são, então, ordenados pela função objetivo e os 20% piores poços dessa ordenação são retirados da próxima simulação, ressalvando-se que poços adjacentes não devem ser retirados simultaneamente. O processo é repetido até que o valor da função objetivo do campo decresça. O procedimento não é aplicável a reservatórios onde é necessária a injeção de água ou gás visto que não é considerada a utilização de poços injetores.

Para definição de novas locações em um campo já desenvolvido, primeiro obtém-se, via simulador de fluxo, um mapa de saturação de óleo residual do arranjo original após cinco anos de produção. Com base nessa mapa, é escolhida uma possível locação para um produtor ou para um injetor ou para quaisquer combinações de produtores e injetores. Todas as possibilidades são submetidas ao simulador. A melhor possibilidade é escolhida com base nos valores calculados da função objetivo.

Guedes *et al* (2000) apresentaram 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 destes, 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 servirão para balizar a decisão por uma das seguintes opções: investir em informações adicionais como forma de reduzir as incertezas do projeto ou 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.

Por fim, é feita uma otimização adicional do projeto de desenvolvimento, no qual se busca reavaliar o número ótimo de poços definido na malha base anterior pelo acréscimo ou retirada gradativos de poços na simulação. Para ordenar os poços a retirar ou novas locações a acrescentar no modelo de simulação, foi proposto um Índice de Aproveitamento. Esse índice é a razão entre um Fator de Confiança (empírico e adimensional, associado à locação) e o Custo Relativo do poço, sendo este calculado pela razão entre os investimentos feitos no poço e sua produção acumulada, ambos atualizados para a data de início dos investimentos. O investimento gasto em eventuais poços injetores é rateado e incluído no custo dos produtores.

Em outro trabalho, Guedes *et al* (2001) mostraram um exemplo de desenvolvimento da exploração de um campo marítimo real, enfocando a otimização da malha de drenagem e também do sistema de produção.

O campo possui vários reservatórios turbidíticos pouco espessos, em lâmina de água profunda e ultraprofunda e com grande extensão territorial. Além disso, há incerteza quanto ao volume de óleo *in situ*. Tudo isso implica num projeto de exploração complexo, tendo sido, por conta disso, dividido em quatro módulos de produção. O trabalho restringe-se a somente um dos módulos. Foi aplicada a metodologia descrita em Guedes *et al* (2000) tendo como ponto de destaque o uso de Mapas de Qualidade [Cruz *et al*, 1999] para escolha de possíveis locações de poços. Esses mapas permitiram que um time multidisciplinar de especialistas da empresa propusesse malhas de drenagem para os horizontes envolvidos. Posteriormente, tanto a malha de

poços de cada horizonte quanto o sistema de produção do campo foram otimizados até se chegar ao projeto definitivo.

Para definição da linha de ação deste trabalho, optou-se pelo uso de procedimentos simplificados para definição de uma estratégia de produção adequada a cada situação. Algumas das metodologias já citadas envolvem conhecimentos e práticas elaboradas, que fogem ao escopo proposto aqui. De modo simplificado, a definição da melhor malha de poços é feita entre um leque de opções clássicas e de uso extenso na indústria. A escolha recai sobre aquela que fornecer o melhor valor da função objetiva considerada. Não se espera com isso obter um ótimo absoluto na drenagem do reservatório, mas sim uma opção adequada que satisfaça os objetivos propostos neste trabalho.

### **3. Tratamento de Incertezas e Análise de Risco**

Durante a vida de um reservatório ou campo de petróleo, 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 eliminadas. Mesmo no abandono, não se pode dizer que o conhecimento é total ou que as incertezas foram eliminadas.

Incerteza é aqui entendida como a incapacidade de atribuir um único valor ou distribuição de probabilidade razoavelmente precisos a uma propriedade ou atributo de caracterização da rocha ou dos fluídos nele presentes.

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 quantificação 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 metodologia de análise de risco aqui adotada como ferramenta para verificação do impacto da estratégia de produção nas previsões de produção com risco foi desenvolvida por Steagall (2001). Essa metodologia consta dos seguintes passos:

- Tratamento das incertezas existentes, com a definição dos atributos de reservatório tidos como incertos, seus valores e probabilidades de ocorrência associadas;
- Definição dos atributos mais críticos através de uma análise de sensibilidade parâmetro a parâmetro, a partir do modelo de reservatório mais provável;
- Simulação de todos os modelos probabilísticos possíveis obtidos da combinação dos atributos críticos e cálculo da função objetivo para cada modelo. Na montagem dos modelos de simulação os atributos críticos são tratados como independentes entre si. A função objetivo escolhida para este trabalho foi o Valor Presente Líquido (VPL);
- Obtenção da curva de risco do projeto através da tabulação dos resultados de VPL contra probabilidades de ocorrência acumuladas;
- Obtenção de modelos de simulação representativos das expectativas de realização otimista, mais provável e pessimista do VPL através de gráfico especializado.

A seguir é feita uma descrição mais detalhada dessa metodologia, realçando os pontos de maior destaque.

### **3.1 Tratamento das Incertezas**

Na ausência de um valor definido, a expressão da incerteza de um determinado atributo pode ser feita pelo estabelecimento de um conjunto de valores estimados, associados a probabilidades de ocorrência individuais.

A identificação do conjunto de atributos sobre os quais repousa incerteza e o conseqüente estabelecimento de valores e probabilidades para cada um deles cabe ao grupo de especialistas, geólogos e engenheiros, envolvidos na avaliação do reservatório em estudo.

Do universo de atributos incertos presentes num estudo devem ser selecionados somente aqueles julgados de significativa influência na previsão de comportamento do reservatório, de maneira a reduzir a complexidade do trabalho sem reduzir sua qualidade. Quando possível, a agregação de vários atributos incertos num único representante também contribui para a redução do número de variáveis em questão. Isso ocorre, por exemplo, com a análise PVT do óleo, quando as diversas propriedades do óleo são tratadas de maneira conjunta.

Para atributos que se caracterizam por uma distribuição contínua de probabilidade de ocorrência (Figura 3.1), muito embora possam ser adotados mais níveis de incerteza, é usual a adoção de três níveis (Jensen, 1998; Salomão e Grell, 2001), representando os valores otimista, pessimista e mais provável. Os dois primeiros valores podem, se necessário, ser definidos de maneira direta pela multiplicação, divisão ou translação do valor mais provável.

Os atributos representativos das propriedades da rocha necessitam ter especificadas suas distribuições espaciais. Nesse caso podem ser selecionadas imagens estocásticas (Ballin *et al*, 1993 e Loschiavo, 2000) representando os três níveis de incerteza. Na ausência destas, pode ser utilizado um mapa com uma modelagem determinística do atributo como o nível mais provável e a adoção de fatores multiplicadores ou de translação para os níveis pessimista e otimista.

Para atributos que se caracterizam por uma distribuição discreta de probabilidades (Figura 3.1), como análises PVT ou curvas de permeabilidade relativa, o número de níveis de incerteza a ser adotado é definido pela quantidade de análises confiáveis e representativas disponíveis. Nestes casos pode não ser possível definir quais são os níveis otimista e pessimista sem o uso de simulação de fluxo.

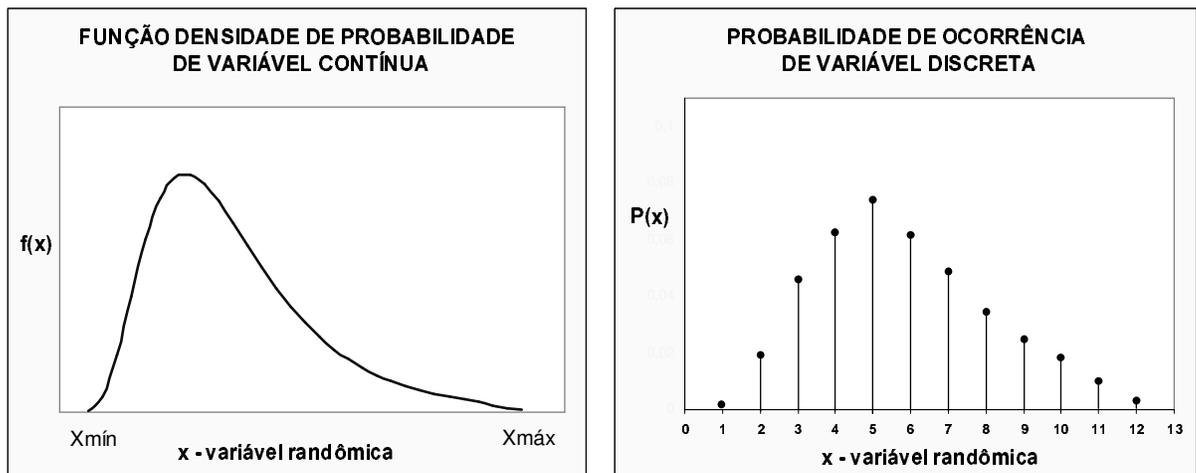


Figura 3.1: Exemplo de Distribuição de Variáveis (adaptado de Newendorp, 1975)

Seguindo essas recomendações, a Tabela 3.1 apresenta, de maneira apenas simbólica, um agrupamento de atributos de distribuição contínua e a Tabela 3.2 os de distribuição discreta.

Tabela 3.1: Expressão da Incerteza de Atributos Contínuos

Atributos	Níveis	Probabilidade
Atributo A	A1	$P_{\text{otimista}}$
	A2	$P_{\text{mais provável}}$
	A3	$P_{\text{pessimista}}$
Atributo B	B1	$P_{\text{otimista}}$
	B2	$P_{\text{mais provável}}$
	B3	$P_{\text{pessimista}}$
Atributo C	C1	$P_{\text{otimista}}$
	C2	$P_{\text{mais provável}}$
	C3	$P_{\text{pessimista}}$
Atributo D	D1	$P_{\text{otimista}}$
	D2	$P_{\text{mais provável}}$
	D3	$P_{\text{pessimista}}$

Tabela 3.2: Expressão da Incerteza de Atributos Discretos

Atributos	Níveis	Probabilidade
Atributo E	E1	$P_{E1}^*$
	E2	$P_{E2}$
Atributo F	F1	$P_{F1}$
	F2	$P_{F2}$
	F3	$P_{F3}^*$
	F4	$P_{F4}$
Atributo G	G1	$P_{G1}$
	G2	$P_{G2}^*$
	G3	$P_{G3}$
Atributo H	H1	$P_{H1}$
	H2	$P_{H2}^*$

(\*) – níveis mais prováveis.

A combinação de todos os níveis ou valores dos atributos incertos em modelos de reservatório para simulação cobre todo o universo de incertezas presentes no estudo. No entanto isso representa, na maioria das vezes, um elevado número de modelos a simular. Como ilustração, tomando-se como exemplo a representação simbólica das anteriores, seriam:

- cinco atributos com três níveis cada;
- dois atributos com dois níveis cada;
- um atributo com quatro níveis.

Isso representaria um total de:

$$N_{\text{modelos}} = 3^5 \times 2^2 \times 4^1 = 3888 \text{ modelos}$$

## 3.2 Análise de sensibilidade

Para reduzir a quantidade de modelos possíveis a um número razoável, é feita uma análise de sensibilidade dos parâmetros com o uso de simulação numérica de fluxo.

A análise de sensibilidade permite que cada um dos valores de cada atributo incerto seja classificado, segundo sua relevância no desempenho do reservatório, em *crítico* ou *não crítico*. Assume-se neste trabalho que os níveis *não críticos*, sejam eles de distribuição contínua ou discreta, possam ser eliminados sem prejuízo da qualidade da análise de risco do projeto. Esse ponto é investigado por Costa e Schiozer (2002). Os atributos incertos *críticos* passam, então, a representar toda a incerteza presente no projeto. O ganho da análise de sensibilidade é a redução do número total de modelos a simular, decorrente do menor número de variáveis a combinar.

Esta etapa demanda o uso de um modelo numérico de reservatório completo para as simulações. Neste ponto do estudo, o modelo utilizado é aquele constituído pelo conjunto de todos os níveis mais prováveis dos atributos incertos e é aqui nomeado de *Modelo Base* ou *Caso Base*.

Para esse Modelo Base deve ser definida uma estratégia de produção otimizada, através da escolha de uma malha de drenagem adequada e definição de condições ou limites operacionais para a produção do reservatório. Nesta metodologia de análise de risco, essa estratégia definida e otimizada para o Modelo Base é mantida para todos os demais modelos de reservatório.

A análise de sensibilidade é, então, feita com cada nível de atributo crítico sendo inserido no Modelo Base em substituição ao respectivo nível mais provável. São feitas tantas simulações quantos forem esses níveis e os resultados mostrados num gráfico em comparação com a simulação do Modelo Base. A Figura 3.2 apresenta um exemplo desse gráfico, ainda usando como referência à Tabela 3.1 e à Tabela 3.2.

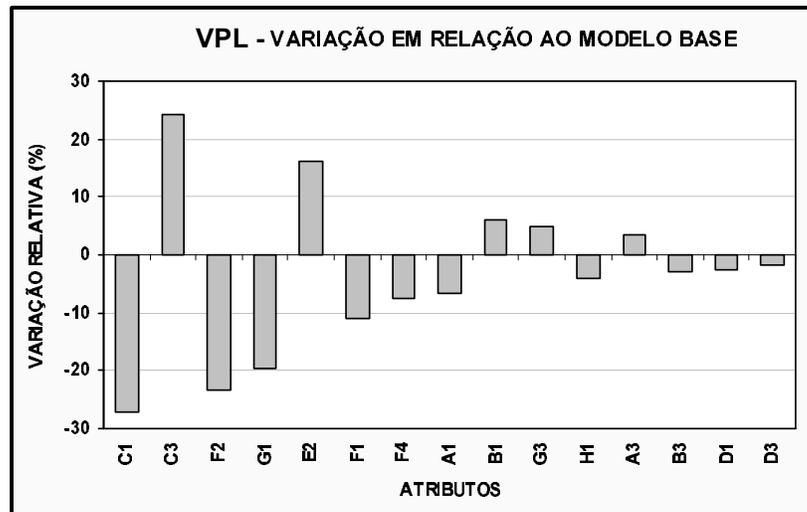


Figura 3.2: Exemplo de Análise de Sensibilidade

Esse gráfico permite uma fácil visualização da importância relativa de cada nível de atributo em relação ao Modelo Base. A eliminação dos níveis menos influentes se dá pela escolha de um valor de variação relativa abaixo da qual se considera desprezível a influência de um nível de atributo. Se adotado que variações de até, por exemplo, 10% em relação ao VPL do Modelo Base não são relevantes, seriam eleitos como críticos os Atributos C e E, os Níveis 1 e 2 do Atributo F e o Nível 1 do Atributo G. De um total inicial de oito atributos incertos com 33 níveis de incerteza restariam:

- Atributo C com três níveis de incerteza;
- Atributo E com dois níveis;

- Atributo F agora com três níveis (quatro anteriormente);
- Atributo G com dois níveis (três anteriormente).

A quantidade total de modelos a simular cairia de 3.888 para

$$N_{\text{modelos}} = 3^1 \times 2^1 \times 3^1 \times 2^1 = 36 \text{ modelos,}$$

o que representa uma enorme vantagem em termos de economia de recursos computacionais e rapidez do processo de análise de risco.

### 3.3 Simulação dos Modelos de Reservatório

Após a análise de sensibilidade, os atributos discretos que sofreram eliminação de níveis devem ter a probabilidade de seus valores remanescentes redistribuída. São então gerados todos os modelos de simulação possíveis com a combinação de todos os níveis dos atributos críticos. Cada um desses modelos tem sua probabilidade de ocorrência calculada a partir das probabilidades individuais dos níveis usados na sua construção:

$$P_{\text{modelo}} = P_{\text{nível1}} \times P_{\text{nível2}} \times P_{\text{nível3}} \times \dots$$

e, também

$$\sum P_{\text{modelo}} = 1$$

Todos os modelos são, então, submetidos ao simulador numérico e geradas as respectivas curvas de fluídos produzidos e injetados. Utilizando um programa ou planilha de análise econômica, são calculados os VPL individuais de cada modelo. Cada VPL possui a probabilidade de ocorrência do modelo que o gerou.

### 3.4 Curva de Risco do Projeto

Os VPL calculados são tabulados em ordem decrescente e computada uma coluna adicional com as probabilidades acumuladas. Pode-se, então, construir a curva de risco do VPL do projeto para o período de produção considerado. A Figura 3.3 é um exemplo dessa curva.

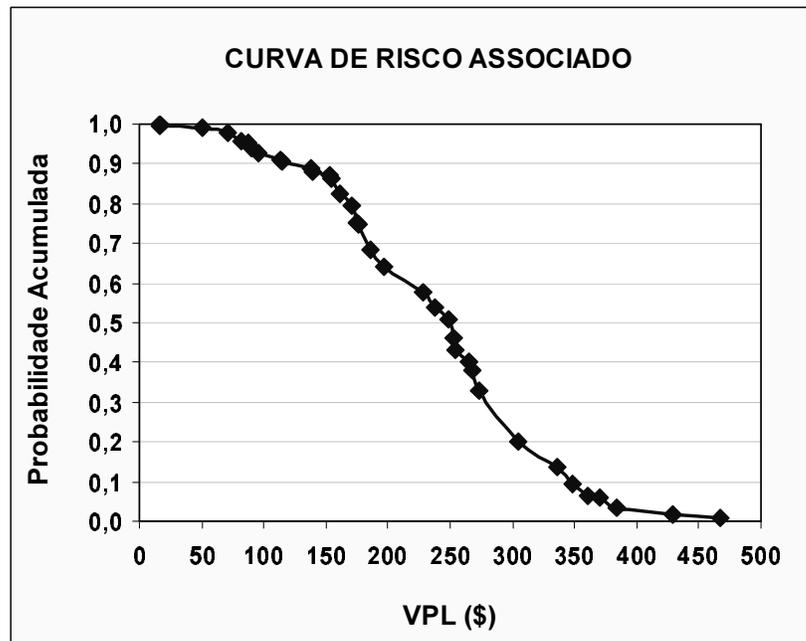


Figura 3.3: Curva de Risco do VPL Para um Determinado Período de Produção

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% de probabilidade de ocorrência. Um VPL associado ao percentil  $P_{90}$  significa que existem 90 % de chances do VPL do projeto ser igual ou superior a esse número. Esta é, portanto, a estimativa pessimista para o VPL real do projeto. Analogamente, o VPL associado ao percentil  $P_{10}$  é a estimativa otimista e o VPL associado ao  $P_{50}$ , a estimativa média. A obtenção desses valores a partir da curva de risco pode ser vista na Figura 3.4.

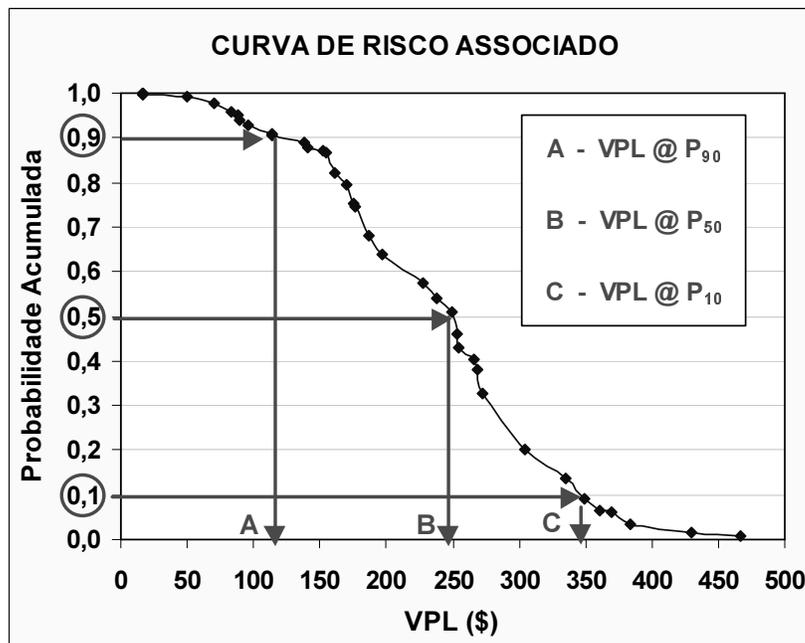


Figura 3.4: Obtenção dos Valor Presente Líquido para um Percentil Desejado

### **3.5 Escolha dos Modelos Representativos**

Um dos destaques desta metodologia perante outras análises de incerteza encontradas na literatura, é a possibilidade de se escolher, dentre todos os modelos numéricos simulados, aqueles que possam ser tomados como representativos das estimativas otimista, pessimista e moderada da função objetivo.

Estes modelos representativos são mais um subsídio à tomada de decisão por permitirem, por exemplo, dimensionamento de instalações de produção, detalhamento posterior dos planos de desenvolvimento e avaliar a flexibilidade entre esses planos para cada uma das expectativas de realização.

No critério proposto pelo autor, grafa-se o valor do VPL contra o FR para cada modelo simulado num gráfico como o da Figura 3.5. “Desta maneira pode-se realizar a análise dos modelos com relação a duas características muito importantes do reservatório e que sintetizam muitas das propriedades dos atributos, o volume de óleo original e o fator de recuperação, que expressa a eficiência da drenagem, e é decorrente das propriedades de fluxo de fluidos associado ao esquema de produção”, (Steagall, 2001).

O próximo passo é marcar, no gráfico, linhas para os percentis de expectativa do VPL desejados, conforme mostrado na mesma figura. Para cada expectativa de VPL são escolhidos aqueles modelos mais próximos da sua respectiva linha. Mais de um modelo pode ser escolhido para cada percentil, permitindo a apreciação entre modelos de características físicas diferentes para uma mesma expectativa de VPL. No exemplo mostrado está indicada a escolha de seis modelos ao todo, sendo dois modelos para a estimativa otimista, três para a mediana e somente um para a pessimista.

No exemplo apresentado por Steagall (2001), ocorre o agrupamento dos pontos em famílias de VOIS, o que representa uma situação particular que facilita o processo de escolha dos modelos. Não é abordado um procedimento de definição do número de modelos a escolher para situações de dispersão dos pontos pelo gráfico. Esse aspecto é analisado por Costa e Schiozer (2002).

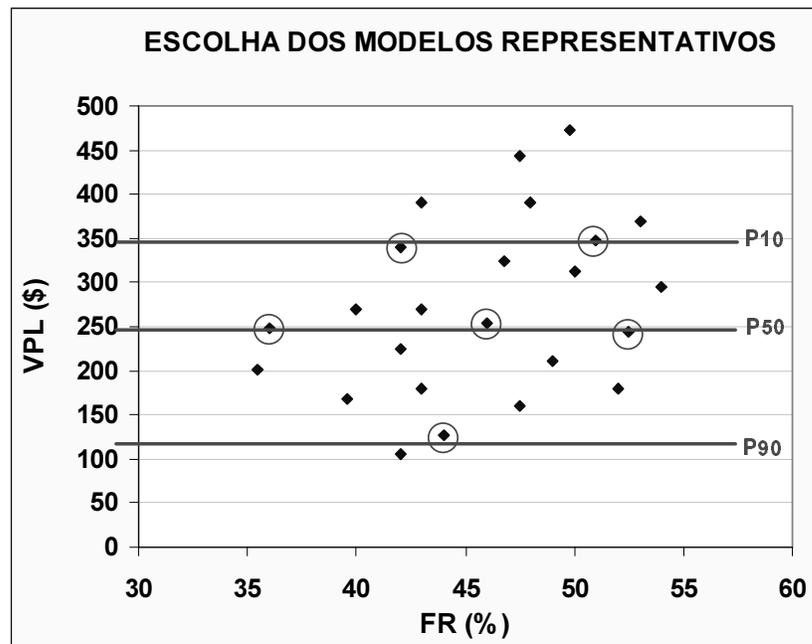


Figura 3.5: Determinação dos Modelos Representativos em Gráfico Especializado

## 4. Estratégia de Produção

Para a previsão de desempenho de um campo de petróleo, tão importante quanto ter uma metodologia para lidar com as incertezas do reservatório, é a definição do conjunto de procedimentos e técnicas a serem empregados na sua drenagem, isto é, a sua estratégia de produção.

Restringindo o enfoque à sub-superfície, estipular uma estratégia de produção significa definir os seguintes itens:

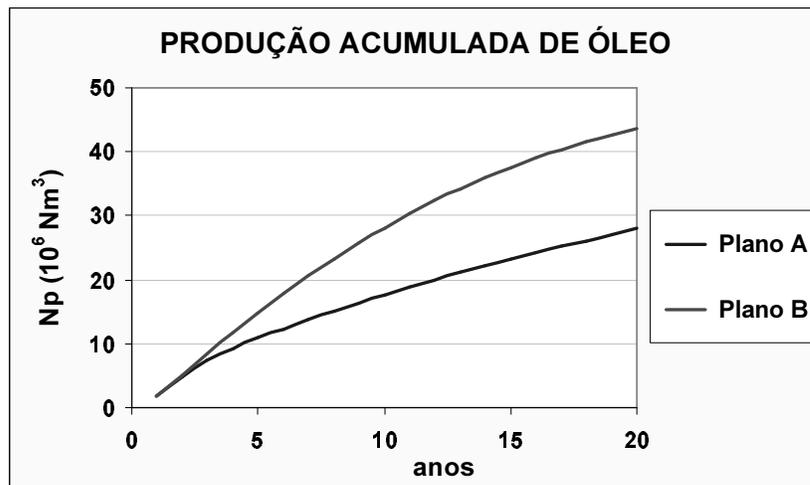
- Número, tipo e localização dos poços produtores e injetores;
- Cronograma e seqüência de entrada em operação dos poços;
- Política de canhoneios, recompletações e conversões;
- Implantação de técnicas de recuperação suplementar;
- Condições e limites de operação dos poços: vazões de produção/injeção por poço, limitação das pressões de fundo, controle da produção de água e gás, etc.;
- Método de elevação artificial de fluídos.

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, no sentido de, dentro de um cenário probabilístico, poder atender a um variado espectro de realizações esperadas sem grande acréscimo ou desperdício de recursos.

Diferentes estratégias de produção aplicadas a um modelo de reservatório a simular conduzem a diferentes comportamentos e resultados para o mesmo reservatório. A Figura 4.1 mostra um exemplo de acentuada diferença na produção acumulada de óleo para o mesmo modelo de reservatório, onde o Plano **B** possui maior quantidade de poços, mas as mesmas condições operacionais dos poços do Plano **A**.



*Figura 4.1: Comparação entre estratégias de produção para o mesmo reservatório*

O processo de busca da estratégia de produção ótima para cada caso pode ser inviável ou conduzir a várias soluções equivalentes devido à complexidade do problema e à interdependência entre os fatores que definem o desempenho de um reservatório.

Diversos autores, entre eles Beckner e Song (1995), Bittencourt e Horne (1997) e Pedroso Jr. e Schiozer (1999), têm proposto metodologias para o lançamento de malhas de poços, certamente o mais importante aspecto da drenagem de um reservatório. Na prática, quando na análise de um reservatório em particular, podem ser formuladas algumas estratégias de drenagem baseadas na experiência e/ou uso de técnicas consagradas e escolhida aquela que maximiza o objetivo desejado. A estratégia escolhida pode, então, passar por algum processo de otimização com a intenção de obter ganhos adicionais nos resultados do projeto. Com este procedimento, mesmo que não se atinja a drenagem “ideal”, pode-se ter confiança em ter garantido uma eficiente alternativa de produção.

Para uma estratégia de produção já definida, pode-se otimizá-la através de um estudo de realocação de poços, revisão do cronograma de entrada em operação, remoção de poços de menor influência, verificação da melhor condição de injeção, etc.

A aplicação de uma metodologia de análise de risco a um projeto otimizando individualmente a estratégia de produção de cada modelo envolvido fornece um cenário de decisão com todos os seus possíveis resultados econômicos e de produção maximizados. Mas, devido ao número freqüentemente elevado de modelos envolvidos e à complexidade que cada otimização de estratégia pode ter, essa é uma tarefa que consome uma enorme quantidade de trabalho e tempo. Adicionalmente, esse procedimento pode implicar num cenário de decisão com estratégias de produção muito diferentes entre as possíveis realizações do projeto, aumentando o risco de uma ou outra decisão já que algumas definições são irreversíveis, como por exemplo, o dimensionamento de plataforma e dutos de transporte. O processo de decisão em si torna-se mais difícil e envolve maior risco.

Num outro extremo, a análise de risco pode ser feita utilizando-se uma única estratégia de produção, otimizada para o modelo de reservatório mais provável. Nesse caminho tem-se a vantagem da redução do trabalho e tempo envolvidos e a facilidade da implantação de uma única definição de projeto, mas não se deve esperar que essa estratégia otimizada para um só modelo propicie o máximo em termos de retorno econômico ou de produção para as demais possíveis realizações do projeto.

Entre esses dois extremos, outras possibilidades podem ser vislumbradas. No caso da metodologia de risco utilizada neste trabalho, que considera estratégia de produção única para o modelo mais provável, o próprio autor sugere as seguintes alternativas:

- A utilização de uma estratégia de produção para cada modelo estrutural do reservatório, quando este for um dos parâmetros incertos do reservatório;
- Utilização de diversas estratégias de produção combinadas aos modelos incertos do reservatório, o que, no caso de um grande número de modelos, ocasiona um brutal aumento do número de simulações;

- Partindo-se de uma estratégia única, selecionar modelos representativos otimista, médio e pessimista e para cada um destes modelos otimizar a estratégia de drenagem através de novos estudos por simulação numérica de fluxo;
- Automatização da estratégia de produção para todos os modelos a partir de premissas básicas, possibilitando uma análise das previsões de produção em iguais condições entre os diversos modelos.

Dessa forma, a questão que se coloca é saber se é possível trabalhar com um número reduzido de otimizações num estudo do risco sem perda de qualidade. Além da economia de recursos na análise em si, um menor número de opções de exploração implica em menor chance de ocorrer sub ou sobre-dimensionamento do sistema de produção a implantar, facilitando a tomada de decisão.

## 5. Metodologia Proposta

Os principais passos deste trabalho estão descritos abaixo. Parte destes pertencem à metodologia de análise de risco adotada e já foram abordados na seção anterior. Somente os demais passos serão explicados, na seqüência.

- Definição dos atributos incertos, seus valores e probabilidades de ocorrência;
- Montagem do modelo de simulação usando os níveis mais prováveis de todos os atributos incertos;
- Escolha de uma estratégia de produção adequada e posterior otimização da mesma;
- Análise de sensibilidade parâmetro a parâmetro para definição dos atributos críticos;
- Montagem e simulação de todos os modelos possíveis com os atributos incertos críticos e cálculo do VPL de cada modelo. Não são levadas em conta interações entre atributos;
- Geração da curva de risco do projeto e definição dos VPL otimista, mais provável e pessimista;
- Escolha dos modelos representativos para cada expectativa de VPL;

- Verificação da validade, para cada modelo representativo, da manutenção da malha de drenagem herdada do Modelo Base;
- Otimização da estratégia de cada modelo representativo e verificação dos resultados.

## **5.1 Definição da Estratégia de Produção do Modelo Base**

Para definir uma estratégia de produção inicial para o Modelo Base são selecionadas e testadas algumas configurações usuais de malhas de drenagem regulares, incluindo-se aí diferentes espaçamentos. A configuração que maximizar o VPL do projeto passa a ser a adotada nos próximos passos.

A definição de um cronograma inicial de entrada em operação dos poços foi obtida a partir da priorização dos mesmos pelo VPL. Mezzomo (2001) adotou um procedimento simples que consiste em simular o reservatório com todos os poços produtores, e somente estes, entrando em operação simultaneamente. Posteriormente é calculado o VPL individual dos poços. A ordenação decrescente dos produtores pelo seu VPL passa a ser a ordem inicial de entrada em operação dos mesmos.

Deve ser adotada uma taxa de entrada de poços em operação de acordo com a disponibilidade estimada de sondas de perfuração e completação. Concomitantemente ou após a entrada em operação de um produtor escolhe-se o melhor injetor disponível ao seu redor, de modo a compensar a queda de pressão da área drenada desse produtor. Como meio de avaliar a qualidade de um injetor, é usado um procedimento análogo ao utilizado para os produtores, isto é, simula-se o reservatório com todos os injetores entrando simultaneamente em operação e calculam-se os VPL individuais. Poços injetores não geram receitas diretamente e, já que todos os injetores têm o mesmo custo inicial, o melhor injetor é aquele que apresenta o VPL mais negativo (ou o maior em valores absolutos), pois isso indica que o mesmo injetou maior volume, e mais cedo, que os demais. Em outras palavras, trata-se de ordenar os injetores pela sua injeção “atualizada”.

As condições e limites operacionais poços devem ser fixadas de acordo com expectativas passíveis de realização, mas sempre visando a maximização do retorno do projeto: política de canhoneios e de recompletações, esquema de completação dos poços, máxima vazão de produtor ou injetor, limites operacionais de pressão de fundo dos poços, máxima razão gás-óleo admissível, etc. Uma vez definidos, estes valores devem ser mantidos durante todo o processo.

## **5.2 Otimização da Estratégia de Produção do Modelo Base**

Após a definição da estratégia inicial do Modelo Base, o próximo passo é a otimização de sua estratégia de produção. Se fossem considerados todos os parâmetros envolvidos, o problema seria complexo e possivelmente com muitas soluções aceitáveis. O procedimento adotado foi o de escolher de um leque de ações capaz de melhorar o VPL do projeto quando aplicado ao modelo de simulação. Estes passos de otimização são os seguintes:

- 1) Remover poços produtores que apresentem VPL negativo;
- 2) Reordenar cronograma de entrada em operação a partir do VPL individual dos poços;

- 3) Avaliar a possibilidade de realocação de poços produtores ou injetores;
- 4) Remover os injetores menos importantes;
- 5) Desativar canhoneados com produção de óleo desprezível;
- 6) Remover produtores de menor expressão;
- 7) Converter produtores em injetores.

A escolha desses passos de otimização é baseada em experiência segundo critérios testados ao longo deste trabalho. Para padronização dos critérios de otimização, os passos são sempre aplicados conforme ordenados na lista. Igualmente, outros passos poderiam ser propostos, testados e incluídos na lista ou substituir alguns dos selecionados. A proposta deste trabalho não é determinar uma metodologia de otimização absoluta mas usar um método adequado ao problema considerado.

Se, ao aplicar um passo, ocorrer ganho no valor da função objetivo, a modificação é preservada no modelo de simulação e o passo seguinte é executado. Caso contrário, o modelo é mantido e o passo seguinte executado. Como forma de maximizar a otimização, cada modelo é submetido ao conjunto de passos de otimização uma segunda vez, ao fim da qual considera-se que a otimização foi concluída. A aplicação de uma terceira ou quarta rodada é considerada desnecessária dado que, conforme testes efetuados, os ganhos passam a ser progressivamente menores e pouco significativos.

Para aplicação do Passo 1 é feita uma simulação e os VPL individuais calculados. Havendo algum produtor com VPL negativo ele é removido do Modelo Base. Dois aspectos devem ser ressaltados: a) no cálculo do VPL individual não estão sendo considerados os custos do sistema de produção, somente os custos de realização e operacionais do poço e b) a malha de drenagem já escolhida e agora em otimização é, se não a melhor, pelo menos uma “boa” estratégia. Com isso, um poço que apresente VPL negativo nessas condições é encarado realmente como um poço de mau desempenho, não se esperando que a aplicação dos outros passos de otimização do modelo possam melhorar seu desempenho.

Caso mais de um poço apresente VPL negativo, é testada a combinação da retirada conjunta desses poços, sendo então feita uma nova simulação com o produtor mais indicado (aquele de menor VPL) retirado juntamente com o segundo mais indicado. Se houver aumento no VPL do campo, o terceiro mais indicado é também removido em conjunto com os outros dois e assim por diante até que não haja mais ganho de VPL. São então retirados do Modelo Base todos os poços resultantes desse teste.

Para o Passo 2, é feita nova simulação e os poços produtores ordenados pelo seu VPL. Essa ordenação é comparada com a seqüência de entrada em operação do próprio modelo. Se diferentes, a ordenação do VPL passa a ser a nova ordenação do modelo. Este procedimento é aplicado até que ou o VPL do novo modelo seja menor que o anterior ou que as duas seqüências - pré e pós ordenação por VPL - sejam iguais.

O Passo 3 faz uso do mapa de volume de óleo não drenado para avaliar visualmente a possibilidade de realocação de poços produtores visando melhorar a drenagem do modelo e aumentar seu VPL. Procuram-se áreas do reservatório que permaneçam com elevada quantidade de óleo ao final da simulação. Inicialmente, numa malha regular adensada não haveria como realocar poços a menos de pequenos deslocamentos. No entanto, essa possibilidade pode ocorrer caso sejam retirados poços em algum dos outros passos de otimização ou que um poço tenha sido alocado inicialmente num ponto de muito baixa qualidade de reservatório.

O Passo 4 busca eliminar do Modelo Base os injetores cuja contribuição ao desempenho econômico do campo é inferior ao seu custo de realização e manutenção. Este passo consiste em efetuar simulações desativando um poço injetor de cada vez. O poço cuja retirada resultou em aumento de VPL do campo é candidato à retirada do modelo. Para mais de um candidato, é testada a combinação da retirada conjunta de injetores de maneira análoga ao explicado no Passo 1.

O Passo 5 consiste em verificar a produção de óleo dos poços por trecho canhoneado. São selecionados aqueles poços que apresentam uma camada, usualmente a última, com uma curva de produção que possa ser considerada de pouca influência para o desempenho econômico do poço. Para cada um desses poços é feita uma simulação com essa camada desativada e o VPL do campo comparado. Se houve aumento para um poço, este poço a ser candidato a ter seu canhoneado desativado. Havendo mais de um candidato, o mesmo critério de teste do Passo 1 é aplicado.

O critério de se considerar pouco influente uma curva de produção pode ser feito adotando-se um limite de vazão de óleo tão baixo quanto se queira. Estando abaixo desse limite a curva passa a ser considerada desprezível. O ganho advindo dessa atitude pode ser entendido pelo fato de que, associado a uma baixa produção de óleo, há, na maioria das vezes, uma sensível produção de água. A desativação do trecho canhoneado responsável implica em redução de custos de tratamento da água produzida, podendo também contribuir para retardar a queda de pressão da área drenada ao redor.

A execução do Passo 6 busca eliminar aqueles produtores que, apesar do VPL individual positivo, têm contribuição inexpressiva no VPL do campo. Com a retirada de um poço nessa situação, deixa-se de realizar seus custos de perfuração e completação. O óleo que deixar de ser produzido pode sê-lo através de outro poço. A execução deste passo é totalmente análoga à do Passo 4.

O Passo 7 tem sua execução feita em duas ações não excludentes. Em primeiro lugar são selecionados os produtores que apresentam o pior desempenho em termos de VPL individual. Esses poços passam a ser testados como injetores desde o início de sua operação. Roda-se o simulador individualmente com cada um destes poços atuando como injetor. Havendo ganho em mais de um caso, aplica-se o critério do Passo 1. Em seguida, a segunda ação consiste em converter para injetor aqueles poços que tenham encerrado sua vida produtiva prematuramente em relação aos demais. Não há de se esperar ganho expressivo neste último procedimento já que os eventuais benefícios da conversão são, na maioria das vezes, em data distante da qual se calcula o valor presente do fluxo de caixa. Novamente, havendo mais de um poço aplica-se o critério do Passo 1.

### **5.3 Validação da Malha de Drenagem dos Modelos Representativos**

Cada um dos modelos representativos apresenta características de desempenho diferenciadas entre si e também em relação ao Modelo Base. Por outro lado, esses mesmos modelos herdaram a malha de drenagem que foi escolhida e empregada especificamente no Caso Base. Pode-se então questionar se essa malha de poços ainda permanece como a mais adequada para cada modelo representativo. Como resposta a esse questionamento, verifica-se a possibilidade de que alguma das demais malhas anteriormente testadas no Modelo Base venha agora a apresentar melhores resultados nos modelos representativos.

Basicamente, as mesmas configurações de malhas de drenagem testadas no Modelo Base são aplicadas a cada modelo representativo e seus resultados comparados. Aquela que apresentar melhor desempenho passa a ser adotada nos passos seguintes. Apesar de considerado em separado, este item pode ser entendido como uma etapa de otimização dos modelos representativos, já que algum ganho pode ser obtido caso uma nova e melhor malha de drenagem venha a ser adotada em algum dos modelos.

## **5.4 Otimização da Estratégia dos Modelos Representativos**

Após a definição da estratégia de produção inicial do Modelo Base foi eleito um leque de sete ações visando otimizar essa estratégia. A aplicação dessas ações foi feita em duas rodadas consecutivas. O mesmo procedimento de otimização é aplicado a cada um dos modelos representativos e avaliado o ganho decorrente.

## 6. Aplicação

A metodologia desenvolvida neste trabalho foi aplicada e testada em dois exemplos. No primeiro exemplo, o modelo numérico de reservatório utilizado apresenta fraca heterogeneidade, sem presença de barreiras de permeabilidade localizadas ou forte contraste nas suas propriedades. Além disso, este modelo apresenta modesta diferenciação entre os volumes de óleo *in situ* para cada modelo estrutural, tendo sido considerada plena comunicação entre os blocos que o compõem

A partir de uma análise qualitativa dos resultados observados no primeiro exemplo e considerando-se a intenção de tornar as conclusões deste trabalho mais abrangentes, decidiu-se avaliar a influência de aspectos como heterogeneidade mais acentuada, maior incerteza quanto aos volumes dos modelos estruturais considerados e também incerteza quanto à conectividade hidráulica entre os blocos que compõem o reservatório. Para isso, um novo modelo de simulação foi construído tendo como base o exemplo anterior.

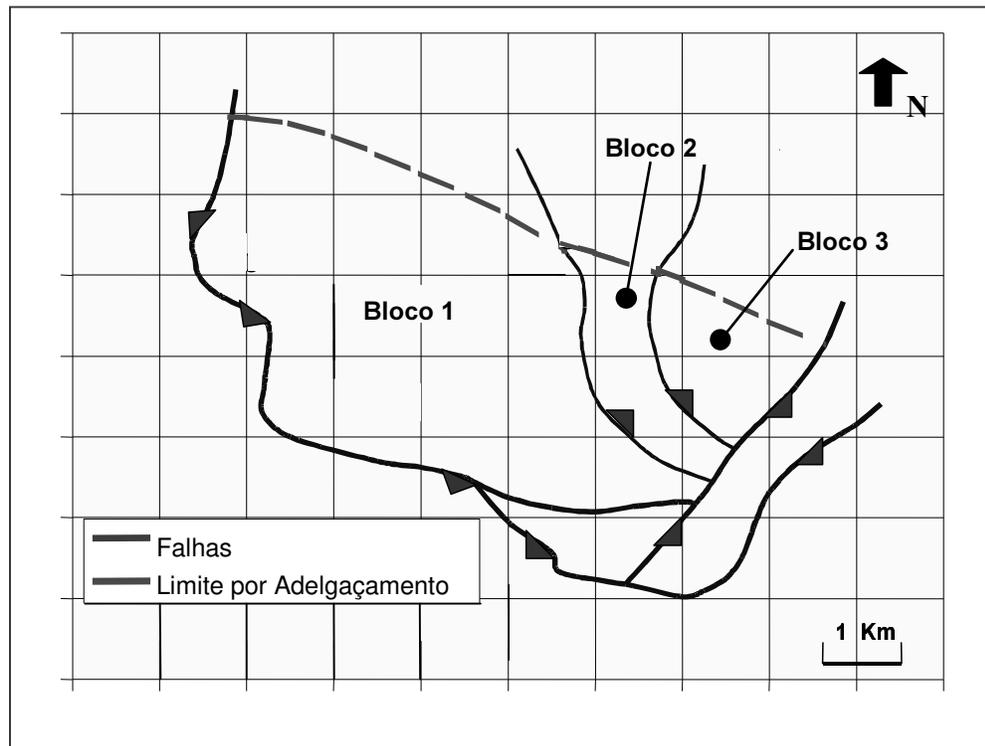
## 6.1 Exemplo 1

### 6.1.1 Descrição do Reservatório

O estudo foi inicialmente conduzido tendo como base um reservatório marinho da Bacia de Campos, situado em lâmina de água média de 170 m e com volume original *in situ* de aproximadamente 100 milhões de m<sup>3</sup> de óleo de 28 graus API.

Esse reservatório é formado por arenitos turbidíticos de boa permeabilidade, confinados por falhas normais a W, S e SE e por adelgaçamento à N e NE, conforme pode ser visto na Figura 6.1. Essas falhas dividiram o reservatório em três blocos. Há aquífero presente porém suas dimensões são contidas e sua influência, em termos de manutenção de pressões, limitada. Decorre daí a necessidade de um sistema suplementar para manutenção de pressões, no caso foi adotada a injeção de água no reservatório. Originalmente não havia capa de gás já que a pressão inicial era cerca de 110 kgf/cm<sup>2</sup> acima da pressão de saturação do óleo.

A exploração desse reservatório já dura 22 anos. Atualmente são 30 poços produtores, 8 poços injetores de água e 1 poço injetor de gás distribuídos a partir de duas plataformas fixas de produção. Já foram produzidos cerca de 48 milhões de Nm<sup>3</sup> de óleo, 58 bilhões de Nm<sup>3</sup> de gás e 21 milhões de Nm<sup>3</sup> de água. A injeção de água já conta com cerca de 69 milhões de Nm<sup>3</sup> injetados e a de gás com cerca de 38 milhões de Nm<sup>3</sup>.



*Figura 6.1: Esboço Estrutural e da Geometria Externa do Campo (modificado de Steagall, 2001)*

Devido ao contínuo acúmulo de informações obtidas nesses 22 anos de exploração, pode-se afirmar que este é um reservatório bem conhecido. No entanto, este trabalho reporta-se à sua fase de delimitação, quando as informações disponíveis eram limitadas e carregadas de incerteza. Para se ter esta condição, os dados utilizados foram somente os disponíveis nessa época em particular.

## 6.1.2 Modelagem do Reservatório

A base de dados utilizada para montagem dos modelos de simulação foi a mesma elaborada por Steagall (2001). Igualmente, são mantidos os mesmos procedimentos de levantamento e preparo dos dados usados na modelagem do reservatório pelo autor.

Para o modelo numérico foi adotado uma malha de 51x28x6, resultando num total de 8.568 blocos, dos quais cerca de 60% ativos conforme o modelo. Cada bloco tem as dimensões areais de 150 x 150 m, com espessura e topo variáveis. As camadas foram lançadas de acordo com a divisão estratigráfica do reservatório: primeira camada corresponde à Subzona I, as Camadas 2 e 3 correspondem à Subzona II e as Camadas 4, 5 e 6 à Subzona III. A Figura 6.2 apresenta uma visão tridimensional do reservatório.

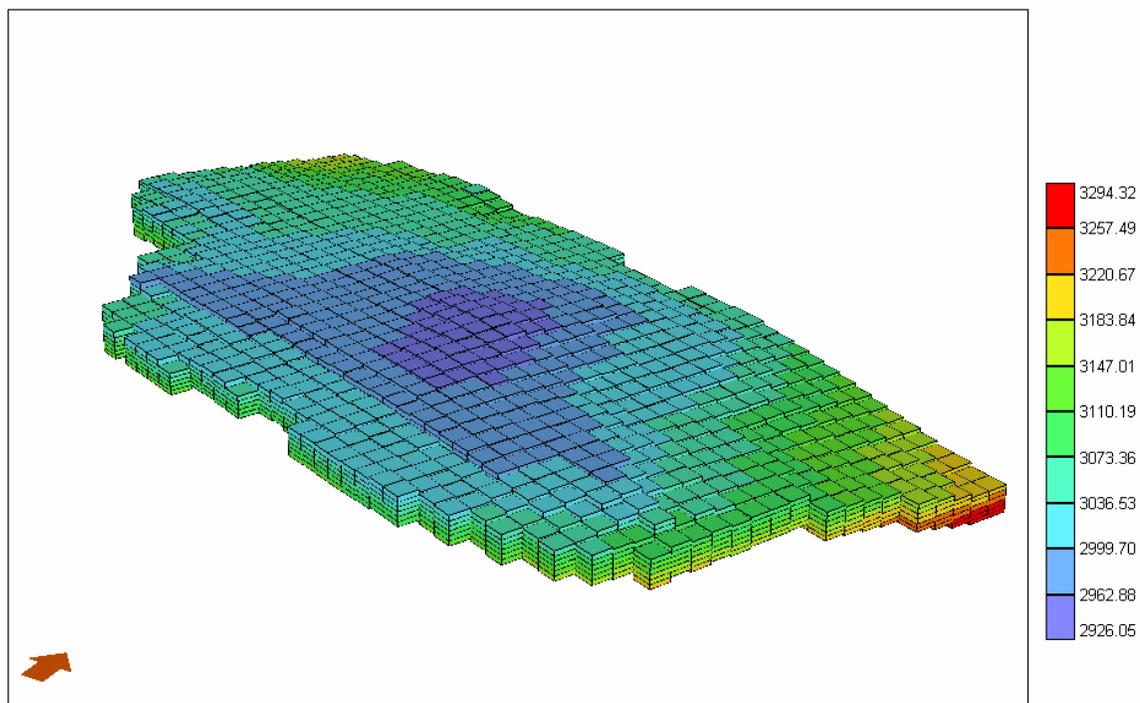


Figura 6.2: Mapa de Topo (m) da Malha de Simulação

### 6.1.3 Atributos Incertos

Os atributos incertos, seus níveis e probabilidades de ocorrência considerados para este modelo de reservatório estão relacionados na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2. Foi admitida total independência entre os atributos, ou seja, são possíveis todas as combinações de atributos na construção de um modelo de reservatório.

O atributo volume poroso agrega a incerteza não só quanto à porosidade mas também quanto ao volume de rocha do reservatório.

Para a permeabilidade horizontal foi elaborado um mapa determinístico, considerado como o mais provável. Os demais níveis são obtidos por fatores multiplicadores aplicados à todo o mapa. Com esse procedimento não está sendo considerada, para este exemplo, a incerteza quanto à distribuição espacial dessas propriedades. O mesmo vale para a permeabilidade vertical.

A compressibilidade da rocha foi tratada como uniforme para todo o reservatório e o seu valor mais provável foi de  $50 \times 10^{-6} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$ .

O atributo modelo estrutural expressa a incerteza quanto à presença de óleo nos Blocos estruturais 2 e 3, bem como quanto à comunicação entre estes e o Bloco principal 1. O nível pessimista presume a não existência dos Blocos 2 e 3. Nesse caso, em termos de simulação numérica, os blocos de malha dos Blocos estruturais 2 e 3 são desativados. O nível mais provável supõe a existência dos Blocos 1 e 2 somente, ambos com contato óleo-água único. A mesma suposição se aplica ao caso otimista com relação aos três blocos.

Os dados das análises PVT e as curvas de permeabilidade relativa podem ser vistos no Apêndice A.

Tabela 6.1: Atributos Incertos de Distribuição Contínua (Steagall, 2001)

<b>Atributos</b>	<b>Níveis</b>	<b>Probabilidade</b>
Volume Poroso	Vpor (base)	0.70
	Vpor * 1.4	0.15
	Vpor * 0.7	0.15
Permeabilidade Horizontal	Kh (base)	0.70
	Kh * 1,5	0.15
	Kh * 0.67	0.15
Permeabilidade Vertical	Kv (base)	0.70
	Kv * 2	0.15
	Kv * 0.5	0.15
Compressibilidade da Rocha	Cpor (base)	0.70
	Cpor * 1.2	0.15
	Cpor * 0.9	0.15

Tabela 6.2: Atributos Incertos de Distribuição Discreta (Steagall, 2001)

<b>Atributos</b>	<b>Níveis</b>	<b>Probabilidade</b>
Modelo Estrutural	Bloco 1+2 (base)	0.50
	Bloco 1+2+3	0.20
	Bloco 1	0.30
Análise PVT	PVT 1 (base)	0.40
	PVT 2	0.40
	PVT 3	0.20
Curva de Krow	Krow 1 (base)	0.34
	Krow 2	0.33
	Krow 3	0.33
Curva de Krog	Krog 1 (base)	0.34
	Krog 2	0.33
	Krog 3	0.33

Ressalta-se que o Modelo Base a ser considerado nas simulações posteriores engloba os Blocos 1 e 2, por ser este o nível mais provável do atributo modelo estrutural.

#### **6.1.4 Estratégia de Produção Inicial e Parâmetros de Operação dos Poços**

Foram analisadas quatro configurações de distribuição de poços até a definição da malha final, considerada de drenagem adequada e utilizada no prosseguimento da análise. A apresentação dessas configurações e a argumentação pertinente encontram-se no Capítulo seguinte.

Foram fixados os seguintes limites e condições na operação dos poços produtores:

- Máxima vazão de produção de 1.500 m<sup>3</sup>/dia de líquido;
- Elevação artificial por injeção de gás no anular (*gas-lift*).
- Mínima vazão de óleo de 50 m<sup>3</sup>/dia;
- Mínima pressão de operação no fundo do poço de 170 kgf/cm<sup>2</sup>;
- Máxima razão gás-óleo de produção de 200 m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std, com conseqüente fechamento do canhoneado de maior produção de gás;
- Máxima produção de água de 90% da vazão total, com conseqüente fechamento do canhoneado de maior produção de água;

- Completação nas três camadas superiores, com canhoneio efetivo de 50% da espessura da camada;

E para os poços injetores:

- Máxima vazão de injeção de água de 1.500 m<sup>3</sup>/dia;
- Máxima pressão de operação no fundo do poço de 300 kgf/cm<sup>2</sup>;
- Completação nas três camadas inferiores, com canhoneio efetivo de 50% da espessura da camada. Durante o processo de avaliação da malha mais adequada, os poços injetores passaram a ter completação em todas as camadas. Os comentários pertinentes a isso estão no Capítulo Resultados.

Apesar de não ser necessário avaliar cada parâmetro com o propósito de maximizar a função objetivo, a fixação de completação total (canhoneio em todas as camadas) para os poços injetores revelou-se um fator de grande importância para uma melhor drenagem do reservatório, com conseqüente majoração do VPL do campo e foi objeto de análise em separado, apresentada na seção seguinte.

### **6.1.5 Parâmetros para Análise Econômica**

Para o cálculo do valor presente líquido foi elaborada uma planilha econômica simplificada capaz de fornecer, a partir da inserção dos dados de produção e injeção dos poços, o VPL individual dos mesmos, o VPL do campo e também o volume acumulado dos fluídos produzidos/injetados.

Foi considerada uma vida útil de 20 anos para este projeto de exploração. Por simplicidade não foram 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%. No fluxo de caixa foi considerada concentração de vetores no meio de cada período.

Não é o objetivo deste estudo trabalhar com incerteza nos parâmetros econômicos. Os valores aqui usados são fixos e se encontram próximos de valores praticados no mercado.

O investimento em sistema de produção, plataforma e facilidades, foi tratado como imutável ao longo deste trabalho. Isto equivale à situação de uma empresa que pretende explorar uma nova área mas que já conta com um sistema de produção disponível, pronto para uso e capaz de atender ao número máximo de poços e vazão previstos na situação mais otimista possível. Por outro lado, eventuais reduções do número de poços ou vazões não implicarão em diminuição do sistema de produção ou em economia de custos, desde que razoáveis.

Na prática, esse tipo de custo varia em patamares de preço. Se assim fosse tratado, pequenas alterações na estratégia de produção em decorrência do processo de otimização da estratégia de produção poderiam resultar em grandes saltos de VPL, levando a conclusões fortemente dependentes dos valores considerados para esse investimento.

**Valores adotados:**

- Preço de venda do óleo: US\$ 18,00 / bbl;
- Preço de venda do gás: US\$ 113,00 / Mm<sup>3</sup>;
- Custo de produção do óleo: US\$ 3,20 / bbl;
- Custo de produção da água: US\$ 0,31 / bbl;
- Custo de injeção da água: US\$ 0,31 / bbl;
- Custo de plataforma de produção: US\$ 360 milhões;
- Custo de perfuração, completção e interligação de cada poço: US\$ 12 milhões;
- Taxa de atratividade econômica: 15% ao ano;
- Tributação global média: 45%, aplicada sobre a receita líquida.

## 6.2 Exemplo 2

### 6.2.1 Descrição/Modelagem do Reservatório

Para este segundo exemplo, o reservatório do caso anterior foi severamente modificado com as seguintes medidas, aplicadas diretamente ao modelo de simulação:

- Maior variação de volume de rocha/fluído entre os três modelos estruturais considerados no estudo;
- Consideração de incerteza quanto à eficiência da comunicação hidráulica entre blocos;
- Inclusão de barreiras de permeabilidade nas três direções de fluxo;
- Consideração de incerteza quanto à eficiência das barreiras de permeabilidade criadas.

Para obter maior variação de volume de rocha e fluídos entre os modelos estruturais, efetuou-se uma redefinição dos contornos de cada bloco sem mudar as dimensões globais do reservatório. O bloco central teve redução de volume de óleo enquanto os demais sofreram aumento de seus volumes. Na Tabela 6.3 consta uma comparação percentual da variação de volume de óleo para cada modelo estrutural em cada um dos exemplos. Já na Figura 6.3 vêem-se os novos contornos dos blocos, bem como os anteriores.

Tabela 6.3: Comparação Percentual Entre Volumes de Óleo dos Modelos Estruturais

	Modelo Estrutural		
	Bloco 1	Bloco 1 + 2	Bloco 1 + 2 + 3
Exemplo 1	93	99	<b>100</b>
Exemplo 2	77	90	

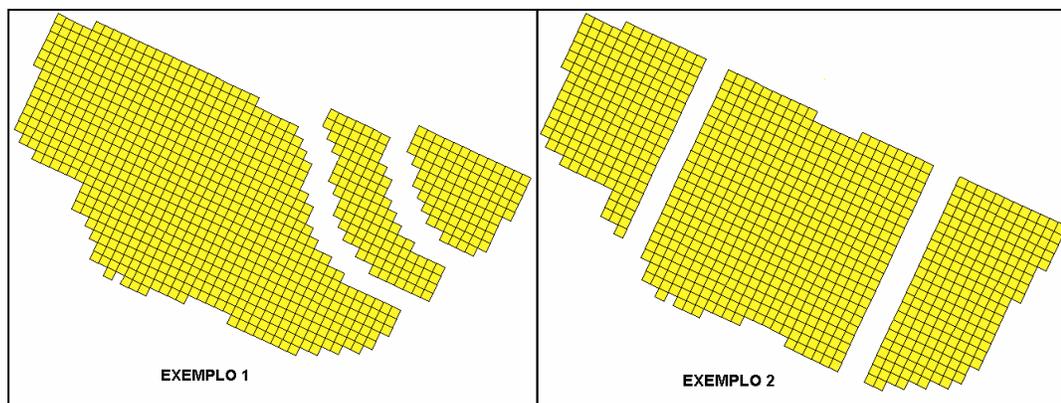
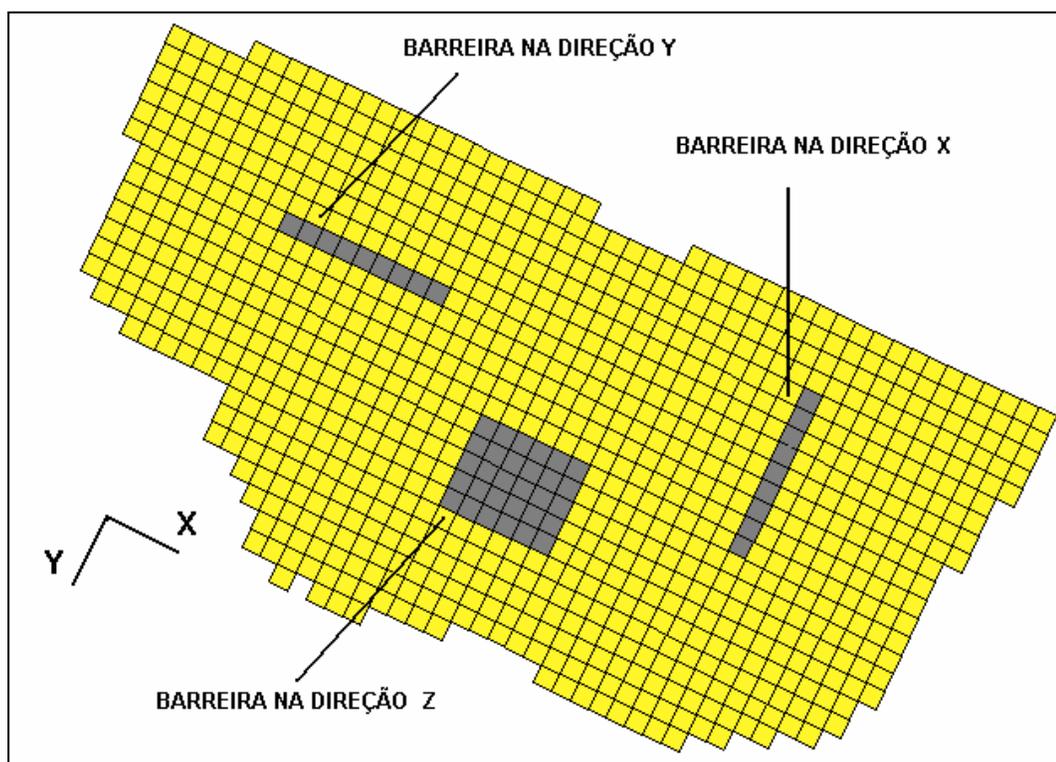


Figura 6.3: Comparação Entre Modelos Estruturais Para os Dois Exemplos

Outro aspecto incluído no modelo de simulação deste exemplo foi a incerteza na comunicação hidráulica entre seus blocos. Três possibilidades são consideradas para a eficiência da comunicação: plena, parcial e inexistente. O controle dessa comunicação é feito através de alteração da transmissibilidade entre os blocos da malha que separam os blocos estruturais. Para a situação de comunicação parcial entre blocos estruturais, alguns valores de redução da transmissibilidade foram testados, tendo sido adotado um redutor de 90%, por ser este um valor já suficiente para causar impacto no desempenho do reservatório. Valores da ordem de 50% ou menos praticamente não afetam o comportamento do campo como um todo.

Para tornar o modelo de simulação heterogêneo, foram incluídas diversas barreiras de permeabilidade nas três direções principais de fluxo. Cada barreira é constituída por uma parede de blocos, perpendicular à direção desse fluxo, nos quais foi aplicado um fator multiplicador à permeabilidade. Foram imputadas 86 barreiras ao todo nos três blocos, distribuídas aleatoriamente. A título de ilustração, a Figura 6.4 mostra como foram definidas essas barreiras.



*Figura 6.4: Definição das Barreiras de Permeabilidade do Segundo Exemplo*

A eficiência dessas barreiras de permeabilidade foi também considerada como um atributo incerto, com três possibilidades: barreira total ao fluxo, parcial e inexistente. Para o caso parcial foi atribuído, após testes análogos aos anteriores, um redutor de 90%.

## **6.2.2 Atributos Incertos**

Os atributos incertos, seus níveis e probabilidades de ocorrência utilizados neste segundo exemplo são os mesmos do exemplo anterior acrescidos dos dois novos atributos incertos agora considerados, conforme consta na Tabela 6.4. Novamente foi mantida total independência entre atributos na construção de cada modelo de simulação.

Tabela 6.4: Atributos Incertos Considerados no Segundo Exemplo

<b>Atributos</b>	<b>Níveis</b>	<b>Probabilidade</b>
Volume Poroso	Vpor (base)	0.70
	Vpor * 1.4	0.15
	Vpor * 0.7	0.15
Permeabilidade Horizontal	Kh (base)	0.70
	Kh * 1,5	0.15
	Kh * 0.67	0.15
Permeabilidade Vertical	Kv (base)	0.70
	Kv * 2	0.15
	Kv * 0.5	0.15
Efetividade das barreiras de permeabilidade	Parcial - 10% (base)	0.70
	Inexistentes (0%)	0.15
	Atuação total (100%)	0.15
Modelo Estrutural	Bloco 1+2 (base)	0.50
	Bloco 1+2+3	0.20
	Bloco 1	0.30
Conectividade entre blocos estruturais	Parcial - 10% (base)	0.70
	Total (100%)	0.15
	Inexistente (0%)	0.15
Compressibilidade da Rocha	Cpor (base)	0.70
	Cpor * 1.2	0.15
	Cpor * 0.9	0.15
Análise PVT	PVT 1 (base)	0.40
	PVT 2	0.40
	PVT 3	0.20
Curva de Krow	Krow 1 (base)	0.34
	Krow 2	0.33
	Krow 3	0.33
Curva de Krog	Krog 1 (base)	0.34
	Krog 2	0.33
	Krog 3	0.33

### **6.2.3 Estratégia de Produção Inicial e Parâmetros de Operação dos Poços**

No processo de definição da malha de drenagem inicial do Modelo Base, foram testadas cinco configurações regulares de distribuição de poços, com variações no espaçamento entre poços e também na relação produtores/injetores. A apresentação dessas configurações encontra-se no capítulo seguinte.

Foram mantidos os mesmos limites e condições operacionais utilizados no caso anterior. Apenas a pressão máxima de fundo dos poços injetores foi elevada para  $350 \text{ kgf/cm}^2$ .

### **6.2.4 Parâmetros para Análise Econômica**

Mantidos os mesmos valores e considerações do caso anterior.

## **7. Resultados**

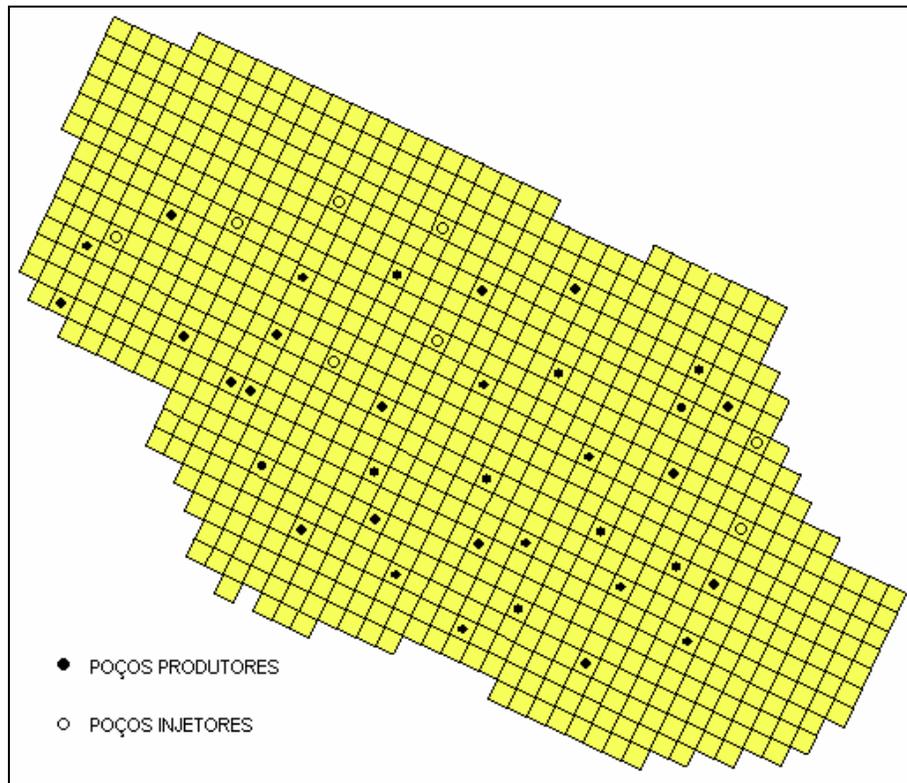
Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com os dois exemplos estudados. Cada passo da metodologia proposta é explicitado em um sub-item próprio. Para propiciar uma visão global do assunto, a análise dos resultados engloba os dois exemplos e encontra-se após a apresentação dos mesmos.

### **7.1 Exemplo 1**

Seguem os resultados do primeiro exemplo, obtido de um reservatório marítimo real, apresentando fraca heterogeneidade e sem barreiras ou compartimentação entre seus blocos.

### 7.1.1 Definição da Estratégia Inicial de Produção do Modelo Base

Como explicado anteriormente, para definição da estratégia inicial do Modelo Base, são testadas diferentes configurações de malha de poços e escolhida aquela que apresenta maior VPL. Como ponto de partida foi utilizada a disposição inicial de poços efetivamente implantada no campo, conforme mostra a Figura 7.1. São inicialmente 35 poços produtores e oito injetores. Essa disposição reflete o grau de conhecimento sobre o reservatório e recursos disponíveis em cada época da exploração do campo, não tendo sido executada a partir de um plano inicial definido e completo.



*Figura 7.1: Disposição Original dos Poços no Reservatório*

Pelos mesmos motivos, o cronograma original de entrada em operação dos poços, não é otimizado. Adotou-se, então, um cronograma inicial otimizado no qual a prioridade de entrada em operação é pelo VPL individual do poço, obtido a partir de uma simulação com todos os poços produtores entrando em operação simultaneamente. Procedimento análogo foi feito para os poços injetores, como comentado anteriormente.

Foi considerada uma disponibilidade de sondas tal que permita a entrada em operação de dois poços a cada dois meses. Cada produtor entra em operação junto com um injetor enquanto houver injetores, já que o número destes é menor que o de produtores. Os primeiros injetores a entrar em operação foram os do flanco esquerdo do campo, região que apresentou a mais rápida queda de pressão nessa simulação inicial. Em seguida entraram em operação os injetores do flanco direito e, por último, os da área central.

O perfil de produção obtido na simulação para este modelo está na Figura 7.2. O VPL calculado foi de US\$ 261,55 milhões com um FR final de 26,98%.

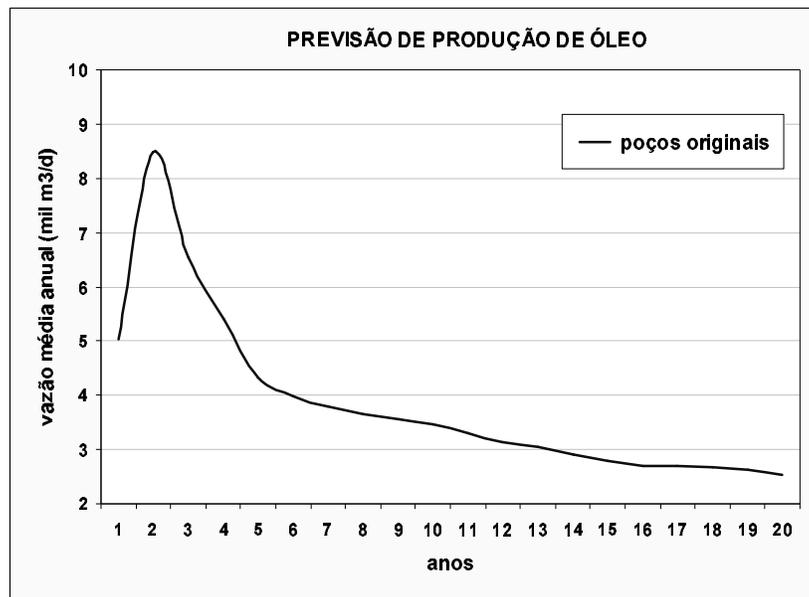
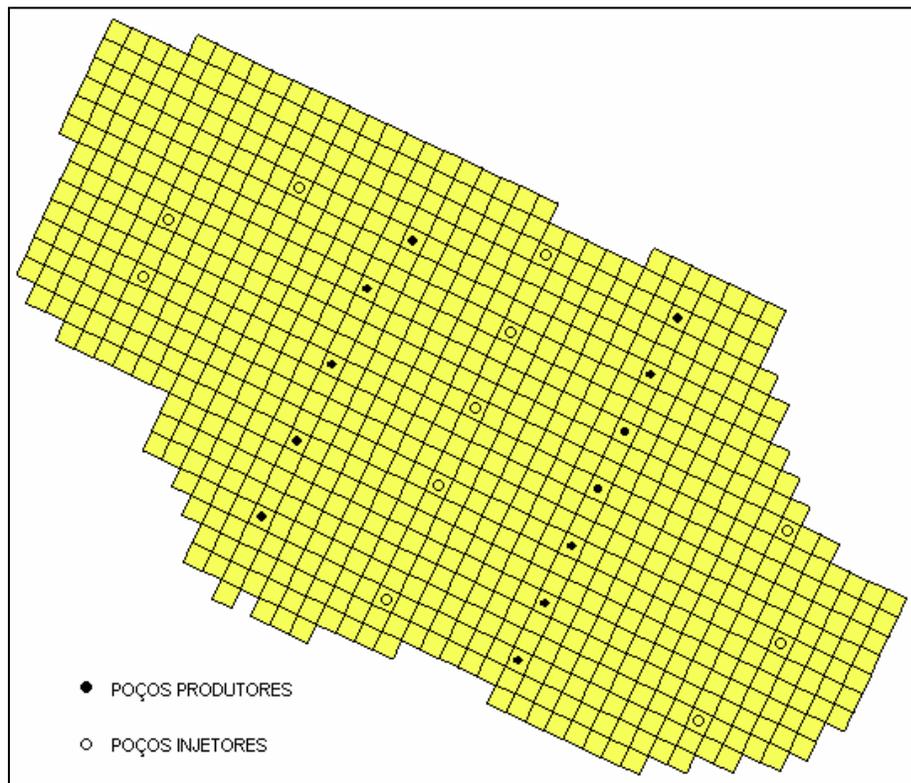


Figura 7.2: Perfil de Produção - Malha de Drenagem Original e Cronograma Otimizado

Na busca de uma malha de poços de melhor drenagem que a distribuição original, foi analisado um esquema baseado em linhas de produção e injeção, cujos padrões regulares mais conhecidos são *Direct Line Drive* e *Staggered Line Drive*. Desta feita com menor número total de poços que a situação anterior.

Foram lançadas duas linhas de produtores, com total de 12 poços, e três linhas de injetores, com total de 11 poços. A Figura 7.3 apresenta a disposição dos poços.



*Figura 7.3: Esquema de Linhas de Produtores e Injetores*

A entrada em operação dos poços seguiu os critérios descritos em capítulo anterior. Desta feita, mesmo com cerca de metade dos poços da situação original, o VPL subiu para US\$ 378,95 milhões (+45%) com um novo FR final de 34,07% (+7,09%).

A Figura 7.4 mostra a comparação entre o perfil de produção atual e o anterior. Nota-se que, apesar do arranjo anterior apresentar maiores vazões iniciais, o esquema de linhas de injeção/produção predomina por maior tempo. Esse fato, associado ao menor volume de investimentos decorrente do menor número de poços, resulta em maior VPL do projeto.

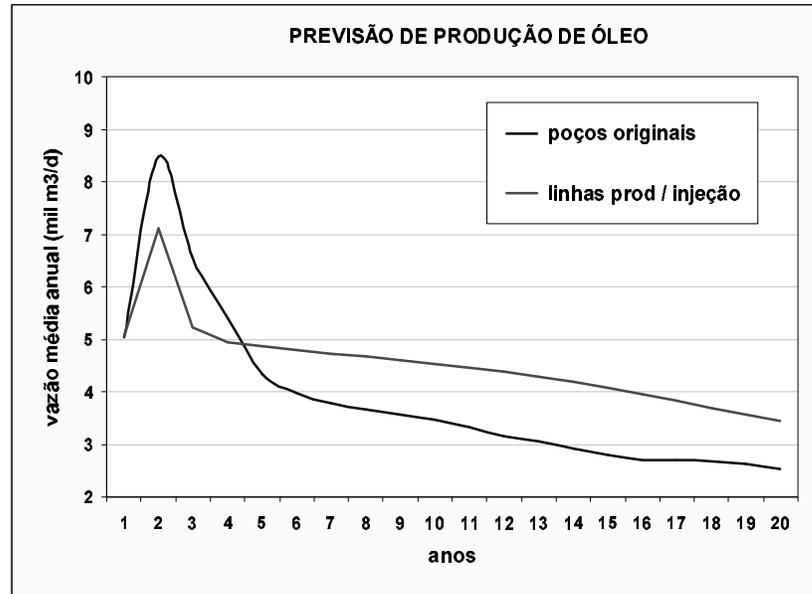


Figura 7.4: Perfil de Produção – Poços Originais x Linhas Produção/Injeção

A próxima análise foi para um esquema regular *five-spot*, ainda com reduzido número de poços como mostra a Figura 7.5. Nesse novo arranjo permanecem 12 poços produtores, mas o número de injetores passou para 13 poços.

Apesar de praticamente a mesma quantidade total de poços e proporção injetores/produtores, o VPL para esta condição foi menor em relação ao esquema de linhas de injeção/produção: US\$ 350,39 milhões (-7,5%) e FR de 33,81% (-0,3%).

A comparação dos três perfis de produção está na Figura 7.6.

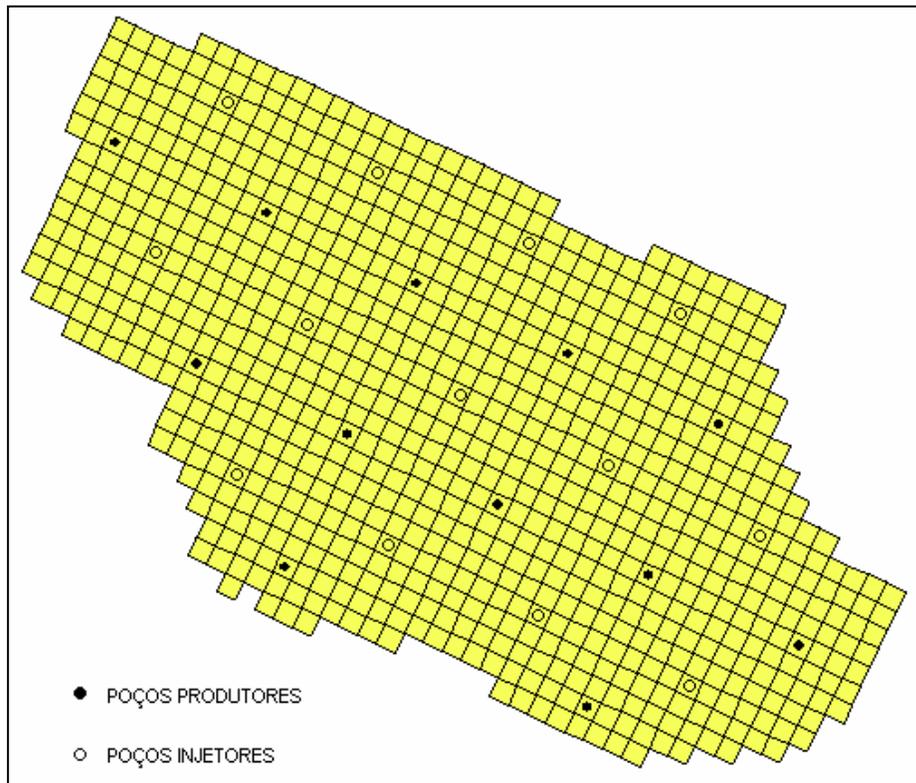


Figura 7.5: Esquema Five-Spot Esparso (25 poços)

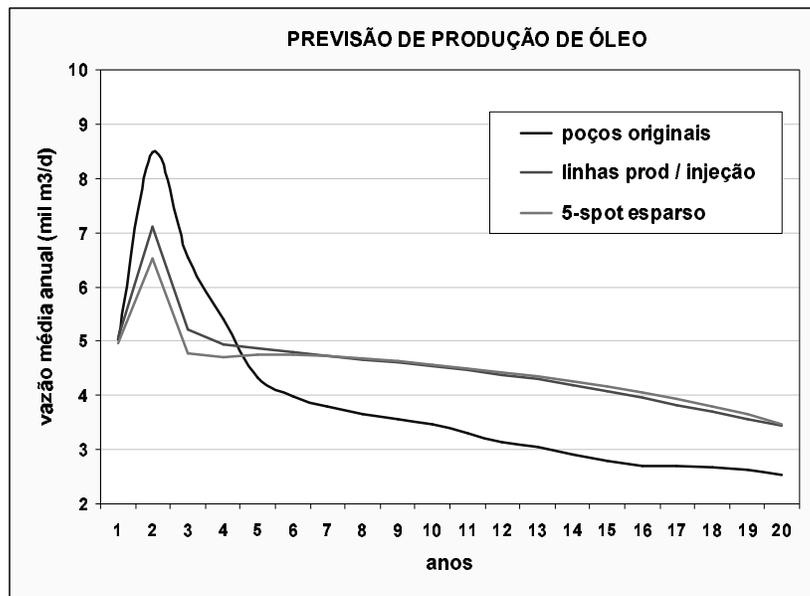
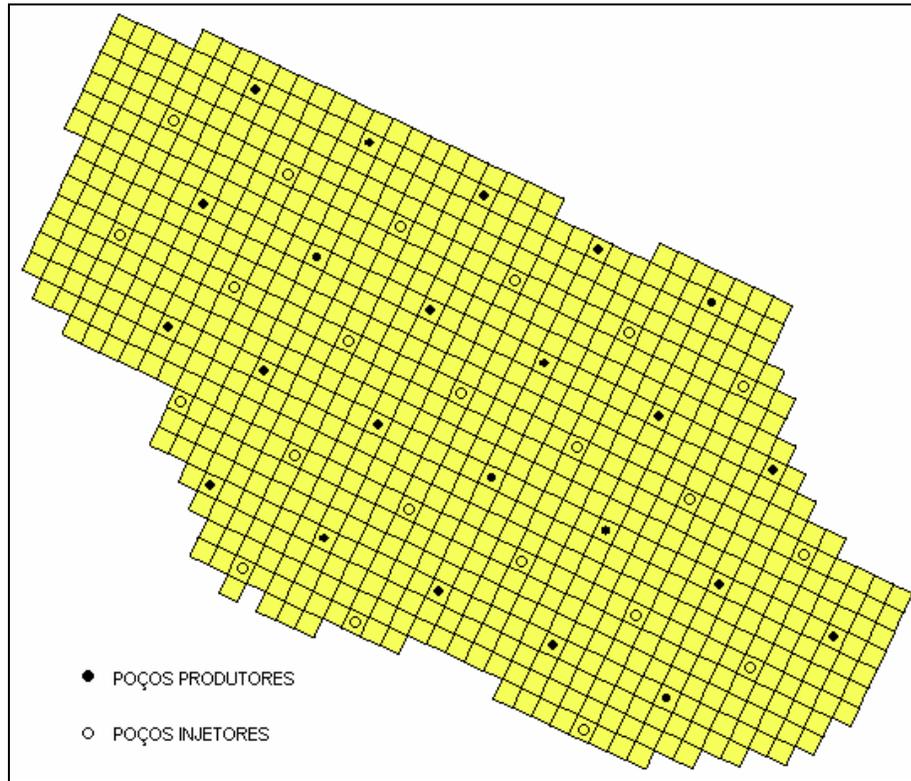


Figura 7.6: Perfil de Produção – Comparação dos Três Arranjos

A última análise foi para um arranjo *five-spot* adensado, agora com um total de 45 poços, número praticamente igual à quantidade de poços original, sendo 23 produtores e 22 injetores, conforme mostra a Figura 7.7.



*Figura 7.7: Esquema Five-Spot Adensado (45 poços)*

O VPL aumentou sensivelmente, indo para US\$ 570,88 milhões (+63% em relação ao caso anterior). Igualmente, o FR também aumentou, indo para 44,93% (+ 11%, idem). A comparação final entre os quatro arranjos analisados está na Figura 7.8, onde se pode notar a apreciável diferença no perfil de produção deste caso com os anteriores.

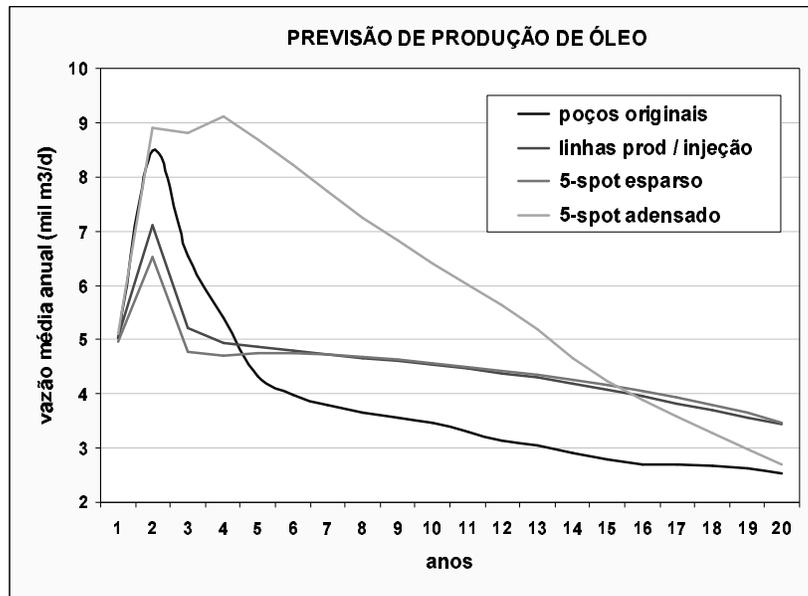


Figura 7.8: Perfil de Produção – Comparação dos Quatro Arranjos

Na Figura 7.9 está o comportamento da pressão média do reservatório para os casos analisados. Observa-se que o arranjo original é o que apresenta a maior queda de pressão, decorrente da menor relação injetores/produtores. Adicionalmente, em comparação com as outras malhas consideradas, é a situação de pior retorno financeiro dado que esse arranjo foi o resultado de decisões tomadas em situações de diferentes níveis de conhecimento do reservatório.

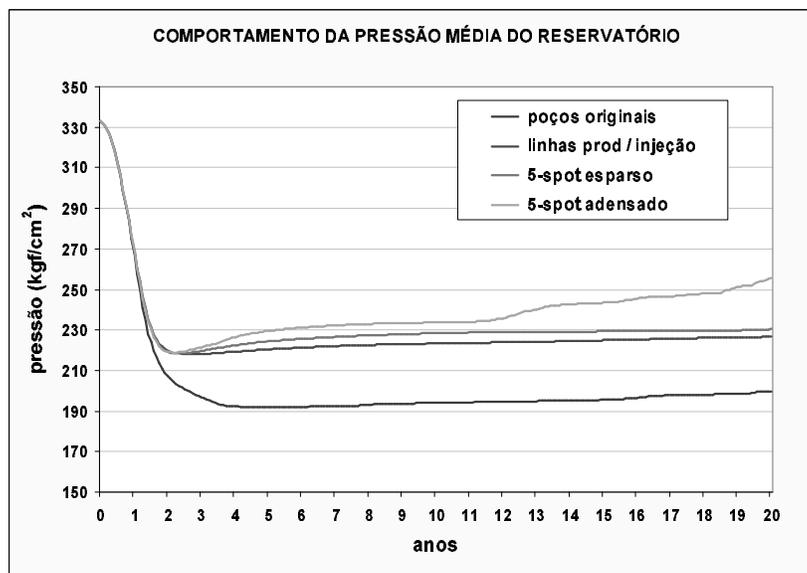


Figura 7.9: Pressão Média do Reservatório – Comparação dos Arranjos

A política de canhoneios adotada no projeto tem grande influência na efetividade da drenagem e na recuperação final de um reservatório. Como forma de incrementar ainda mais a drenagem do modelo, foi avaliada a influência do canhoneio dos poços injetores. Para isso os quatro tipos de arranjo foram simulados com todos os poços injetores canhoneados em todas as camadas, inclusive nas saturadas de óleo. Os ganhos são notáveis e estão apresentados na Figura 7.10.

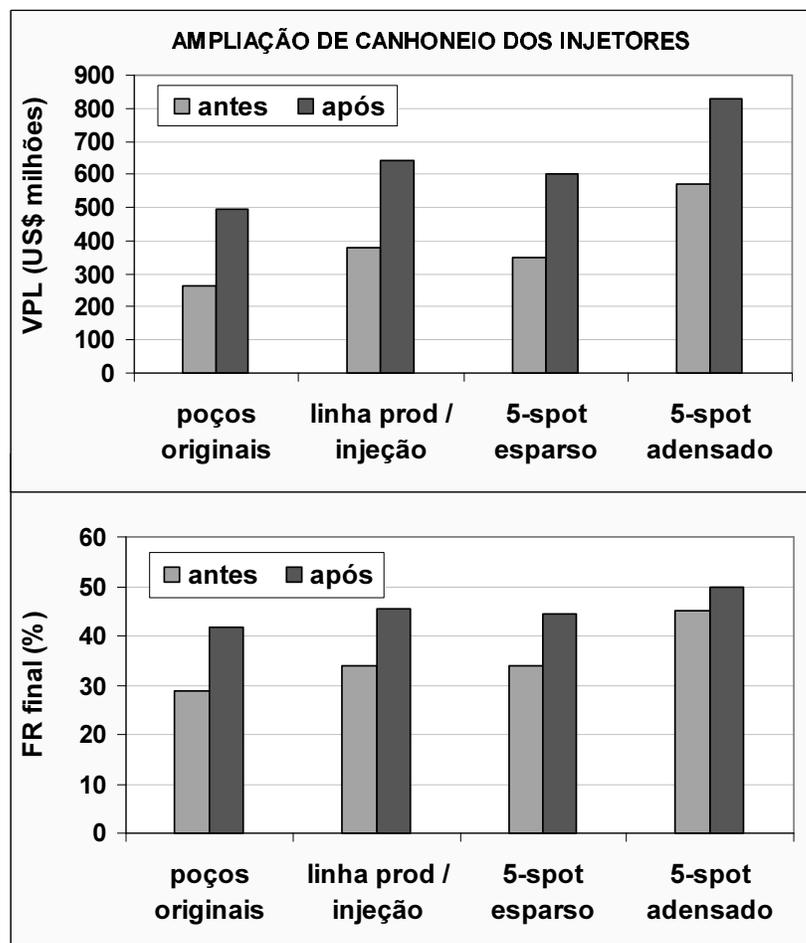


Figura 7.10: Ganhos Decorrentes da Ampliação do Canhoneio do Poços Injetores

Devido ao incremento no volume de água injetada, o canhoneio integral dos poços injetores mostrou ser uma medida que maximiza ainda mais o VPL e a recuperação do projeto seja qual for a malha de poços escolhida. Em termos de recuperação, o menor ganho percentual ocorreu para o último modelo testado, sugerindo que este se encontra num estágio de drenagem mais elevado que os demais.

O arranjo *five-spot* adensado com ampliação dos canhoneados foi, então, escolhido como o mais adequado para o Modelo Base, não só por ter apresentado os maiores VPL e FR final, mas também por ser um arranjo de maior eficiência de drenagem em comparação com os demais.

O novo comportamento das pressões do reservatório está apresentado na Figura 7.11, onde se nota a maior re-pressurização em todos os arranjos conseguida com o aumento das cotas de injeção devido à ampliação dos canhoneados desses poços.

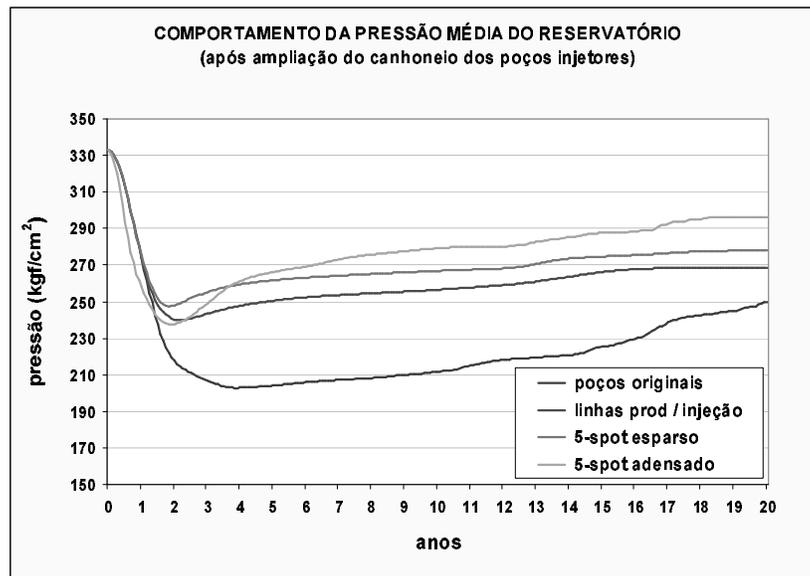


Figura 7.11: Pressão Média do Reservatório – Comparação dos Arranjos Após Ampliação dos Canhoneados dos Poços Injetores

### **7.1.2 Otimização da Estratégia de Produção do Modelo Base**

Definida a estratégia inicial do Modelo Base, os passos de otimização definidos no Item 5.2 são aplicados seqüencialmente e em duas rodadas.

Para este modelo, o primeiro passo que resultou em aumento da função objetivo foi a remoção de poços injetores, ainda na primeira rodada. Foi avaliada a retirada individual de cada injetor. Dois injetores aumentaram o VPL do modelo quando retirados, em virtude da pequena contribuição face seus custos de execução e operação. Foi então feita uma segunda simulação com os dois poços retirados simultaneamente. O resultado foi inferior ao da retirada individual de qualquer um desses dois poços. Conseqüentemente, o modelo numérico passou a ter somente um injetor a menos, aquele que resultou em maior VPL. Com este passo, o VPL passou de US\$ 830,15 para US\$ 832,48 milhões e o FR de 49,77 para 49,72%.

O próximo e último ganho foi obtido com a reordenação da entrada em operação dos poços, já na segunda rodada de otimização. Uma nova ordenação foi obtida a partir do VPL individual anterior e resultou num VPL do projeto de US\$ 835,93 milhões e recuperação final mantida em 49,72%. Neste caso, a reordenação fez com que houvesse uma antecipação da produção, sem contudo alterar a recuperação final do reservatório.

A Tabela 7.1 mostra um panorama do processo de otimização da estratégia de produção do Modelo Base. Nota-se que o ganho percentual no VPL decorrente da otimização foi inferior a 1%.

Tabela 7.1: Otimização do Modelo Base

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>830,15</b>	<b>49,77</b>
Rod. 1 - Eliminação de injetores	+ 2,33	- 0,05
Rod. 2 - Reordenação do cronograma	+ 3,45	0
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>835,93</b>	<b>49,72</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,70</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- eliminação de um injetor
- cronograma de entrada em operação alterado

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	739,79	731,33 (-1,1%)
<b>Número de poços</b>	43	42 (-2,2%)

### 7.1.3 Definição dos Atributos Críticos

Para a análise de sensibilidade do projeto aos atributos incertos, cada um dos níveis definidos na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2 foi substituído no Modelo Base otimizado, feita a simulação e calculado o respectivo VPL. Na Figura 7.12 pode ser vista a influência de cada nível em comparação com o VPL do Modelo Base.

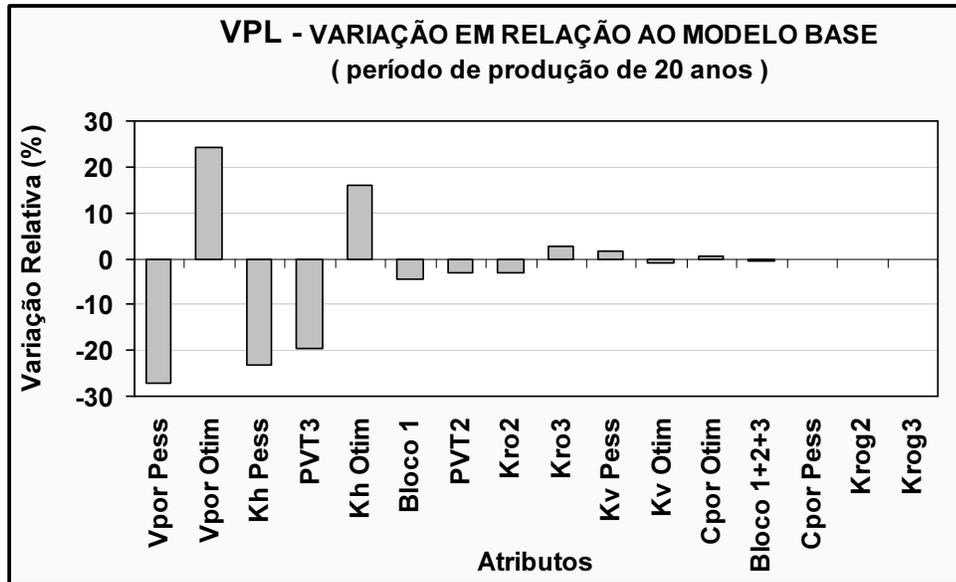


Figura 7.12: Gráfico para Análise de Sensibilidade dos Atributos Incertos

Para a simulação com o modelo estrutural Bloco 1 todos os poços localizados no Bloco 2 deixam de existir. Foram ao todo seis os poços eliminados, sendo três produtores e três injetores.

No caso da simulação com o nível Bloco 1+2+3, foram acrescentados apenas dois poços injetores, em respeito ao padrão de drenagem adotado. Esses poços foram colocados em produção imediatamente após o último poço do cronograma adotado no Modelo Base.

Definindo-se que somente uma variação maior que 5% seria representativa, os atributos inicialmente escolhidos como críticos são o volume poroso e a permeabilidade horizontal. Quanto ao atributo análise PVT, somente seu nível PVT3 é relevante. Com a eliminação do nível PVT2, as probabilidades de ocorrência foram recalculadas em 67% para o nível base PVT1 e em 33% para o nível PVT3. Quanto ao atributo modelo estrutural, foi eliminado o nível Bloco 1+2+3 e as probabilidades remanescentes recalculadas para 60% para o nível Bloco 1+2 e 40% para o nível Bloco 1.

### 7.1.4 Definição dos Modelos Representativos

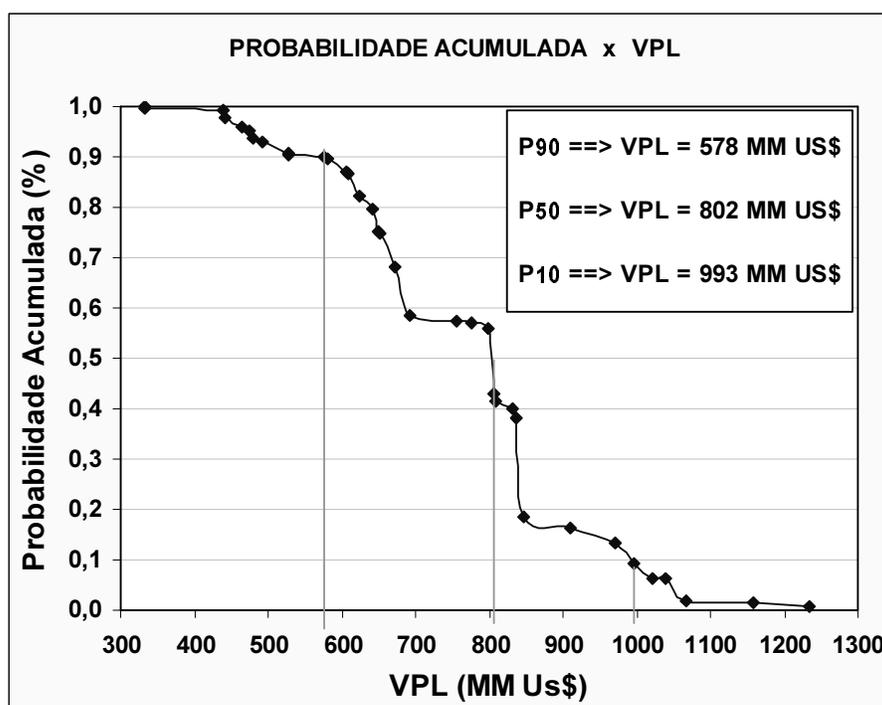
Com os níveis e atributos selecionados no item anterior, é possível a montagem de 36 modelos de simulação a partir da combinação dos mesmos. Na Tabela 7.2 estão listados todos esses modelos com suas respectivas probabilidades. O Modelo Base é o de maior probabilidade individual, visto que é constituído dos níveis de atributo com maior chance de ocorrência. O modelo BL1 também apresenta alta probabilidade já que a chance de ocorrência desse nível de atributo é próxima da chance do nível mais provável (40% e 60%, respectivamente). Com esses dados foi construída a curva de risco associado ao projeto, Figura 7.13. Desse gráfico foram obtidos os VPL correspondentes aos percentis  $P_{10}$ ,  $P_{50}$  e  $P_{90}$  conforme Tabela 7.3.

*Tabela 7.2: Resultados da Simulação Com Incerteza*

Modelo	VPL	VOIS	FR	Probabilidade (%)	
	(x10 <sup>6</sup> US\$)	(x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	(%)	Individual	Acumulada
Vpor otim + Kh otim	1.235	135.70	49.75	0.90	0.90
Vpor otim + Kh otim + BL1	1.158	127.29	49.19	0.60	1.51
Vpor otim + Kh otim + PVT3	1.068	137.41	44.89	0.45	1.95
Vpor otim	1.039	135.70	46.25	4.22	6.17
Vpor otim + Kh otim + PVT3 +BL1	1.021	128.89	44.66	0.30	6.47
Vpor otim + BL1	997	127.29	46.16	2.81	9.29
Kh otim	971	96.93	51.48	4.22	13.51
Kh otim + BL1	909	90.92	50.97	2.81	16.32
Kh otim + PVT3	846	98.15	47.62	2.08	18.40
CASOBASE	836	96.93	49.71	19.70	38.10
Vpor otim + PVT3	831	137.41	39.98	2.08	40.18
Vpor otim + PVT3 + BL1	809	128.89	40.30	1.39	41.56
Kh otim + PVT3 + BL1	805	92.07	47.21	1.39	42.95
BL1	798	90.92	49.21	13.13	56.08
Vpor otim + Kh pess	775	135.70	40.42	0.90	56.98
Vpor otim + Kh pess + BL1	756	127.29	40.82	0.60	57.59
Vpor pess + Kh otim	693	67.85	51.57	0.90	58.49
PVT3	673	98.15	44.53	9.70	68.19
PVT3 + BL1	653	92.07	44.49	6.47	74.66
Vpor pess + Kh otim + BL1	650	63.64	51.40	0.60	75.27

*Resultados da Simulação Com Incerteza (continuação da tabela anterior)*

Modelo	VPL (x10 <sup>6</sup> US\$)	VOIS (x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	FR (%)	Probabilidade (%)	
				Individual	Acumulada
Kh pess	641	96.93	45.90	4.22	79.49
Kh pess + BL1	623	90.92	46.00	2.81	82.30
Vpor pess	609	67.85	51.48	4.22	86.52
Vpor pess + Kh otim + PVT3	605	68.71	48.46	0.45	86.97
Vpor pess + BL1	580	63.64	50.92	2.81	89.78
Vpor pess + Kh otim + PVT3 +BL1	575	64.45	48.09	0.30	90.08
Vpor otim + Kh pess + PVT3	529	137.41	32.39	0.45	90.52
Vpor otim + Kh pess + PVT3 +BL1	527	128.89	33.33	0.30	90.82
Vpor pess + PVT3	491	68.71	47.22	2.08	92.90
Vpor pess + Kh pess	480	67.85	49.57	0.90	93.80
Vpor pess + PVT3 + BL1	476	64.45	46.85	1.39	95.19
Vpor pess + Kh pess + BL1	465	63.64	49.22	0.60	95.79
Kh pess + PVT3	441	98.15	38.76	2.08	97.87
Kh pess + PVT3 + BL1	440	92.07	39.58	1.39	99.26
Vpor pess + Kh pess + PVT3	333	68.71	43.97	0.45	99.70
Vpor pess + Kh pess + PVT3 + BL1	332	64.45	44.40	0.30	<b>100.00</b>



*Figura 7.13: Curva de VPL do Projeto Com Risco Associado*

Tabela 7.3: VPL Para Cada Percentil

	<b>P<sub>10</sub></b>	<b>P<sub>50</sub></b>	<b>P<sub>90</sub></b>
<b>VPL (US\$ milhões)</b>	993	802	578

Para escolha dos modelos foi construída a Figura 7.14. Neste caso particular ocorreu o agrupamento de pontos em três famílias de volume de óleo *in situ* (VOIS). A causa desse evento foi a preponderância do atributo *volume poroso* como fator controlador do VOIS de cada modelo. O fato de existirem três níveis desse atributo determinou o agrupamento dos modelos em também três famílias de VOIS. Com bem menor importância na composição do VOIS aparecem os atributos *modelo estrutural* e *análise PVT*, que determinam sub-agrupamentos dentro de cada família de VOIS.

Para uma outra situação em que não haja agrupamento dos valores do VOIS, dispersão essa causada pela inexistência de um atributo dominante, espera-se que os pontos apareçam dispersos numa região do gráfico na forma de uma nuvem de pontos.

Para a escolha dos modelos, foram selecionados aqueles próximos da interceptação das linhas de VPL com cada agrupamento de VOIS. No caso de mais de um modelo em cada família próximo à linha do percentil, é tomado aquele modelo de maior probabilidade de ocorrência individual. Os sete modelos escolhidos estão assinalados nessa Figura e explicitados na Tabela 7.4.

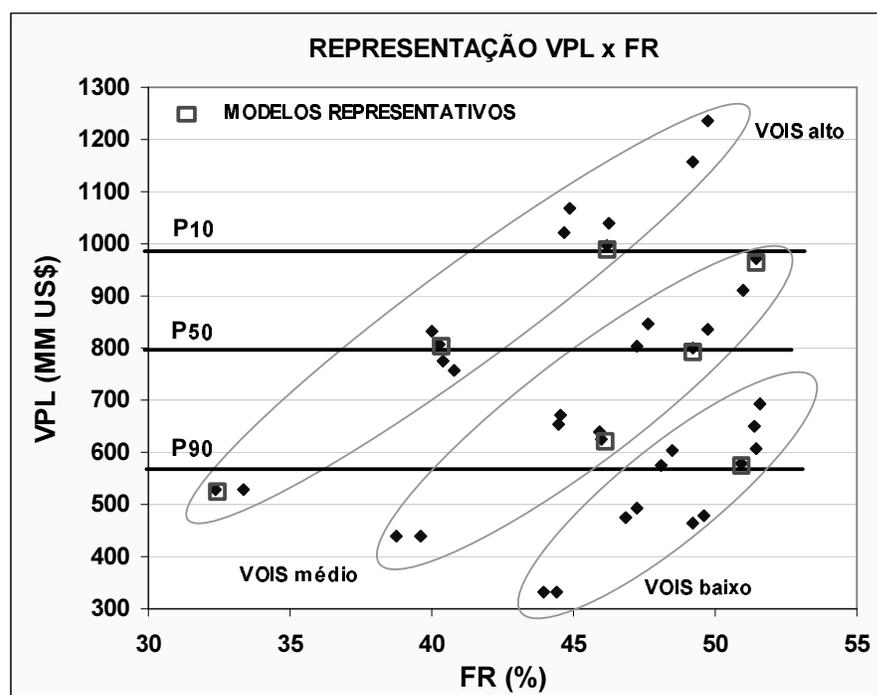


Figura 7.14: Escolha dos Modelos Representativos

Tabela 7.4: Modelos Representativos Selecionados

Modelos Representativos - VPL para 20 anos		
Otimista - P10	Médio -P50	Pessimista - P90
Kh otim	BL1	Vpor pess + BL1
Vpor otim + BL1	Vpor otim + PVT3 + BL1	Kh pess + BL1
		Vpor otim + Kh pess + PVT3

### 7.1.5 Validação da Malha de Drenagem dos Modelos Representativos

Na Tabela 7.5 vê-se um comparativo entre os quatro arranjos usados na etapa de seleção de malha para o Caso Base, agora aplicados a cada modelo representativo. O arranjo *five spot* adensado aqui mencionado não foi submetido aos passos de otimização e, devido a isso, pode ser diretamente comparado com os demais arranjos, que também não foram otimizados. Ainda para esse arranjo, os valores herdados do Modelo Base otimizado estão na Tabela 7.2.

Nesse quadro comparativo observa-se que o arranjo *five spot* adensado é sempre o de maior VPL, habilitando-o a ser mantido como o esquema de drenagem de cada modelo representativo.

Tabela 7.5: Quadro Comparativo Para Validação da Malha de Drenagem

Modelo Representativo	VPL do Projeto (US\$ milhões)			
	Poços Originais	Linhas Prod / Inj	<i>Five Spot</i> Esparso	<i>Five Spot</i> Adensado
Kh otim	571,40	804,11	751,37	<b>966,83</b>
Vpor otim + BL1	480,07	697,05	648,14	<b>970,36</b>
BL1	373,96	611,30	577,04	<b>770,35</b>
PorOT+PVT3+BL1	467,30	533,68	478,18	<b>777,45</b>
PorPE+BL1	278,77	500,28	476,66	<b>550,67</b>
KhPE+BL1	300,86	413,57	383,38	<b>591,33</b>
Por otim + Kh pess + PVT3	400,39	314,86	256,74	<b>521,79</b>

## **7.1.6 Otimização da Estratégia dos Modelos Representativos**

A aplicação dos passos de otimização de estratégia de produção descritos anteriormente é apresentada sucintamente a seguir, modelo a modelo. A análise dos resultados segue em capítulo posterior.

### **7.1.6.1 Modelos de VPL Otimista – P<sub>10</sub>**

#### **7.1.6.1.1 Modelo Kh otim**

##### **Ganhos verificados na 1<sup>a</sup>. rodada:**

- Foram possíveis duas reordenações de cronograma consecutivas com sucesso;
- Fechamento do último canhoneio de três dos poços apresentou melhoria no VPL, individualmente. Testando a retirada progressiva desses poços, foi possível obter o maior incremento no VPL para o fechamento simultâneo da última camada de dois dos poços.

**Ganhos verificados na 2<sup>a</sup>. rodada:** nenhum.

Tabela 7.6: Otimização do Modelo Kh otim

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>970,78</b>	<b>51,48</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 0,91	+ 0,03
Rod. 1 - Desativação de canhoneios	+ 1,05	- 0,03
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>972,74</b>	<b>51,48</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,20</b>	

**Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:**

- cronograma de entrada em operação alterado
- isolamento da última camada de dois produtores

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	731,33	731,33 (0%)
<b>Número de poços</b>	42	42 (0%)

**7.1.6.1.2 Modelo Vpor otim + Bloco1**

**Ganhos verificados na 1ª. rodada:**

- Somente uma reordenação de cronograma com sucesso.

**Ganhos verificados na 2ª. rodada:** nenhum.

Tabela 7.7: Otimização do Modelo Vpor otim + Bloco1

	<b>VPL</b>	<b>FR</b>
	(US\$ milhões)	(%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>997,36</b>	<b>46,15</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 1,10	+ 0,01
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>998,46</b>	<b>46,16</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,11</b>	

**Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:**

- cronograma de entrada em operação alterado

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	681,50	682,77 (+0,2%)
<b>Número de poços</b>	36	36 (0%)

### 7.1.6.2 Modelos de VPL Médio – P<sub>50</sub>

#### 7.1.6.2.1 Modelo Bloco1

**Ganhos verificados na 1<sup>a</sup>. rodada:**

- Somente uma reordenação de cronograma com sucesso.

**Ganhos verificados na 2<sup>a</sup>. rodada: nenhum.**

Tabela 7.8: Otimização do Modelo Bloco1

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>798,49</b>	<b>49,22</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 0,80	0
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>799,29</b>	<b>49,22</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,10</b>	

**Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:**

- cronograma de entrada em operação alterado

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	681,50	681,50 (0%)
<b>Número de poços</b>	36	36 (0%)

**7.1.6.2.2 Modelo Vpor otim + PVT3 + Bloco1**

**Ganhos verificados na 1ª. rodada:**

- Somente uma reordenação de cronograma com sucesso.

**Ganhos verificados na 2ª. rodada:** nenhum.

Tabela 7.9: Otimização do Modelo Vpor otim + PVT3 + Bloco1

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>808,65</b>	<b>40,30</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 0,71	+ 0,01
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>809,36</b>	<b>40,31</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,09</b>	

**Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:**

- cronograma de entrada em operação alterado

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	681,50	682,77 (+0,2%)
<b>Número de poços</b>	36	36 (0%)

### 7.1.6.3 Modelos de VPL Pessimista – P<sub>90</sub>

#### 7.1.6.3.1 Modelo Vpor pess + Bloco1

**Ganhos verificados na 1<sup>a</sup>. rodada:**

- Somente uma reordenação de cronograma com sucesso;

- A eliminação de dois dos poços injetores resultou em aumento do VPL. A retirada desses dois injetores em conjunto aumentou ainda mais o VPL;
- A eliminação de um dos poços produtores gerou incremento no VPL.

**Ganhos verificados na 2<sup>a</sup>. rodada: nenhum.**

*Tabela 7.10: Otimização do Modelo Vpor pess + Bloco1*

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>580,05</b>	<b>50,92</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 2,87	+ 0,05
Rod. 1 - Eliminação de injetores	+ 1,31	- 0,17
Rod. 1 - Eliminação de produtores	+ 0,18	- 0,16
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>584,41</b>	<b>50,64</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,75</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- eliminação de dois injetores e um produtor

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	681,50	657,05 (-3,6%)
<b>Número de poços</b>	36	33 (-8%)

### 7.1.6.3.2 Modelo Kh pess + Bloco1

#### Ganhos verificados na 1ª. rodada:

- Somente uma reordenação de cronograma com sucesso;
- A eliminação de um dos poços injetores aumentou o VPL.

Ganhos verificados na 2ª. rodada: nenhum.

Tabela 7.11: Otimização do Modelo Kh pess + Bloco1

	VPL (US\$ milhões)	FR (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>623,30</b>	<b>46,00</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 0,18	0
Rod. 1 - Eliminação de injetores	+ 0,29	- 0,30
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>623,77</b>	<b>45,70</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,08</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- eliminação de um injetor

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	681,50	675,41 (-0,9%)
<b>Número de poços</b>	36	35 (-3%)

### **7.1.6.3.3 Modelo Vpor otim + Kh pess + PVT3**

#### **Ganhos verificados na 1ª. rodada:**

- Única situação em que ocorreram produtores com VPL negativo. Dois dos poços estavam nessa situação. A retirada conjunta desses foi a situação de maior incremento no VPL.
- Somente uma reordenação de cronograma com sucesso.
- Onze dos injetores melhoravam o VPL quando retirados individualmente. A verificação da eliminação progressiva desses poços resultou em aumento do VPL para a retirada simultânea de seis injetores.
- A eliminação de um dos poços produtores gerou incremento do VPL.

**Ganhos verificados na 2ª. rodada: nenhum.**

Tabela 7.12: Otimização do Modelo Vpor otim + Kh pess + PVT3

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>528,84</b>	<b>32,38</b>
Rod. 1 - Elim. produtores VPL negativo	+ 4,35	- 0,09
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 0,64	0
Rod. 1 - Eliminação de injetores	+ 11,17	- 0,65
Rod. 1 - Eliminação de produtores	+ 0,31	- 0,19
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>545,31</b>	<b>31,45</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 3,11</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- eliminação de seis injetores e três produtores

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	731,33	658,15 (-10,0%)
<b>Número de poços</b>	42	33 (-21%)

A análise dos resultados verificados encontra-se em item próprio, após a apresentação do segundo exemplo.

## 7.2 Exemplo 2

Seguem os resultados do segundo exemplo, obtido a partir de alterações imputadas ao modelo de reservatório do exemplo anterior, tornando-o notavelmente heterogêneo, com maior diferenciação entre os volumes dos modelos estruturais e considerando incerteza quanto à compartimentação entre seus blocos.

### 7.2.1 Definição da Estratégia Inicial de Produção do Modelo Base

Para o processo de seleção da malha de drenagem a ser adotado no Caso Base foram testadas cinco malhas regulares. Foi mantido o mesmo critério anterior de disponibilidade de sondas de perfuração e completação, permitindo que dois poços entrem juntos em operação a cada dois meses, sendo um deles produtor e o outro injetor. Também se manteve o critério anterior de definição do cronograma de entrada em operação a partir dos VPL individuais.

Inicialmente foi testado um esquema *five-spot* com 22 poços ao todo, sendo a metade composta por produtores, conforme pode ser visto na Figura 7.15. Para esse caso o VPL chegou a US\$ 547,28 milhões, com um FR final de 42,64%. O perfil de produção para esta situação encontra-se na Figura 7.16.

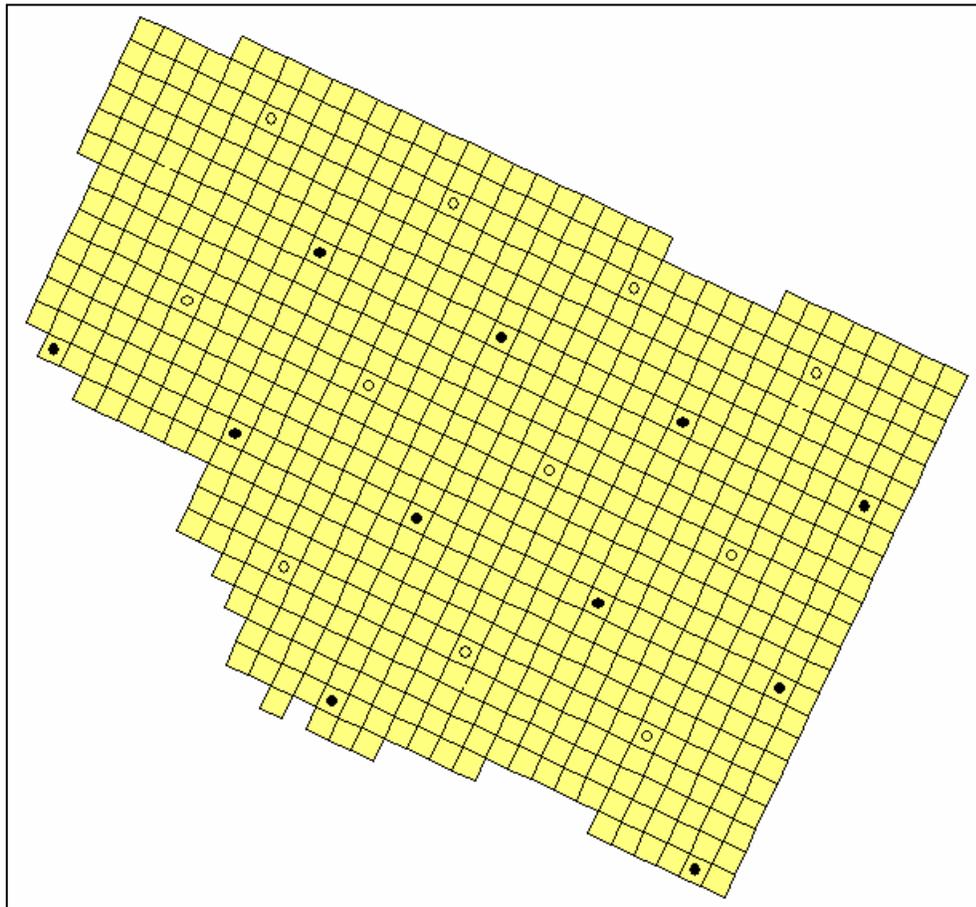


Figura 7.15: Esquema Five-Spot com 22 Poços

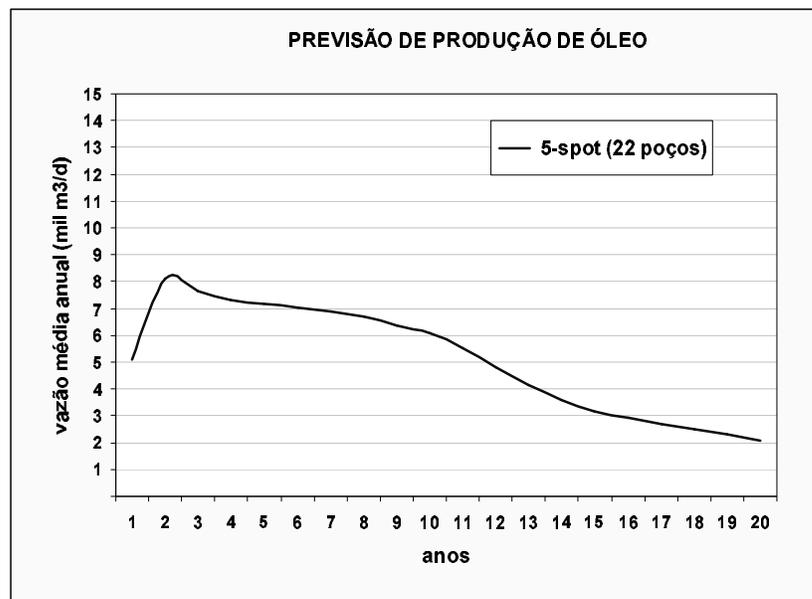


Figura 7.16: Perfil de Produção - Esquema Five-Spot com 22 Poços

O próximo padrão a ser testado foi um esquema *staggered line drive* com um total de 31 poços, 14 produtores e 17 injetores. A Figura 7.17 mostra essa disposição. Para este arranjo, o VPL teve apreciável incremento, passando para US\$ 678,49 milhões, com o FR final atingindo 46,45%.

Na Figura 7.18 vê-se o novo perfil de produção, em conjunto com o anterior. Observa-se que ocorreu notável antecipação da produção, e receitas, com este novo arranjo. Em contrapartida, já que as recuperações finais são relativamente próximas, há maior declínio na produção de maneira que ocorre inversão nos perfis a partir do nono ano de produção.

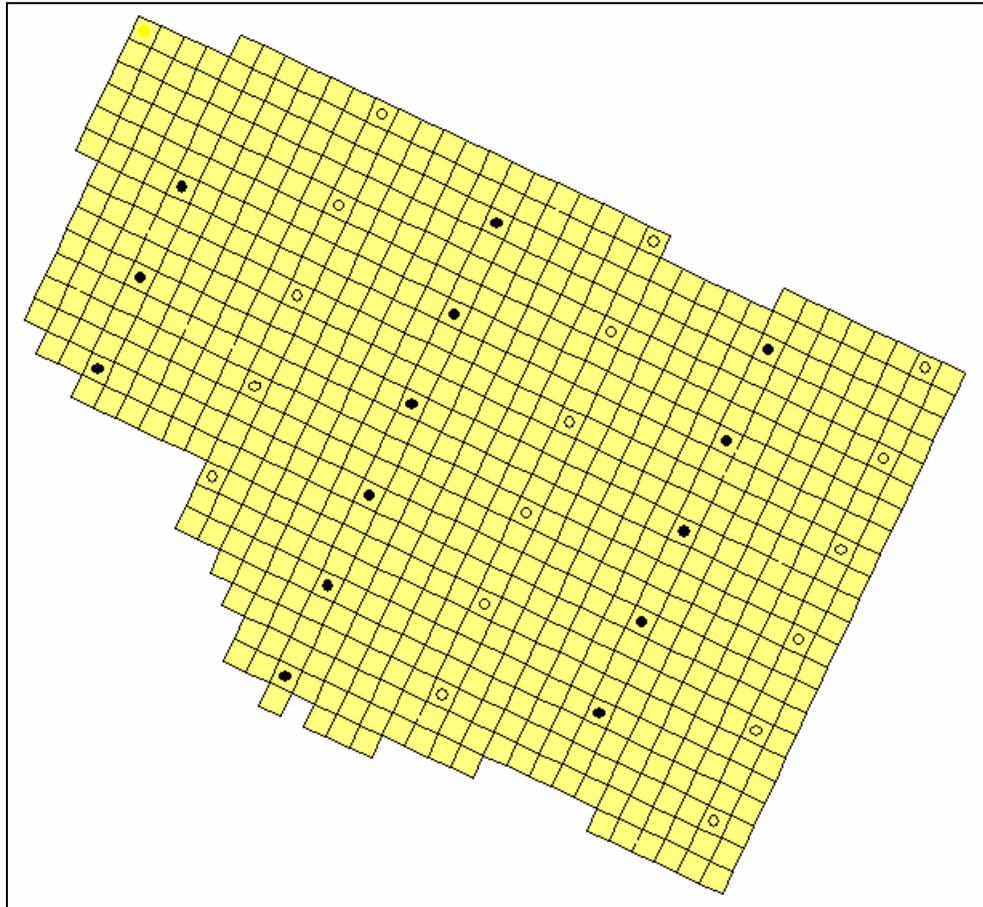


Figura 7.17: Esquema Staggered Line Drive com 31 Poços

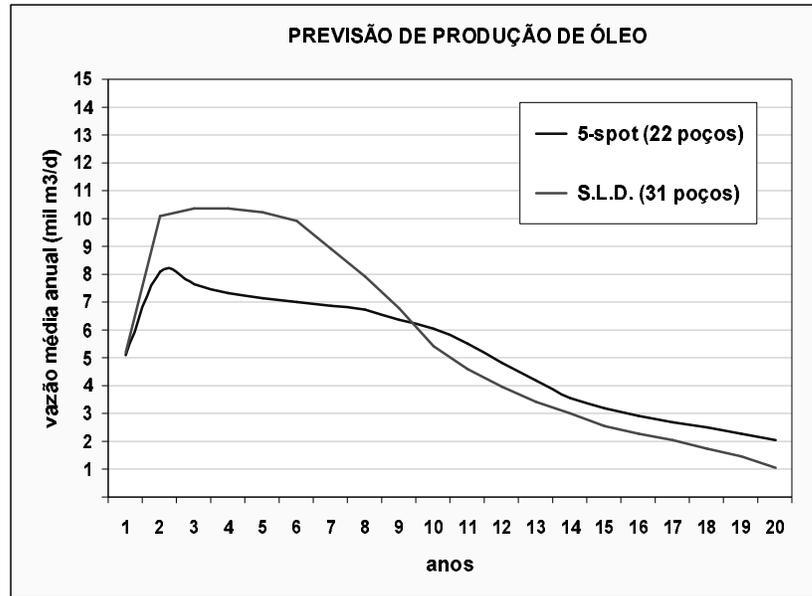


Figura 7.18: Perfil de Produção - Esquema Staggered Line Drive com 31 Poços, em comparação com o anterior

Em seguida foi montada uma configuração do tipo *direct line drive*, com maior número de poços, 40 ao todo, sendo metade de produtores (Figura 7.19). Houve discreto aumento do VPL, indo para US\$ 693,87 milhões, com o FR final praticamente igual ao arranjo anterior, 46,53%.

A comparação entre este perfil de produção e os anteriores está na Figura 7.20. Novamente ocorreu antecipação da produção em relação ao caso anterior, com inversão nos perfis ocorrendo a partir do oitavo ano de produção.

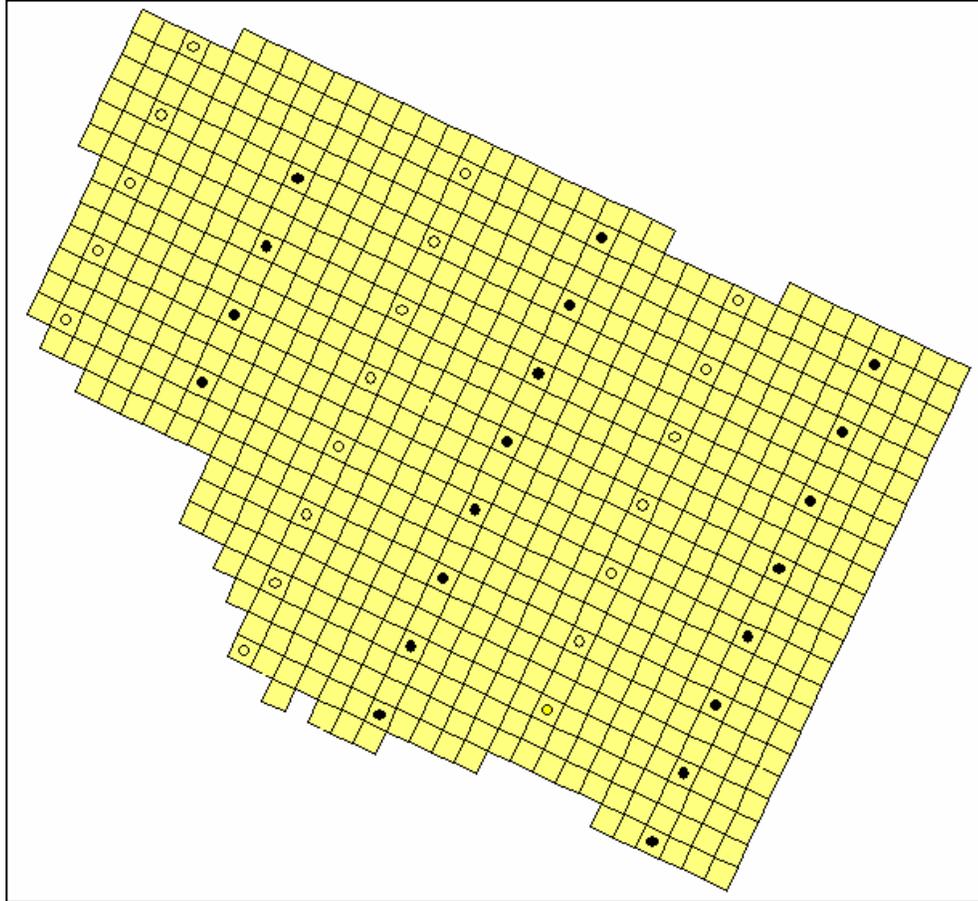


Figura 7.19: Esquema Direct Line Drive com 40 Poços

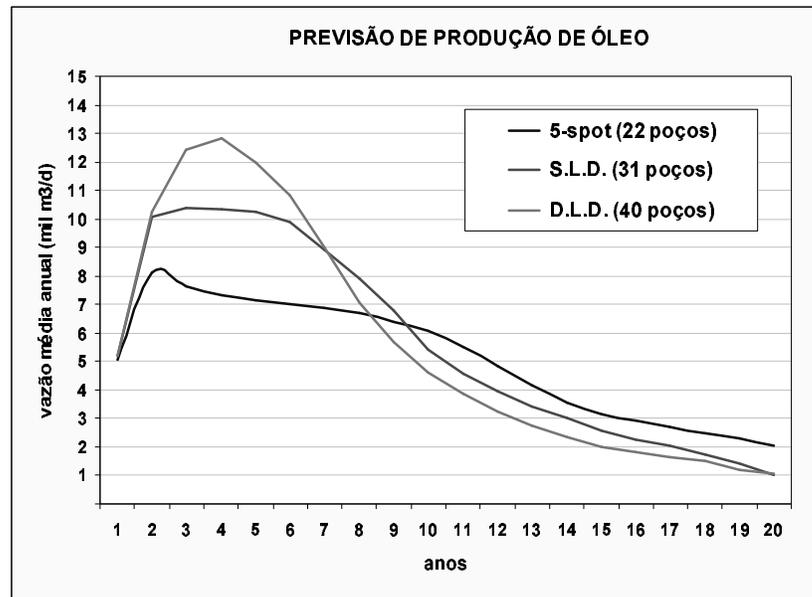
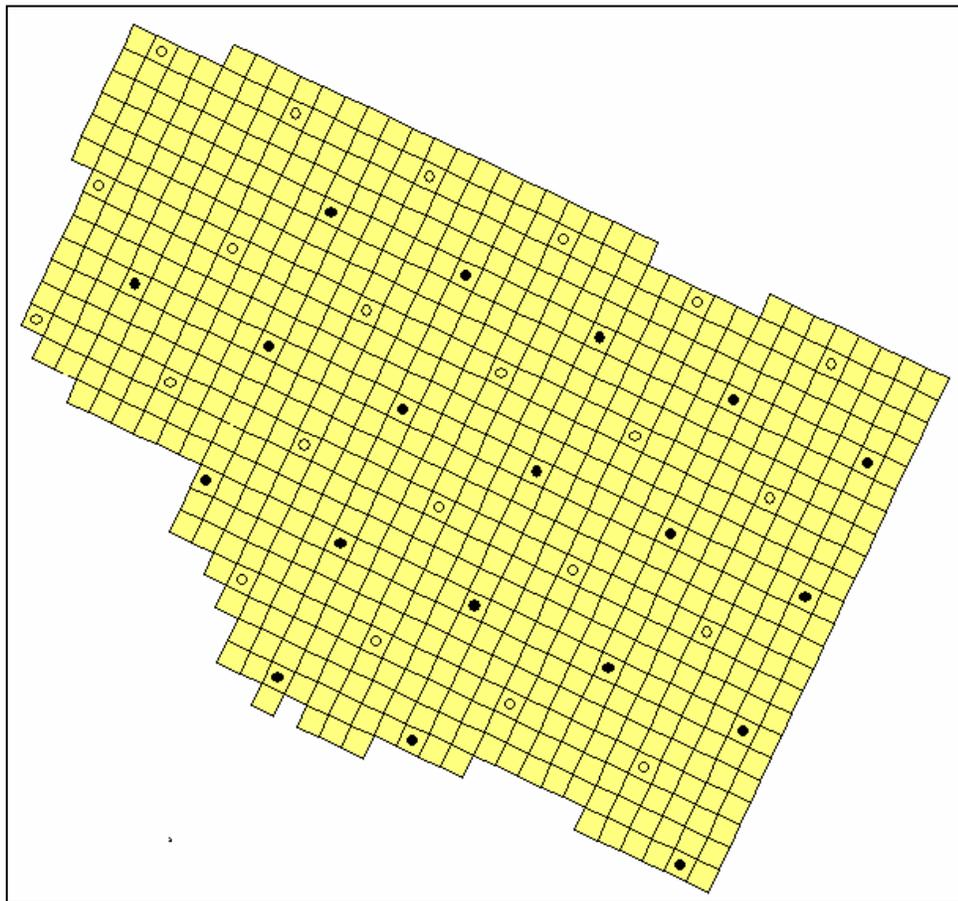


Figura 7.20: Perfil de Produção – Comparação Entre os Três Arranjos

Variando-se agora o tipo do arranjo, foi testada uma configuração *five-spot* com 41 poços, sendo 19 produtores e 22 injetores, conforme Figura 7.21. O VPL do projeto passou para US\$ 744,57 milhões, com FR final de 47,80%.

Os quatro perfis de produção estão na Figura 7.22, com nova antecipação da produção em relação ao esquema anterior.



*Figura 7.21: Esquema Five-Spot com 41 Poços*

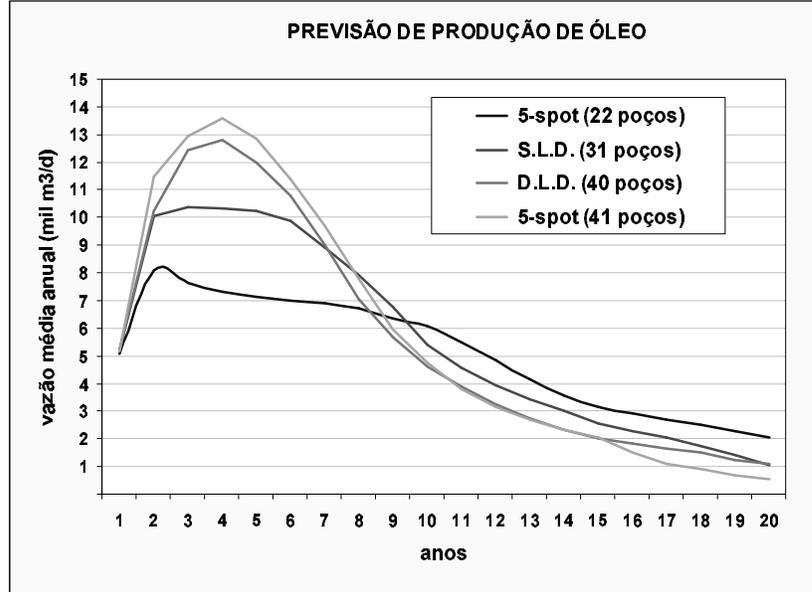


Figura 7.22: Perfil de Produção – Comparação Entre os Quatro Arranjos

Por fim, o último arranjo analisado foi um “direct line drive” com 45 poços, sendo 18 produtores e 27 injetores (

Figura 7.23). Desta feita ocorreu queda de valores, tanto no VPL quanto no FR, respectivamente: US\$ 680,19 milhões e 44,38%.

A última comparação entre perfis de produção está na Figura 7.24. Apesar de novamente ter havido antecipação da produção, esta foi de pequena monta. A inversão de perfis ocorre cedo, fazendo com que durante um longo tempo de produção este novo arranjo tenha produção menor que o anterior.

A Figura 7.25 mostra como se comporta a pressão média do reservatório ao longo do tempo para todos os casos analisados. Para os dois últimos esquemas analisados o comportamento de pressão é praticamente idêntico.

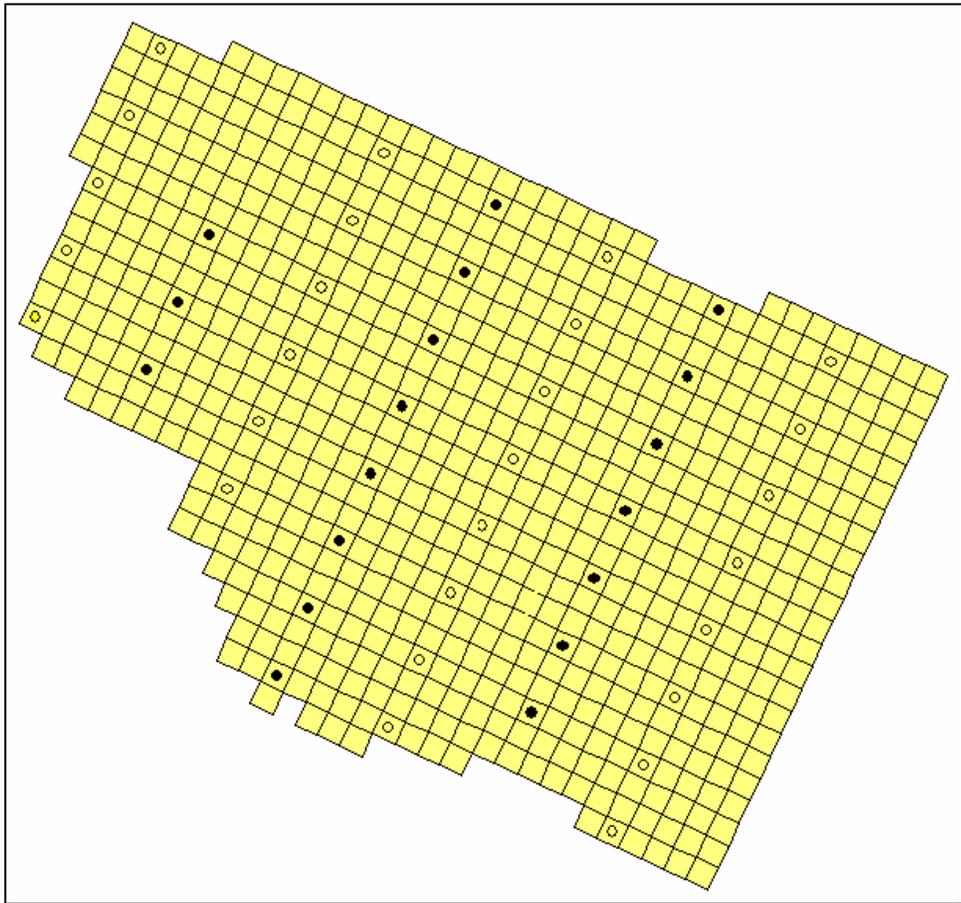


Figura 7.23: Esquema Direct Line Drive com 45 Poços

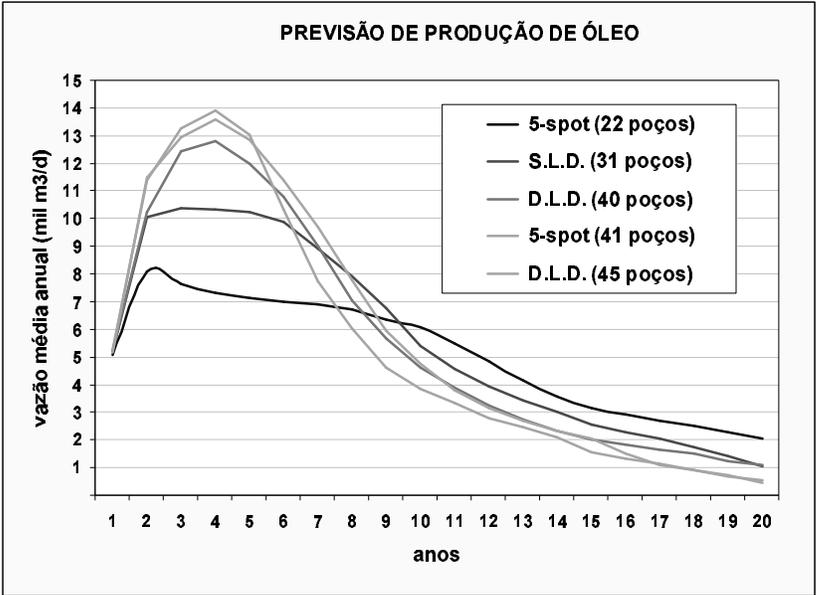


Figura 7.24: Perfil de Produção – Comparação Final Entre os Arranjos

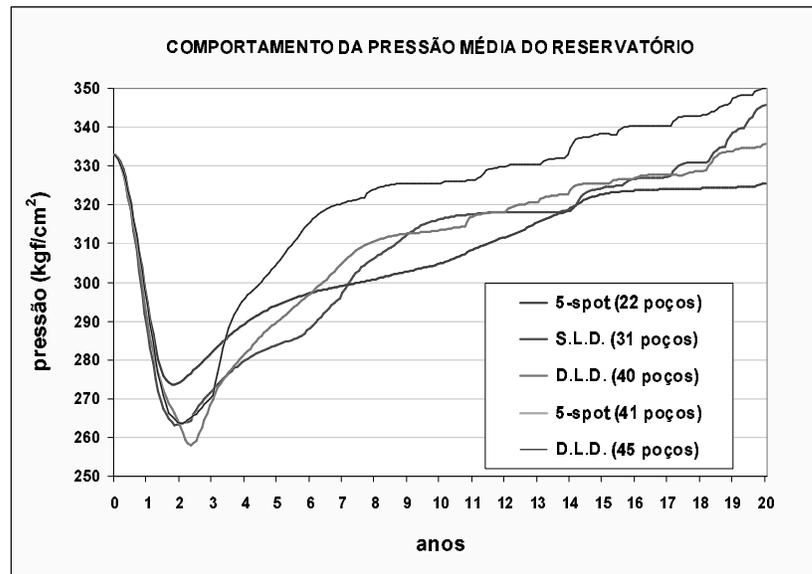


Figura 7.25: Perfil de Pressão – Comparação Entre os Arranjos

De todos os casos analisados, o arranjo *five-spot* com 41 poços, com VPL de US\$ 744,57 milhões e FR de 47,80%, foi o que produziu melhor resultado para o projeto, sendo, então, o adotado como estratégia de produção inicial para o Caso Base deste exemplo.

## 7.2.2 Otimização da Estratégia de Produção do Modelo Base

O Modelo Base foi submetido aos passos de otimização já descritos anteriormente. A Tabela 7.13 a seguir mostra os ganhos obtidos nesta etapa.

Tabela 7.13: Otimização do Modelo Base

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>744,57</b>	<b>47,80</b>
Rod. 1 - Reordenação do cronograma	+ 3,01	+0,08
Rod. 1 – Realocação de poços	+22,98	+0,57
Rod. 1 – Eliminação de injetores	+10,65	+0,40
Rod. 1 – Desativação de canhoneios	+4,97	-0,06
Rod. 1 – Conversão para injetor (ação 1)	+2,08	-0,08
Rod. 2 - Reordenação do cronograma	+ 1,21	+0,01
Rod. 2 – Eliminação de injetores	+4,55	-0,16
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>794,02</b>	<b>48,56</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 6,64</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- reposicionamento de cinco poços produtores
- eliminação de cinco injetores
- desativação de canhoneio de três poços produtores
- conversão de um poço para injetor

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	725,07	686,08 (-5,4%)
<b>Número de poços</b>	41	36 (-12%)

### 7.2.3 Definição dos Atributos Críticos

Cada um dos níveis incertos relacionados na Tabela 6.4 foi substituído no Modelo Base otimizado e sua influência no desempenho do projeto pode ser vista na Figura 7.26.

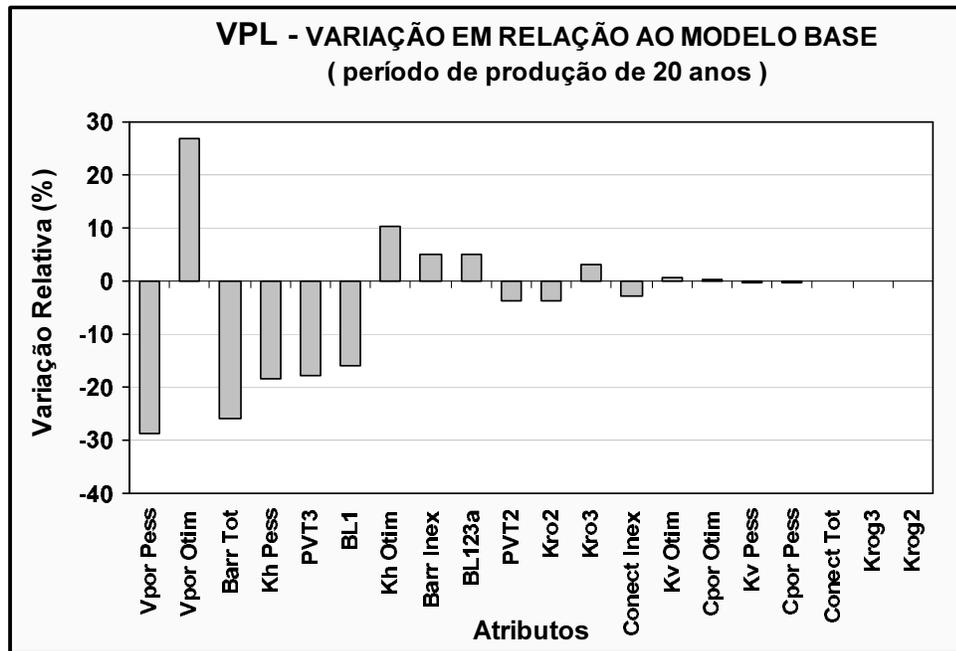


Figura 7.26: Gráfico para Análise de Sensibilidade dos Atributos Incertos

Para simulação dos modelos estruturais Bloco 1 e Bloco 1+2+3 foram, respectivamente, retirados e acrescentados poços, sempre em respeito ao padrão de malha de drenagem usado. Os poços acrescentados relativos ao bloco 3 não participaram do processo de otimização do Caso Base, o que representa uma situação desvantajosa para o atributo Bloco 1+2+3 perante os demais. Como compensação, foi feita uma reordenação da ordem de entrada em operação de todos os poços deste modelo estrutural.

Novamente, tomando-se como pouco influente nos resultados do projeto uma variação inferior a 5% no seu VPL, tem-se como críticos os seguintes atributos: volume poroso com seus níveis pessimista e otimista, permeabilidade horizontal também com estes dois níveis, efetividade das barreiras de permeabilidade com somente seu nível Barr Tot (barreiras 100%

eficientes), modelo estrutural com seu nível Bloco1 somente e, por último, o atributo análise PVT com seu nível PVT3.

Os atributos que sofreram eliminação de algum de seus níveis tiveram as probabilidades de ocorrência remanescentes recalculadas. Para o atributo efetividade das barreiras de permeabilidade, o nível mais provável passou a ter 85% e o nível Barr Tot ficou com 15%. Para a análise PVT, os níveis PVT1 e PVT3 ficaram respectivamente com 80% e 20%. E para o modelo estrutural, os níveis foram 70% e 30%, respectivamente, para os níveis Bloco1+2 e Bloco1.

## 7.2.4 Definição dos Modelos Representativos

Os atributos definidos como críticos permitem a montagem de 72 modelos de simulação, os quais estão apresentados na Tabela 7.14, já com os resultados das suas simulações e suas probabilidades individuais e acumuladas. Como esperado, o Modelo Base é o de maior probabilidade individual.

*Tabela 7.14: Resultados da Simulação com Incerteza*

Modelo	VPL	VOIS	FR	Probabilidade (%)	
	(x10 <sup>6</sup> US\$)	(x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	(%)	Indiv.	Acum.
Vpor otim + Kh otim	1.123,85	122,37	48,24	1,07	1,07
Vpor otim	1.007,88	122,37	46,25	5,00	6,07
PVT3 + Vpor otim + Kh otim	1.000,94	123,92	43,99	0,27	6,34
BL1 + Vpor otim + Kh otim	946,58	104,54	48,05	0,46	6,80
Barr Tot + Vpor otim + Kh otim	882,22	122,37	37,63	0,19	6,98
Kh otim	874,81	87,41	49,42	5,00	11,98
BL1 + Vpor otim	848,31	104,54	46,15	2,14	14,12
BL1 + PVT3 + Vpor otim + Kh otim	839,85	105,87	43,69	0,11	14,24
PVT3 + Vpor otim	825,59	123,92	40,80	1,25	15,49
Vpor otim + Kh pess	803,28	122,37	42,45	1,07	16,56

Resultados da Simulação com Incerteza (continuação da tabela anterior)

Modelo	VPL	VOIS	FR	Probabilidade (%)	
	(x10 <sup>6</sup> US\$)	(x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	(%)	Indiv.	Acum.
CASOBASE	794,02	87,41	48,56	23,32	39,88
Barr Tot + Vpor otim	785,57	122,37	35,97	0,88	40,77
PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh otim	784,75	123,92	34,21	0,05	40,81
PVT3 + Kh otim	777,18	88,51	45,71	1,25	42,06
BL1 + Kh otim	735,34	74,67	49,95	2,14	44,20
BL1 + Barr Tot + Vpor otim + Kh otim	726,62	104,54	37,52	0,08	44,29
BL1 + PVT3 + Vpor otim	697,01	105,87	40,91	0,54	44,82
BL1 + Vpor otim + Kh pess	687,07	104,54	42,90	0,46	45,28
BL1	667,31	74,67	49,05	10,00	55,28
Barr Tot + Kh otim	654,81	87,41	39,02	0,88	56,16
PVT3	653,33	88,51	43,99	5,83	61,99
BL1 + PVT3 + Kh otim	649,99	75,62	46,16	0,54	62,52
Kh pess	647,64	87,41	46,26	5,00	67,52
PVT3 + Barr Tot + Vpor otim	645,47	123,92	31,97	0,22	67,74
BL1 + Barr Tot + Vpor otim	632,57	104,54	35,52	0,38	68,12
Barr Tot + Vpor otim + Kh pess	628,41	122,37	33,41	0,19	68,31
BL1+PVT3+Barr Tot+Vpor otim+Kh otim	625,99	105,87	33,82	0,02	68,33
Vpor pess + Kh otim	619,90	61,19	49,78	1,07	69,40
PVT3 + Vpor otim + Kh pess	594,73	123,92	35,86	0,27	69,67
Barr Tot	588,19	87,41	37,96	4,12	73,79
PVT3 + Barr Tot + Kh otim	577,57	88,51	35,57	0,22	74,01
Vpor pess	566,25	61,19	49,17	5,00	79,00
BL1 + Kh pess	550,86	74,67	46,69	2,14	81,15
BL1 + PVT3	547,93	75,62	44,19	2,50	83,64
PVT3 + Vpor pess + Kh otim	545,34	61,96	46,21	0,27	83,91
BL1 + Barr Tot + Kh otim	537,19	74,67	39,09	0,38	84,29
BL1 + Vpor pess + Kh otim	515,97	52,27	50,42	0,46	84,75
BL1 + PVT3 + Barr Tot + Vpor otim	510,65	105,87	31,47	0,09	84,84
BL1 + PVT3 + Vpor otim + Kh pess	506,68	105,87	36,39	0,11	84,96
BL1 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess	502,16	104,54	33,08	0,08	85,04
PVT3 + Kh pess	483,48	88,51	40,65	1,25	86,29
PVT3 + Barr Tot	479,87	88,51	34,17	1,03	87,32
Barr Tot + Kh pess	477,21	87,41	35,94	0,88	88,20
BL1 + Vpor pess	472,32	52,27	49,89	2,14	90,34
Vpor pess + Kh pess	471,86	61,19	48,64	1,07	91,41
BL1 + Barr Tot	471,42	74,67	37,81	1,76	93,18

Resultados da Simulação com Incerteza (continuação da tabela anterior)

Modelo	VPL	VOIS	FR	Probabilidade (%)	
	(x10 <sup>6</sup> US\$)	(x10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	(%)	Indiv.	Acum.
PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess	468,74	123,92	28,88	0,05	93,22
PVT3 + Vpor pess	464,75	61,96	45,58	1,25	94,47
BL1 + PVT3 + Barr Tot + Kh otim	459,26	75,62	35,64	0,09	94,57
BL1 + PVT3 + Vpor pess + Kh otim	451,52	52,93	46,80	0,11	94,68
Barr Tot + Vpor pess + Kh otim	433,14	61,19	39,31	0,19	94,87
BL1 + PVT3 + Kh pess	409,46	75,62	41,22	0,54	95,41
BL1 + Vpor pess + Kh pess	397,04	52,27	49,44	0,46	95,87
Barr Tot + Vpor pess	390,31	61,19	38,75	0,88	96,75
BL1 + PVT3 + Vpor pess	386,24	52,93	46,40	0,54	97,28
BL1 + Barr Tot + Kh pess	378,03	74,67	35,92	0,38	97,66
BL1 + PVT3 + Barr Tot	376,43	75,62	34,03	0,44	98,10
PVT3 + Barr Tot + Vpor pess + Kh otim	374,59	61,96	35,97	0,05	98,15
BL1+PVT3+Barr Tot+Vpor otim+Kh pess	355,40	105,87	28,15	0,02	98,17
PVT3 + Barr Tot + Kh pess	352,55	88,51	31,86	0,22	98,39
PVT3 + Vpor pess + Kh pess	350,84	61,96	43,84	0,27	98,66
BL1 + Barr Tot + Vpor pess + Kh otim	350,23	52,27	39,69	0,08	98,74
BL1 + PVT3 + Barr Tot + Kh pess	327,13	75,62	33,05	0,09	98,83
Barr Tot + Vpor pess + Kh pess	323,02	61,19	38,19	0,19	99,02
PVT3 + Barr Tot + Vpor pess	311,43	61,96	35,48	0,22	99,24
BL1 + Barr Tot + Vpor pess	306,98	52,27	38,94	0,38	99,62
BL1 + PVT3 + Vpor pess + Kh pess	293,06	52,93	44,59	0,11	99,74
BL1+PVT3+Barr Tot+Vpor pess+Kh otim	292,32	52,93	36,23	0,02	99,76
BL1 + Barr Tot + Vpor pess + Kh pess	246,01	52,27	38,02	0,08	99,84
BL1 + PVT3 + Barr Tot + Vpor pess	237,60	52,93	35,56	0,09	99,93
PVT3 + Barr Tot + Vpor pess + Kh pess	227,26	61,96	34,05	0,05	99,98
BL1+PVT3+Barr Tot+Vpor pess+Kh pess	161,03	52,93	33,80	0,02	<b>100,00</b>

Os dados da tabela anterior permitem construir a curva de risco para o projeto, vista na Figura 7.27. Desta figura obtém-se os valores de VPL para as expectativas de realização de 10%, 50% e 90%, mostrados na Tabela 7.15.

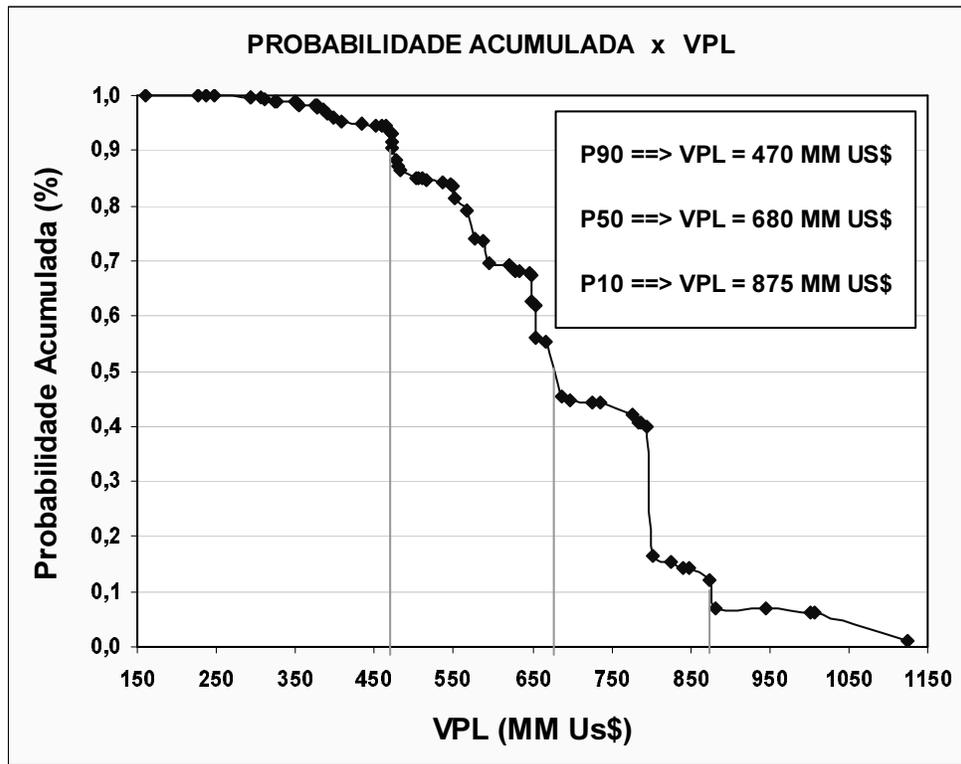


Figura 7.27: Curva de VPL do Projeto Com Risco Associado

Tabela 7.15: VPL Para Cada Percentil

	<b>P<sub>10</sub></b>	<b>P<sub>50</sub></b>	<b>P<sub>90</sub></b>
<b>VPL (US\$ milhões)</b>	875	680	470

A escolha dos modelos representativos foi feita com base na Figura 7.28. Da nuvem de pontos observada foram selecionados, para cada percentil, dois pontos (modelos) próximos da linha desse percentil mas que apresentassem características de drenagem (FR) bem diferenciadas. Desse modo, para cada expectativa de realização do VPL do projeto, têm-se dois modelos representativos diferenciados, permitindo uma boa representação das incertezas envolvidas. Os modelos selecionados estão na Tabela 7.16.

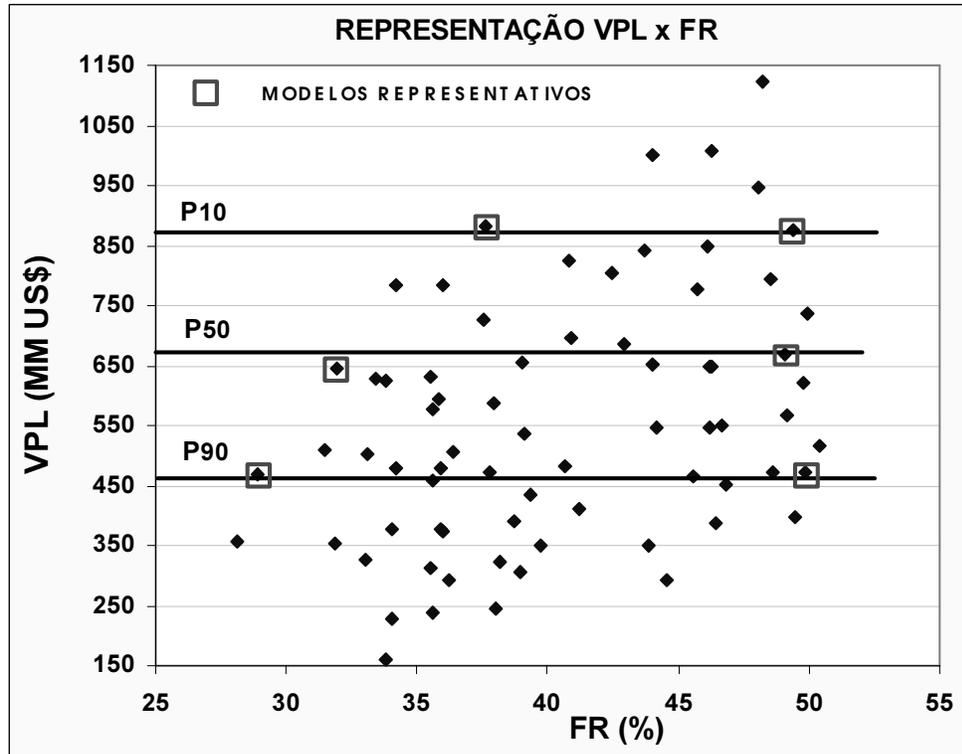


Figura 7.28: Escolha dos Modelos Representativos

Tabela 7.16: Modelos Representativos

Modelos Representativos - VPL para 20 anos		
Otimista - P10	Médio - P50	Pessimista -P90
Barr Tot + Vpor otim + + Kh otim	Bloco1	Bloco1 + Vpor pess
Kh otim	PVT3 + Barr Tot + + Vpor otim	PVT3 + Barr Tot + + Vpor otim + Kh pess

## 7.2.5 Validação da Malha de Drenagem dos Modelos Representativos

A Tabela 7.17 apresenta uma comparação entre os cinco arranjos, anteriormente testados no Caso Base, aplicados a cada um dos modelos representativos. Para efeito de comparação, todos os arranjos não passaram pelos passos de otimização. Particularmente para o arranjo *five spot* com 41 poços, os valores herdados do Modelo Base otimizado estão na Tabela 7.14.

Para todos os modelos representativos, o arranjo *five spot* com 41 poços é o que propicia maior VPL e, por isso, fica mantido como o esquema de drenagem de cada modelo representativo.

Tabela 7.17: Quadro Comparativo Para Validação da Malha de Drenagem

Modelo Representativo	VPL do Projeto (US\$ milhões)				
	5-spot 22 poços	S.L.D. 31 poços	D.L.D. 40 poços	5-spot 41 poços	D.L.D. 45 poços
Barr Tot + Vpor otim + Kh otim	696,66	747,48	674,98	<b>850,01</b>	744,15
Kh otim	639,76	776,07	787,19	<b>818,69</b>	762,42
Bloco 1	444,71	498,17	591,79	<b>645,71</b>	521,65
PVT3 + Barr Tot + Vpor otim	456,88	511,05	555,93	<b>620,99</b>	500,36
Bloco1 + Vpor pess	354,33	370,03	419,17	<b>456,48</b>	353,14
PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess	282,21	321,25	362,62	<b>450,87</b>	331,21

## 7.2.6 Otimização da Estratégia dos Modelos Representativos

Os resultados da otimização serão apresentados de forma sucinta nas tabelas a seguir.

### 7.2.6.1 Modelos de VPL Otimista – P<sub>10</sub>

#### 7.2.6.1.1 Modelo Barr Tot + Vpor otim + Kh otim

Tabela 7.18: Otimização do Modelo Barr Tot + Vpor otim + Kh otim

	VPL (US\$ milhões)	FR (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>882,22</b>	<b>37,63</b>
Rod. 1 - Eliminação de injetores	+ 9,99	0
Rod. 1 – Desativação de canhoneios	+ 1,92	+0,01
Rod. 2 – Desativação de canhoneios	+ 0,14	+0,01
Rod. 2 – Conversão para injetor	+0,36	-0,23
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>894,63</b>	<b>37,42</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 1,41</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- eliminação de dois injetores
- isolamento das duas últimas camadas de um produtor
- conversão de um produtor em injetor

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	686,08	667,88 (-2,7%)
<b>Número de poços</b>	36	34 (-6%)

### 7.2.6.1.2 Modelo Kh otim

Tabela 7.19: Otimização do Modelo Kh otim

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>874,81</b>	<b>49,42</b>
Rod. 1 – Reordenação de cronograma	+ 0,43	+0,01
Rod. 1 – Desativação de canhoneios	+ 1,00	-0,03
Rod. 2 – Reordenação de cronograma	+ 0,93	+0,01
Rod. 2 – Desativação de canhoneios	+0,69	-0,01
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>877,86</b>	<b>49,40</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,35</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- isolamento da última camada de três produtores

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	686,08	686,08 (0%)
<b>Número de poços</b>	36	36 (0%)

### 7.2.6.2 Modelos de VPL Médio – P<sub>50</sub>

#### 7.2.6.2.1 Modelo Bloco1

*Tabela 7.20: Otimização do Modelo Bloco1*

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>667,31</b>	<b>49,04</b>
Rod. 1 – Eliminação de injetores	+ 5,85	-0,04
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>673,16</b>	<b>49,00</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 0,88</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- eliminação de um injetor

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	631,50	621,77 (-1,5%)
<b>Número de poços</b>	30	29 (-3%)

#### 7.2.6.2.2 Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim

Tabela 7.21: Otimização do Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>645,47</b>	<b>31,96</b>
Rod. 1 – Reordenação de cronograma	+ 0,40	+0,01
Rod. 1 – Eliminação de injetores	+ 12,21	-0,13
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>658,08</b>	<b>31,84</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 1,95</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- eliminação de três injetores

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	686,08	660,53 (-3,7%)
<b>Número de poços</b>	36	33 (-8%)

### 7.2.6.3 Modelos de VPL Pessimista – P<sub>90</sub>

#### 7.2.6.3.1 Modelo Bloco1 + Vpor pess

Tabela 7.22: Otimização do Modelo Bloco1 + Vpor pess

	<b>VPL</b>	<b>FR</b>
	(US\$ milhões)	(%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>472,32</b>	<b>49,89</b>
Rod. 1 – Eliminação de injetores	+ 7,97	+0,17
Rod. 1 – Desativação de canhoneios	+ 0,50	0
Rod. 2 – Eliminação de injetores	+ 0,05	-0,26
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>480,84</b>	<b>49,80</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 1,80</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- eliminação de três injetores
- isolamento da última camada de um produtor

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	631,50	603,22 (-4,5%)
<b>Número de poços</b>	30	27 (-10%)

#### 7.2.6.3.2 Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess

Tabela 7.23: Otimização do Modelo PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess

	<b>VPL</b> (US\$ milhões)	<b>FR</b> (%)
<b>Modelo Inicial</b>	<b>468,74</b>	<b>28,88</b>
Rod. 1 - Reordenação de cronograma	+ 1,38	-0,02
Rod. 1 – Eliminação de injetores	+ 14,02	-0,58
<b>Modelo Otimizado</b>	<b>484,14</b>	<b>28,28</b>
<b>Incremento (%)</b>	<b>+ 3,29</b>	

<b>Alterações na Estratégia de Produção com a Otimização:</b>
- cronograma de entrada em operação alterado
- eliminação de seis injetores

	<b>Inicial</b>	<b>Otimizado</b>
<b>Invest. Total Atualizado (US\$ milhões)</b>	686,08	631,15 (-8,0%)
<b>Número de poços</b>	36	30 (-20%)

A seguir é feita uma análise conjunta dos resultados obtidos com os dois exemplos estudados.

### 7.3 Análise dos Resultados

Na Tabela 7.24 e na Tabela 7.25 estão apresentados os principais resultados obtidos com o primeiro exemplo e nas Tabela 7.26 e na Tabela 7.27 estão os do segundo exemplo.

Para o Exemplo 1, o ponto de destaque em todos os modelos considerados é o mínimo incremento percentual no valor da função objetivo em decorrência da otimização da estratégia de produção. Igualmente, observam-se pequenas variações no número total de poços, na recuperação final de óleo, expressa pelo fator de recuperação (FR), e no valor dos investimentos totais do projeto.

Em praticamente todos os modelos representativos, as alterações na estratégia de produção decorrentes do processo de otimização foram de pequena monta, envolvendo basicamente redefinições de cronograma de entrada em operação e eliminação de poucos poços. Esse resultado, associado às pequenas variações no valor dos investimentos totais, e também do VPL, sugere que a otimização da estratégia de produção de modelos representativos não altera de maneira significativa o risco no cenário de decisão em relação à situação não otimizada. Apenas um dos modelos representativos pessimistas ( $V_{por\ pess} + K_h\ pess + PVT3$ ) teve uma alteração mais notável no número de poços e nos investimentos com a otimização, que não chega a invalidar essa afirmação, já que se considera a disponibilidade de um único sistema de produção.

Tabela 7.24: Exemplo 1 - Estratégia Inicial e Otimização do Caso Base (US\$ milhões)

Malhas Avaliadas CASO BASE	VPL Inicial	VPL Otimizado	Principais Resultados da Otimização
Original	498	---	-----
Linhas Prod./Inj.	645	---	-----
<i>Five-Spot</i> Esparso	600	---	-----
<b><i>Five-Spot</i> Adensado</b>	<b>830</b>	<b>836</b> (+0,7 %)	- número de poços reduzido de 43 para 42 - FR passa de 49,77 para 49,72% - redução de 1,1% nos investimentos

(\*) – já considerando ampliação do canhoneado dos injetores.

Tabela 7.25: Exemplo 1 - Otimização dos Modelos Representativos (US\$ milhões)

	Modelo Representativo	VPL Inicial	VPL Otimizado	Principais Resultados da Otimização
<b>OTIMISTAS</b>	Vpor otim + Bloco 1	997	998 (+0,1 %)	- número de poços mantido em 36 - FR passa de 46,15 para 46,16% - incremento de 0,2% nos investimentos
	Kh otim	971	973 (+0,2 %)	- número de poços mantido em 42 - investimentos sem alterações - FR mantido em 51,48%
<b>MÉDIOS</b>	Vpor otim + PVT3 + Bloco 1	809	809 (+0,1 %)	- número de poços mantido em 36 - FR passa de 40,30 para 40,31% - incremento de 0,2% nos investimentos
	Bloco 1	798	799 (+0,1 %)	- número de poços mantido em 36 - investimentos sem alterações - FR mantido em 49,22%
<b>PESSIMISTAS</b>	Kh pess + Bloco 1	623	624 (+0,1 %)	- número de poços reduzido de 36 para 35 - FR passa de 46,00 para 45,70% - redução de 0,9% nos investimentos
	Vpor pess + Bloco 1	580	584 (+0,8 %)	- número de poços reduzido de 36 para 33 - FR passa de 50,92 para 50,64% - redução de 3,6% nos investimentos
	Vpor otim + Kh pess + PVT3	529	545 (+3,1 %)	- número de poços reduzido de 42 para 33 - FR passa de 32,38 para 31,45% - redução de 10,0% nos investimentos

Tabela 7.26: Exemplo 2 - Estratégia Inicial e Otimização do Modelo Base (US\$ milhões)

Malhas Avaliadas CASO BASE	VPL Inicial	VPL Otimizado	Principais Resultados da Otimização
Five-spot 22 poços	547	---	-----
S.L.D.31 poços	678	---	-----
D.L.D.40 poços	694	---	-----
<b>Five-Spot 41 poços</b>	<b>745</b>	<b>794</b> (+6,6 %)	- número de poços reduzido de 41 para 36 - FR passa de 47,80 para 48,56% - redução de 5,4% nos investimentos
D.L.D. 45 poços	680	---	-----

Tabela 7.27: Exemplo 2 - Otimização dos Modelos Representativos (US\$ milhões)

	Modelo Representativo	VPL Inicial	VPL Otimizado	Principais Resultados da Otimização
<b>OTIMISTAS</b>	Barr Tot + Vpor otim + Kh otim	882	895 (+1,4 %)	- número de poços reduzido de 36 para 34 - FR passa de 37,63 para 37,42% - redução de 2,7% nos investimentos
	Kh otim	875	878 (+0,4 %)	- número de poços mantido em 36 - investimentos sem alterações - FR passa de 49,42 para 49,40%
<b>MÉDIOS</b>	Bloco 1	667	673 (+0,9 %)	- número de poços reduzido de 30 para 29 - FR passa de 49,04 para 49,00% - redução de 1,5% nos investimentos
	PVT3 + Barr Tot + Vpor otim	645	658 (+2,0 %)	- número de poços reduzido de 36 para 33 - FR passa de 31,96 para 31,84% - redução de 3,7% nos investimentos
<b>PESSIMISTAS</b>	Vpor pess + Bloco1	472	481 (+1,8 %)	- número de poços reduzido de 30 para 27 - FR passa de 49,89 para 49,80% - redução de 4,5% nos investimentos
	PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess	469	484 (+3,3 %)	- número de poços reduzido de 36 para 30 - FR passa de 28,88 para 28,28% - redução de 8,0% nos investimentos

Nas condições do exemplo adotado, e para a função objetivo considerada, seria suficiente a otimização da estratégia de produção do Caso Base somente, podendo-se prescindir das etapas de otimização dos modelos representativos na execução da análise de risco, sem prejuízo da sua qualidade. Além disso, a otimização do Caso Base reduz a possibilidade de ganhos posteriores na otimização dos modelos representativos. A otimização da estratégia de um único modelo representa, então, uma grande simplificação na aplicação da metodologia de análise de risco, com economia de tempo e recursos.

Ressalta-se que este modelo de reservatório pode ser caracterizado como sendo de baixo grau de heterogeneidade, sem compartimentações e com pouca diferenciação de volumes no importante atributo modelo estrutural. Além disso, o processo de definição da malha inicial de poços levou a uma boa drenagem do reservatório. A conjunção desses fatores pode ter, numa primeira análise, minimizado a possibilidade de ganhos/variações com o posterior processo de otimização da estratégia de produção para todos os modelos mostrados.

No entanto, ao observar os resultados do Exemplo 2, constata-se que as características comportadas do primeiro caso não foram relevantes para a obtenção de variações discretas dos parâmetros calculados, já que agora se trata de um modelo de reservatório radicalmente oposto ao caso 1, ou seja, bastante heterogêneo, compartimentado e com grande diferenciação entre seus blocos. Este segundo exemplo apresenta os mesmos resultados qualitativos anteriores, com pequenos incrementos percentuais no VPL do projeto com a otimização para todos os modelos analisados. E novamente foram anotadas pequenas variações no número total de poços, no fator de recuperação e nos investimentos do projeto. Mas, comum aos dois casos, há a implementação de uma boa drenagem do reservatório, este sim um fator tido como determinante na obtenção de resultados semelhantes em ambas as situações.

De modo geral, observa-se que este segundo exemplo sofreu maiores alterações durante o processo de otimização, notadamente no Modelo Base. Beckner e Song (1995) afirmam que malhas regulares não são as opções ideais de exploração para reservatórios heterogêneos. De fato, no caso do Modelo Base, quase metade do ganho total no VPL (3,1 % dos 6,6 % totais) foi

justamente com a realocação de produtores inicialmente posicionados em pontos de má qualidade do reservatório. Mas, mesmo assim, a malha de poços escolhida levou a uma boa drenagem do reservatório e, em vista das incertezas envolvidas num estudo de risco, o ganho de cerca de 6,6 % no VPL pode ser considerado baixo.

Quanto às alterações na estratégia de produção dos modelos representativos devido à otimização, estas foram, novamente, discretas. Pequenas variações no número total de poços e nos investimentos não alteraram o perfil de risco do projeto em relação à uma situação não otimizada.

Novamente um dos modelos pessimistas (PVT3 + Barr Tot + Vpor otim + Kh pess) sofreu uma maior alteração na estratégia de produção e nos investimentos com a otimização em relação aos demais modelos representativos, sem, no entanto, invalidar os aspectos comentados.

Como no primeiro exemplo, e para a função objetivo adotada, apenas a otimização do Caso Base poderia ser feita, dispensando-se as repetitivas e trabalhosas etapas de otimização dos modelos representativos, simplificando a análise de risco sem prejuízo da sua qualidade.

Em termos de estratégia de produção, as maiores variações ocorreram em modelos representativos pessimistas, nos dois casos estudados. Por conta disso, um procedimento mais abrangente a ser adotado consiste na otimização dos modelos pessimistas inicialmente. Se grandes variações ocorrerem, aplica-se a otimização aos demais modelos.

Quanto à recuperação final de petróleo, os procedimentos de otimização da estratégia de produção não provocaram acréscimos ou reduções superiores a 1% do volume de óleo *in situ* de cada modelo de reservatório nos dois exemplos analisados.

## 8. Conclusões e Recomendações

### 8.1 Conclusões

- Foi apresentada uma abordagem para o problema de otimização da estratégia de produção em análises de risco em projetos de E&P. Partindo-se de uma metodologia de risco disponível na literatura, foi elaborado um procedimento para otimização da estratégia de produção ao longo dessa análise. O enfoque ficou restrito às incertezas quanto aos parâmetros de reservatório;
- Dois exemplos de modelos de reservatório bem diferenciados foram estudados, obtendo-se resultados equivalentes. Nos dois casos a otimização da estratégia de produção implicou num discreto aumento no valor do VPL do projeto, contidas alterações na estratégia de produção inicialmente adotada em cada exemplo e nos investimentos totais requeridos. Credita-se a responsabilidade por tais resultados à boa drenagem inicial do reservatório, obtida com o processo de seleção de malhas de poços utilizado;

- No segundo exemplo, mais heterogêneo, a presença de barreiras no meio poroso, grande incerteza quanto ao volume do modelo estrutural e dúvidas quanto à conectividade hidráulica entre os blocos do mesmo reservatório propiciou maiores ganhos no VPL e maiores alterações na estratégia de produção devido ao processo de otimização do que no primeiro exemplo, isento dessas características. Porém pode-se afirmar que, em termos qualitativos, foram verificados os mesmos resultados nos dois casos, inclusive quanto à recuperação final de óleo, que muito pouco variou em qualquer situação;
- Nos dois exemplos, a otimização da estratégia de produção dos modelos representativos gerou contidas variações no número de poços, nos investimentos e no VPL em relação à uma situação de não otimização, não alterando o perfil de risco do projeto;
- O processo de otimização da estratégia de produção, conforme proposto aqui, deve ser aplicado pelo menos ao modelo mais provável do reservatório (Caso Base), sem prejuízo da qualidade da análise de risco. Porém, já que foram observados maiores variações na estratégia de produção de alguns modelos representativos pessimistas, recomenda-se otimizar também esses modelos e, na ocorrência de grandes alterações, estender a otimização para os demais modelos representativos envolvidos. A otimização da estratégia do Modelo Base somente, ou deste e de mais alguns modelos representativos, representa uma grande simplificação na aplicação da metodologia de análise de risco;
- Em um cenário de pouca flexibilidade de mudança da estratégia originalmente escolhida, a otimização apenas do Caso Base permite que se tenha uma boa estimativa das perdas ou lucros não alcançados que um desenvolvimento sub-otimizado possa representar nas situações de realização da hipótese pessimista ou otimista, respectivamente;

- Em um cenário de maior flexibilidade, a otimização apenas do Caso Base resulta em valores de P10 e P90 conservativos, isto é, um pouco abaixo dos valores que seriam obtidos se todos os modelos fossem otimizados;
- A otimização de todos os modelos não parece necessária já que resultados mais acurados podem ser obtidos somente com a otimização dos modelos representativos. Entretanto, se a otimização dos representativos resultar em variações muito grandes, recomenda-se avaliar a otimização de outros modelos selecionados para avaliar o impacto na curva de risco;
- Numa análise de risco, é de grande importância a definição de uma boa malha de drenagem inicial como forma de, ao reduzir a possibilidade de ganhos futuros com qualquer procedimento de otimização, permitir que seja mantida uma única definição de projeto para qualquer resultado do campo.

## **8.2 Recomendações**

- Este estudo deve ser estendido a um maior leque de situações através da análise de mais e variados exemplos. Igualmente, diferentes passos de otimização devem ser propostos e testados nesses exemplos;
- Também se recomenda a utilização de metodologias automatizadas para otimização de número, locação e ordem de entrada em operação de poços, como forma de economia de tempo e recursos;

- A princípio, a metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser aplicada utilizando-se outra função objetivo, como, por exemplo, o coeficiente de retorno do projeto, o fator de recuperação ou a produção acumulada de óleo;
- Para aplicações de análise de risco a projetos reais, deve ser considerado custo variável para o sistema de produção a implantar, situação esta mais próxima da prática. Porém, podem ser obtidas variações apreciáveis do VPL de um modelo de reservatório em decorrência de pequenas mudanças oriundas da aplicação dos passos de otimização.

## **Referências Bibliográficas**

Aanonsen, S. I., Eide, A. L., Holden, L. and Aasen, J. O., Optimizing Reservoir Performance Under Uncertainty with Application to Well Location. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, Dallas, USA, SPE 30710, outubro de 1995.

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

Beckner, B. L., and Song, X., Field Development Planning Using Simulated Annealing – Optimal Economic Well Scheduling and Placement. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, Dallas, USA, SPE 30650, outubro de 1995.

Bittencourt, A. C. B. and Horne, R. N., Reservoir Development and Design Optimization. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, San Antonio, USA, SPE 38895, outubro de 1997.

Bobar, A. R., Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing, SPE 15338, janeiro de 1985.

Corbishley, D. W., Guedes, S. S., Pinto, A. C. C. and Corá C. A., Optimizing the Development of a Giant Deepwater Multireservoir Oil Field through Reservoir Simulation. In: SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, USA, SPE 51925, fevereiro de 1999.

Costa A.P.A., Schiozer, D.J.: Escolha de Atributos na Análise de Risco em Campos de Petróleo na Fase de Desenvolvimento, ENCIT, Caxambu, MG, 15-18 de outubro de 2002.

Cruz, P. S., Horne, R. N. and Deutsch, C. V., The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, Houston, USA, SPE 56578, outubro de 1999.

Damsleth, E., Hage A. and Volden, R., Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study with an Experimental Design. Journal of Petroleum Technology, pgs 1350-1356, dezembro de 1992.

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

Garb, F. A., Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon Producing Properties. Journal of Petroleum Technology, p.765-778, junho de 1988.

Guedes, S.S., Pinto, A.C.C., Cora, C.A.G., Pizarro, J.O.S., e Bittencourt, A.C., Aplicação de Análise de Incertezas no Desenvolvimento de Acumulações Petrolíferas Marginais em Águas Profundas. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP29600, Rio de Janeiro, outubro de 2000.

Guedes, S.S., Pinto, A.C.C. e Cora, C.A.G., Otimização da Malha de Drenagem com Foco na Rentabilidade – Uma Aplicação em Marlim Sul. In: III Seminário de Reservas e Reservatório da Petrobrás, Rio de Janeiro, novembro de 2001.

Jensen, T. B., Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production License. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibitions, New Orleans, USA, SPE 49091, setembro de 1998.

Loschiavo, R., *Estimativa de Incertezas na Previsão de Comportamento de Reservatórios*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 1999, 86 p., Dissertação (Mestrado).

Mezzomo, C.C., *Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 2001, 105 p., Dissertação (Mestrado).

Newendorp, P. D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1975.

Øvreberg, O., Damsleth, E. and Haldorsen, H. H., Putting Error-Bars on Reservoir Engineering Forecast. In: SPE Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, USA, SPE 20512, setembro de 1990.

Pedroso Jr., C., e Schiozer, D.J., Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios e Computação Paralela (PVM). In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP06200, Rio de Janeiro, outubro de 2000.

Prais, F. e Rodrigues, J.R.P., Utilização de Técnicas de Otimização na Área de Reservatórios. In: II Seminário de Reservas e Reservatório da Petrobrás, Rio de Janeiro, agosto de 1998.

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 de 2001.

Satter, A. and Ganesh, T., *Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach*, Tulsa, USA, PennWell, 1994.

Seifert, D., Lewis, J. J. M., Hern, C.Y. and Steel, N. C. T., Well Placement Optimisation and Risking using 3-D Stochastic Reservoir Modelling Techniques. In: SPE European 3-D Reservoir Modelling Conference, Stavanger, Norway, SPE 35520, abril de 1996.

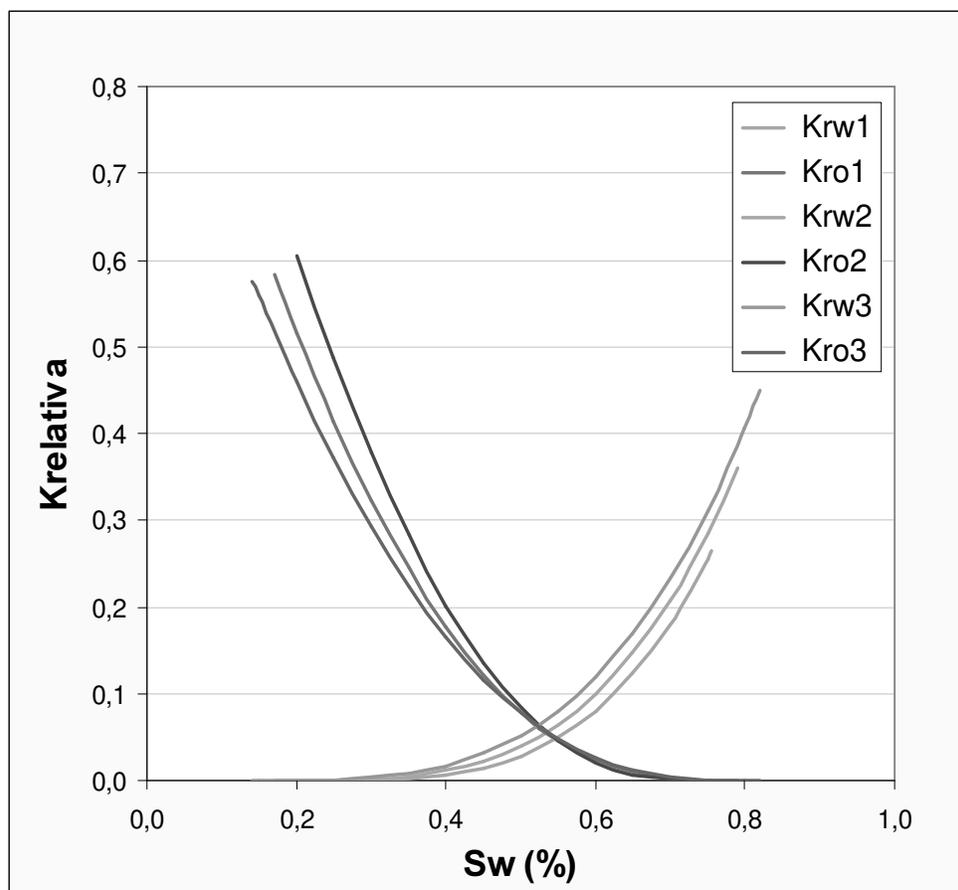
Steagall, D.E., *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação*. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, 2000. 89 p. Dissertação (Mestrado).

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 de 2001.

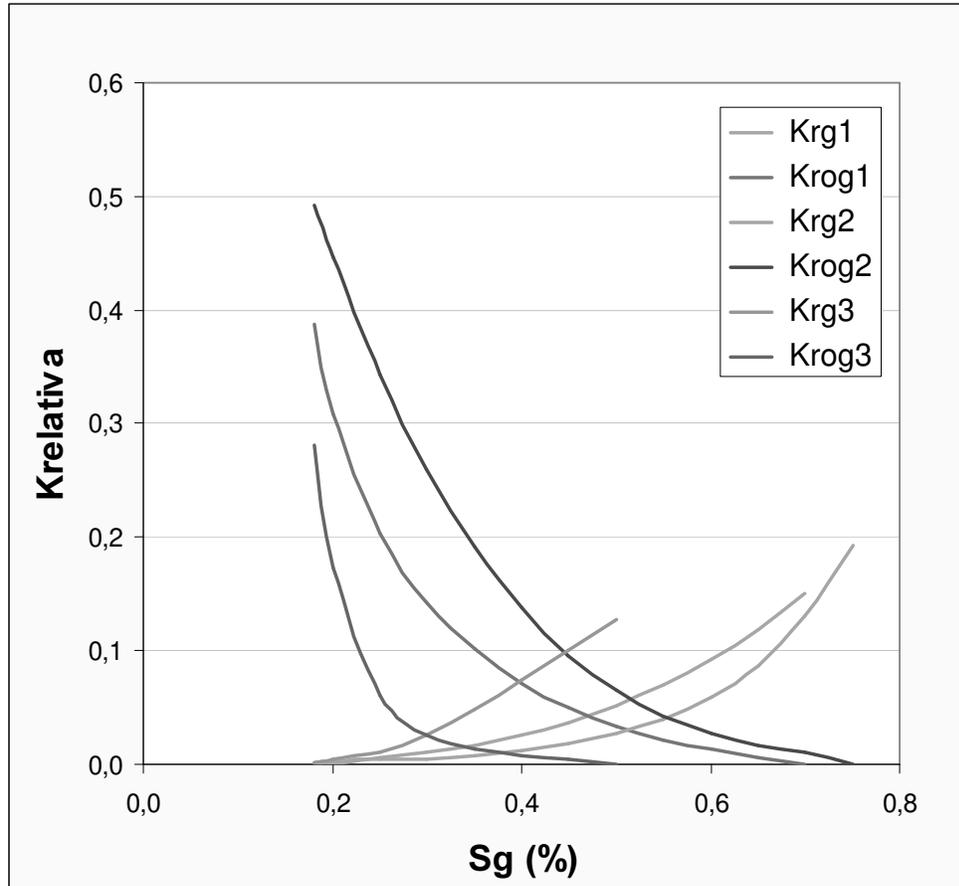
## Apêndice A - Propriedades de Reservatório

### Curvas de Permeabilidade Relativa

Sistema Óleo - Água



## Sistema Gás - Óleo



## Tabelas de Análise PVT

**Tabela do Nível PVT1 (formato de entrada para o simulador)**

Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	Propriedades do Óleo				Propriedades do Gás	
	Razão de Solubilidade (m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std)	Fator Volume de Formação (m <sup>3</sup> res/m <sup>3</sup> std)	Viscosidade (cp)	Compressibilidade (kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>	Fator Volume de Formação (m <sup>3</sup> res/m <sup>3</sup> std)	Viscosidade (cp)
36	32,8	1,199	2,05	1,40E-04	0,0336	0,0112
46	38,2	1,211	1,92	1,40E-04	0,0261	0,0118
53	42,1	1,220	1,83	1,40E-04	0,0223	0,0125
68	50,1	1,238	1,68	1,40E-04	0,0171	0,0136
81	60,6	1,262	1,55	1,40E-04	0,0129	0,0146
112	72,3	1,291	1,34	1,40E-04	0,0100	0,0153
132	81,3	1,314	1,24	1,40E-04	0,0085	0,0163
145	87,3	1,330	1,16	1,40E-04	0,0077	0,0171
163	94,9	1,351	1,09	1,40E-04	0,0069	0,0178
190	106,0	1,384	1,00	1,40E-04	0,0060	0,0188
211	113,5	1,408	0,94	1,40E-04	0,0054	0,0200
212	118,2	1,410	0,90	1,40E-04	0,0053	0,0212
232	127,3	1,433	0,81	1,40E-04	0,0049	0,0222
250	136,0	1,455	0,72	1,40E-04	0,0045	0,0231
250	136,1	1,455	0,72	1,40E-04	0,0045	0,0231
266	143,5	1,474	0,65	1,40E-04	0,0042	0,0239
275	147,9	1,485	0,61	1,40E-04	0,0041	0,0243
283	151,6	1,499	0,57	1,40E-04	0,0040	0,0247
293	156,5	1,507	0,53	1,40E-04	0,0038	0,0252
306	162,6	1,522	0,47	1,40E-04	0,0037	0,0259
318	168,5	1,537	0,41	1,40E-04	0,0035	0,0265
348	182,6	1,572	0,27	1,40E-04	0,0032	0,0280
361	188,8	1,588	0,21	1,40E-04	0,0031	0,0286

**Tabela do Nível PVT2 (formato de entrada para o simulador)**

Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	Propriedades do Óleo				Propriedades do Gás	
	Razão de Solubilidade (m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std)	Fator Volume de Formação (m <sup>3</sup> res/m <sup>3</sup> std)	Viscosidade (cp)	Compressibilidade (kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>	Fator Volume de Formação (m <sup>3</sup> res/m <sup>3</sup> std)	Viscosidade (cp)
35	31,8	1,198	2,05	1,62E-04	0,0346	0,0109
42	34,7	1,210	1,99	1,62E-04	0,0291	0,0113
49	38,0	1,210	1,91	1,62E-04	0,0245	0,0117
60	42,8	1,230	1,81	1,62E-04	0,0199	0,0123
69	46,9	1,240	1,73	1,62E-04	0,0172	0,0128
81	52,5	1,250	1,62	1,62E-04	0,0144	0,0134
94	58,5	1,270	1,52	1,62E-04	0,0123	0,0142
106	64,1	1,280	1,43	1,62E-04	0,0108	0,0148
122	71,6	1,300	1,32	1,62E-04	0,0093	0,0157
134	77,2	1,320	1,25	1,62E-04	0,0084	0,0164
148	83,8	1,330	1,17	1,62E-04	0,0076	0,0172
166	92,5	1,350	1,09	1,62E-04	0,0067	0,0182
193	105,4	1,390	1,00	1,62E-04	0,0058	0,0197
213	115,0	1,410	0,96	1,62E-04	0,0053	0,0208
219	117,6	1,420	0,94	1,62E-04	0,0051	0,0211
230	122,2	1,430	0,91	1,62E-04	0,0049	0,0217
248	130,8	1,450	0,85	1,62E-04	0,0045	0,0227
283	147,2	1,500	0,75	1,62E-04	0,0040	0,0246
317	163,1	1,540	0,65	1,62E-04	0,0035	0,0265
353	179,8	1,580	0,54	1,62E-04	0,0032	0,0285
360	183,2	1,590	0,52	1,62E-04	0,0031	0,0289

**Tabela do Nível PVT3 (formato de entrada para o simulador)**

Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	Propriedades do Óleo				Propriedades do Gás	
	Razão de Solubilidade (m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std)	Fator Volume de Formação (m <sup>3</sup> res/m <sup>3</sup> std)	Viscosidade (cp)	Compressibilidade (kgf/cm <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>	Fator Volume de Formação (m <sup>3</sup> res/m <sup>3</sup> std)	Viscosidade (cp)
16	20,3	1,134	2,38	1,56E-04	0,0753	0,0119
36	32,2	1,161	1,95	1,56E-04	0,0321	0,0126
61	46,5	1,206	1,67	1,56E-04	0,0185	0,0141
71	50,0	1,207	1,60	1,56E-04	0,0154	0,0144
107	67,9	1,254	1,32	1,56E-04	0,0101	0,0161
142	85,7	1,300	1,32	1,56E-04	0,0075	0,0179
177	103,6	1,347	1,32	1,56E-04	0,0060	0,0196
194	112,5	1,370	1,31	1,56E-04	0,0055	0,0205
213	122,0	1,395	1,30	1,56E-04	0,0050	0,0215
226	128,6	1,412	1,29	1,56E-04	0,0047	0,0221
230	130,4	1,417	1,29	1,56E-04	0,0046	0,0223
247	139,3	1,440	1,27	1,56E-04	0,0043	0,0232
251	141,3	1,445	1,27	1,56E-04	0,0042	0,0234
282	157,1	1,487	1,25	1,56E-04	0,0037	0,0249
301	166,7	1,511	1,24	1,56E-04	0,0035	0,0259
317	175,0	1,533	1,22	1,56E-04	0,0033	0,0267
324	178,5	1,542	1,22	1,56E-04	0,0032	0,0270
351	192,0	1,578	1,20	1,56E-04	0,0030	0,0284
360	196,6	1,589	1,19	1,56E-04	0,0029	0,0288

