

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

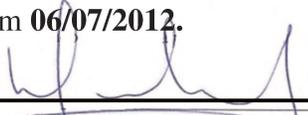
VINICIUS EDUARDO BOTECHIA

Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incertezas

CAMPINAS

2012

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **Vinicius Eduardo Botechia** pela Comissão julgadora em **06/07/2012**.



Orientador

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

Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incertezas

Autor: **Vinicius Eduardo Botechia**
Orientador: **Prof. Dr. Denis José Schiozer**

Curso: **Ciências e Engenharia de Petróleo**
Área de Concentração: **Reservatórios e Gestão**

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2012
SP – Brasil.

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

B657a Botechia, Vinicius Eduardo
Análise de desempenho de poços na seleção da
estratégia de produção de petróleo sob incertezas /
Vinicius Eduardo Botechia. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Denis José Schiozer.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Avaliação de riscos. 2. Engenharia de petróleo. 3.
Estratégia. 4. Reservatórios (Simulação). I. Schiozer,
Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Performance analysis of wells in the oil production strategy
selection under uncertainty

Palavras-chave em Inglês: Risk assessment, Petroleum engineering, Strategy,
Reservoirs (Simulation)

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Marcelo Curzio
Salomão

Data da defesa: 06-07-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

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

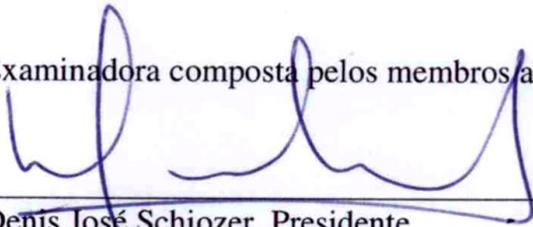
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incertezas

Autor: Vinicius Eduardo Botechia

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

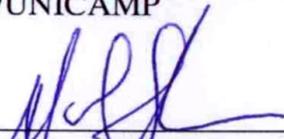
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



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



Profª. Drª. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
DEP/FEM/UNICAMP



Dr. Marcelo Curzio Salomão
PETROBRAS/E&P-PDP/CTPDP/SSUP

Campinas, 06 de Julho de 2012.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Wagner e Maria Teresa, pelo apoio e incentivo que fizeram com que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

Expresso os meus agradecimentos:

Ao Professor Denis José Schiozer, pelo profissionalismo, competência, confiança e orientação nestes anos de mestrado.

Aos pesquisadores e funcionários do UNISIM, pela ajuda prestada no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os funcionários e estagiários do departamento de engenharia de petróleo, pela dedicação e suporte prestados.

Aos amigos de mestrado e de república, pela amizade, companheirismo, ajuda e todos os bons momentos que proporcionaram ao longo destes anos.

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte financeiro.

*“Não se pode ensinar alguma coisa a um homem; apenas ajudá-lo a encontrá-la dentro
de si mesmo.”*

Galileu Galilei

RESUMO

BOTECHIA, Vinicius Eduardo. *Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incertezas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 127 p. Dissertação de Mestrado.

A seleção de uma estratégia de produção em campos de petróleo no início do desenvolvimento é uma tarefa bastante complexa, devido à grande quantidade de variáveis e incertezas envolvidas, bem como à grande quantidade de alternativas possíveis. A solução do problema depende das características geológicas do reservatório e do sistema de produção do campo. Em campos heterogêneos, a complexidade do problema aumenta, já que a quantidade de atributos incertos na caracterização destes campos é maior, aumentando os riscos envolvidos. A maioria dos trabalhos que visa selecionar estratégias de produção leva em consideração somente os indicadores de campo no processo, não aproveitando informações importantes sobre o comportamento dos poços nos cenários incertos, que é diferente para cada cenário considerado. Dessa forma, este trabalho busca tornar o processo de otimização mais eficiente e dar maior confiabilidade às soluções encontradas através da análise do comportamento dos poços nos diversos cenários. Utiliza-se o conceito de modelos representativos para considerar as incertezas envolvidas e realizar a análise, através de um cruzamento de dados entre esses modelos. Além disso, são feitas comparações entre indicadores econômicos específicos para os poços. Os resultados sugerem que através destas análises é possível obter novas alternativas na seleção da estratégia de produção, aumentando o retorno monetário médio ou diminuindo o risco associado a determinadas opções de estratégias.

Palavras-Chave

Estratégia de Produção, Análise de Risco, Análise de Decisão, Desempenho de Poços, Incertezas, Otimização.

ABSTRACT

BOTECHIA, Vinicius Eduardo. *Performance Analysis of Wells in the Oil Production Strategy Selection under Uncertainty*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 127 p. Dissertação de Mestrado.

The selection of a production strategy in oil fields in early development phase is a complex task due to many variables and uncertainties involved and the large number of possible alternatives. The solution depends on the geological characteristics of the reservoir and the production system. In heterogeneous fields, the complexity of the problem increases since the number of uncertain attributes in the characterization of these fields is higher, thus increasing the risks involved. Most studies that aim at selecting production strategies take into account only the field indicators in the process, not considering important information of the behavior of the wells in uncertain scenarios which is different for each scenario. Thus, this project seeks to make the optimization process more efficient and robust by analyzing the behavior of wells in various scenarios. The methodology uses the concept of representative models to consider the uncertainties involved and to perform the analysis through a crossing of data between these models. Furthermore, some well economic indicators are compared. The results suggest that through these analyzes is possible to obtain new alternatives in the selection of production strategy, increasing the average return or decreasing the risk associated with some options of strategies.

Key Words

Production Strategy, Risk Analysis, Decision Analysis, Performance of Wells, Uncertainties, Optimization.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	v
AGRADECIMENTOS.....	vii
RESUMO	xi
ABSTRACT.....	xiii
LISTA DE FIGURAS	xix
LISTA DE TABELAS	xxiii
LISTA DE NOMENCLATURAS.....	xxv
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação.....	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Organização da Dissertação	4
2 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 Conceitos Econômicos	5
2.1.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	6
2.1.2 Valor Monetário Esperado (VME) e Risco	7
2.1.3 Indicador Econômico do Campo (IEC) e Indicador Econômico de Poços ..	10
2.2 Análise de Risco.....	12
2.2.1 Curva de Risco	17
2.2.2 Árvore de Probabilidade.....	18

2.3	Análise de Decisão	21
2.4	Modelos Representativos (MR)	23
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
3.1	Seleção de Estratégia de Produção Determinística	27
3.2	Seleção de Estratégia de Produção Probabilística.....	31
4	METODOLOGIA	41
4.1	Metodologia Geral	41
4.2	Etapa 1 - Metodologia de Otimização da Estratégia de Produção do Caso Base	42
4.2.1	Comparação dos Resultados Utilizando Ferramentas Automáticas	49
4.3	Etapa 2 - Otimização da Estratégia de Produção dos Outros Modelos Representativos	50
4.4	Etapa 3 - Combinação das Estratégias nos Diversos Cenários e Escolha de uma Estratégia.....	50
4.5	Etapa 4 - Análise do Desempenho de Poços	51
4.5.1	Formas de Medir o Desempenho Econômico de Poços	52
4.5.2	Modificação da Estratégia Escolhida Baseada no Desempenho de Poços...	54
5	APLICAÇÃO	57
5.1	Descrição dos Modelos Geológicos	57
5.2	Parâmetros Operacionais.....	61
5.3	Parâmetros Econômicos	62
5.4	Incertezas Consideradas nos Modelos	63
5.5	Construção do Mapa de Qualidade Utilizado no Passo 2.2 (Acréscimo de Poços) da Metodologia de Otimização Determinística	65

6	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	69
6.1	Etapa 1 - Otimização Determinística do Modelo Base	69
6.1.1	Utilização de Programa para Otimização Automática	83
6.2	Etapa 2 - Otimização dos Demais Modelos Representativos.....	85
6.3	Etapa 3 - Combinação das Estratégias nos Diversos Cenários e Escolha de uma Estratégia.....	85
6.4	Etapa 4 – Análise do Desempenho de Poços das Estratégias Escolhidas	88
6.4.1	Comparação Entre os Indicadores dos Poços Produtores.....	95
6.4.2	Comparação entre os Indicadores dos Poços Injetores.....	98
6.4.3	Modificação da Estratégia Escolhida com Base no Desempenho de Poços.....	100
7	CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS.....	105
7.1	Conclusões	105
7.2	Sugestões Para Trabalhos Futuros	108
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
	ANEXO I.....	115
	ANEXO II	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Fluxo de caixa de um projeto de E&P (Ravagnani, 2008)	6
Figura 2.2 – Exemplo de Curva de Risco (Adaptado de Hayashi, 2006)	18
Figura 2.3 – Exemplo de árvore de decisão em um projeto de exploração de petróleo (adaptado de Newendorp e Schuyler, 2000).....	19
Figura 2.4 – Exemplo de cálculo de árvore de decisão (Adaptado de Newendorp e Schuyler, 2000).....	20
Figura 2.5 – Gráfico para análise decisão considerando dois indicadores (Mezzomo, 2005).	22
Figura 2.6 – Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL x FRO (Adaptado de Schiozer et al., 2004).	25
Figura 2.7 – Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL x N_p (Adaptado de Schiozer et al., 2004).	25
Figura 2.8 – Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL x W_p (Adaptado de Schiozer et al., 2004).	26
Figura 3.1 – Etapas da metodologia de seleção e otimização de estratégia de produção (Mezzomo, 2005)	37
Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia geral da dissertação.....	42
Figura 4.2 – Exemplo de um perfil típico de produção de um poço.....	44
Figura 4.3 – Exemplo do procedimento adotado no Passo 3 – modificação no posicionamento dos poços.....	47
Figura 4.4 – Combinações das estratégias simuladas nos diferentes modelos.	51

Figura 4.5 – Exemplo do método risco x retorno na análise de poços (Adaptado de Hayashi, 2006).....	54
Figura 5.1 – Mapa de porosidade da malha de matriz do modelo utilizado.	57
Figura 5.2 – Mapa de permeabilidade da malha de fratura da primeira camada do modelo utilizado.	59
Figura 5.3 – Vista lateral do modelo geológico estático utilizado no trabalho.....	59
Figura 5.4 – Curvas de permeabilidades relativas de óleo e água para (a) matriz e (b) fratura.....	60
Figura 5.5 – (a) Curva de Rs. (b) Curvas de viscosidade do óleo e Bo.	61
Figura 5.6 – Permeabilidade dos Modelos 1 e 2.	64
Figura 5.7 – Permeabilidade dos Modelos 3 e 4.	64
Figura 5.8 – Disposição das microfraturas: (a) no Modelo 1 e (b) no Modelo 2.....	65
Figura 5.9 – Disposição das microfraturas: (a) no Modelo 3 e (b) no Modelo 4.....	65
Figura 5.10 – Exemplo de cálculo das propriedades para construção do mapa de qualidade (Adaptado de Nakajima, 2003)	67
Figura 6.1 – Mapa tridimensional de porosidade mostrando a disposição dos poços para o Processo 1, com 16 produtores e 9 injetores.	70
Figura 6.2 - Mapa tridimensional de porosidade mostrando a disposição dos poços para o Processo 2, com 25 produtores e 16 injetores.	71
Figura 6.3 – Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (a) Processos 1 e (b) Processo 2.	71
Figura 6.4 – (a) N_p em função do IEC. (b) W_p em função do IEC; ambos para o Processo 1, no Passo 2.1 (retirada de poços).	74
Figura 6.5 – (a) N_p em função do IEC. (b) W_p em função do IEC; ambos para o Processo 2, no Passo 2.1 (retirada de poços).	74
Figura 6.6 – Mapas de qualidade final obtidos para os Processos 1 e 2.	75

Figura 6.7 – N_p x IEC para os Processos 1 e 2 no Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços).....	77
Figura 6.8 - W_p x IEC para os Processos 1 e 2 no Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços).....	77
Figura 6.9 – (a) Variação do número de poços com o IEC para o Processo 1. (b) Variação do número de poços com o IEC para o Processo 2.	79
Figura 6.10 – Corte de água x VPL para (a) Processo 1 e (b) Processo 2.	81
Figura 6.11 – Comparação dos resultados com CMOST.	84
Figura 6.12 – Médias e desvios-padrão dos VPL, em milhões de dólares, para as estratégias encontradas	86
Figura 6.13 – Gráfico de Risco x Retorno para as quatro estratégias.....	87
Figura 6.14 – Poço x IEPP para a Estratégia 3 simuladas nos demais modelos representativos.....	88
Figura 6.15 – Poço x IEPP para a Estratégia 4 simuladas nos demais modelos representativos.....	89
Figura 6.16 – Poço x Ordem (Ranking) – Estratégia 3.....	89
Figura 6.17 – Poço x Ordem (Ranking) – Estratégia 4.....	90
Figura 6.18 – Poço x IDP para a Estratégia 3.	92
Figura 6.19 – Poço x IDP para a Estratégia 4.	92
Figura 6.20 – Poço x Média dos IEPP para a Estratégia 3.....	93
Figura 6.21 – Poço x Média dos IDP para a Estratégia 3.	93
Figura 6.22 – Poço x Média dos IEPP para a Estratégia 4.....	93
Figura 6.23 – Poço x Média dos IDP para a Estratégia 4.	94
Figura 6.24 – VPL_p x IDP e VPL_p x IEPP para (a) Estratégia 1, (b) Estratégia 2, (c) Estratégia 3 e (d) Estratégia 4.....	96

Figura 6.25 – VPL_i x IEPI para (a) Estratégia 1, (b) Estratégia 2, (c) Estratégia 3 e (d) Estratégia 4.	98
Figura 6.26 – Risco x Retorno para os poços da estratégia 3.	100
Figura 6.27 – Risco x Retorno para os poços da estratégia 4.	101
Figura 6.28 – Risco x Retorno das estratégias, após a análise dos poços.	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Exemplo de cálculo de VME (adaptado de Newendorp e Schuyler, 2000).....	8
Tabela 4.1 – Opções de cronograma de abertura de poços	48
Tabela 5.1 – Atributos comuns aos modelos utilizados	58
Tabela 5.2 – Condições de Operação dos Poços	61
Tabela 5.3 – Parâmetro Econômicos Utilizados no Trabalho	62
Tabela 5.4 – Parâmetros incertos dos modelos representativos	63
Tabela 6.1 – Resultados do Passo 1 para os Processos 1 e 2.	72
Tabela 6.2 – Comparação dos Processos 1 e 2 ao após o Passo 2.1 (retirada de poços). ...	73
Tabela 6.3 – Comparação dos Processos 1 e 2 após o Passo 2.2 (acréscimo de poços).	76
Tabela 6.4 - Comparação dos Processos 1 e 2 após o Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços).....	78
Tabela 6.5 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Processo 1.....	80
Tabela 6.6 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Processo 2.....	80
Tabela 6.7 – Comparação da estratégia inicial com a estratégia otimizada para os Processos 1 e 2.	82
Tabela 6.8 – Resultados para os MR otimizados.	85
Tabela 6.9 – Valores de VPL, em milhões de dólares, para as combinações das estratégias nos diversos cenários.....	86
Tabela 6.10 – Valores de VME e desvio-padrão para cada estratégia.	87

Tabela 6.11 – Valores de IDP, obtidos para a Estratégia 3 em todos os modelos.	91
Tabela 6.12 – Valores de IDP, obtidos para a Estratégia 4 em todos os modelos.	91
Tabela 6.13 – Valores de IDP e VPL _p para a Estratégia 3.	95
Tabela 6.14 – Valores de IDP e VPL _p para a Estratégia 4.	95
Tabela 6.15 – Resultados obtidos nos cálculos do IDP e do VPL _p para todas as estratégias.	97
Tabela 6.16 – Resultados obtidos nos cálculos do VPL _i para todas as estratégias	99
Tabela 6.17 – Resultados de VPL do campo e dos poços, ao retirar os piores poços da Estratégia 3.	101
Tabela 6.18 – Resultados de VPL do campo e dos poços, ao retirar os piores poços da Estratégia 4.	102
Tabela 6.19 – Valores de VME e Desvio-Padrão para as Estratégias.....	102

LISTA DE NOMENCLATURAS

Abreviações

C_a – custo atualizado associado à produção de água

C_G – custo atualizado associado à produção de gás

C_O – custo atualizado associado à produção de óleo

$Inv_{\text{poço}}$ – investimento atualizado do poço

k_i^N – Valor normalizado da permeabilidade para cada célula i

N_p – Produção acumulada de óleo

N_{pp} – Produção acumulada de óleo de um poço

N_{prod} – Número de poços produtores

Q_a – Vazão de água total do campo

Q_{inj} – Vazão de injeção total do campo

Q_O – Vazão de óleo total do campo

R_G – receita atualizada de venda de gás

R_O – receita atualizada de venda de óleo

So_i^N – Valor normalizado da saturação final de óleo para cada célula i

W_{cut} – Valor aproximado do corte de água ótimo para fechamento dos poços obtido analiticamente

W_p – Produção acumulada de água

Siglas

E&P – Exploração e produção na indústria de petróleo

FC – Fluxo de caixa

FR_O – Fator de recuperação de óleo

IDP – Indicador de desempenho de poços

IEP – Indicador econômico de poços

IEPP – Indicador econômico de poços produtores

IEPI – Indicador econômico de poços injetores

MR – Modelos representativos

ROI – Retorno sobre investimento

TIR – Taxa interna de retorno

VME – Valor monetário esperado

VPL – Valor presente líquido

VPL_p – Valor presente líquido do poço produtor

VPL_i – Valor presente líquido do poço injetor

VDI – Valor da informação

VOIS – Volume de óleo *in situ*

Letras Gregas

α – variável que considera investimentos e impostos devido à produção do campo

\emptyset_i^N – Valor normalizado da porosidade para cada célula i

Ω_i – Índice de qualidade para cada célula i , por camada

Ω_f – Índice de qualidade final

1 INTRODUÇÃO

A seleção de uma estratégia de produção para a exploração de um campo de petróleo é uma das tarefas mais importantes dentro da engenharia de reservatórios. Uma estratégia de produção adequada permite que a produção seja feita de forma eficiente, maximizando o desempenho do reservatório, respeitando os limites físicos e econômicos. Entretanto, esta tarefa é extremamente complexa, pois envolve uma sequência de tomada de decisões visando atingir uma série de objetivos pré-estabelecidos e lida com um número muito grande de variáveis e incertezas.

A solução deste problema é dependente das características geológicas do reservatório (chamadas neste trabalho de atributos) e do sistema de produção do campo (chamadas neste trabalho de parâmetros). Desta forma, existe um elevado número de variáveis que influenciam na tomada de decisão, tais como propriedades de rocha e de fluido e ainda diversos parâmetros que precisam ser controlados, tais como número de poços, localização dos poços, camadas de completação, sistema de injeção de fluidos para recuperação suplementar etc.

Na seleção de uma estratégia de produção, os parâmetros podem ser analisados visando a maximização de uma função-objetivo, que representa matematicamente o objetivo global do projeto. Entretanto, cada estratégia de produção testada pode ser representada por índices econômico-financeiros (chamados neste trabalho de indicadores econômicos: valor presente líquido, taxa interna de retorno, índice de retorno do investimento etc.) ou por parâmetros técnicos (indicadores técnicos: produção acumulada de óleo e água, por exemplo).

A complexidade do problema aumenta devido aos altos riscos que envolvem os projetos de exploração e produção (E&P) de petróleo e à necessidade de se realizar grandes investimentos em cenários complexos, nos quais há uma grande quantidade de incertezas envolvidas. As principais incertezas inerentes ao desenvolvimento de campos petrolíferos são as incertezas econômicas, geológicas e tecnológicas.

As incertezas e o risco sempre estão presentes nos projetos de E&P, seja em maior ou em menor grau, dependendo da fase em que se encontra o projeto. As incertezas geológicas podem

ser mitigadas pela obtenção de novas informações sobre o campo, como levantamentos sísmicos ou dados de poços. As variáveis econômicas, por sua vez, são dependentes do dinamismo do mercado internacional. Já as incertezas tecnológicas diminuem à medida que novas ferramentas de modelagem vão sendo desenvolvidas (Hayashi, 2006). Os riscos relacionados com estes tipos de variáveis podem ser mitigados por flexibilidade operacional, permitindo que a estratégia seja adaptada à ocorrência de eventos futuros.

Em campos em início de fase de desenvolvimento, nos quais as incertezas são maiores, há maiores chances de estratégias de produção equivocadas, gastos desnecessários, prejuízos ou desenvolvimento subótimo do campo. Uma maneira de se reduzir o impacto das incertezas no desempenho do projeto é considerando-as no procedimento de seleção da estratégia de produção, além de selecionar estratégias que apresentem maior adaptabilidade diante dos diversos cenários incertos possíveis (Nogueira, 2009).

Em geral, as importantes decisões de negócios são feitas sob condições de incertezas. De acordo com Hayashi (2006), a análise de decisão traz uma nova dimensão ao considerar quantitativamente o risco e como este pode ser usado na formulação das estratégias de investimento. Em seu trabalho, a autora apresenta alguns métodos para a análise de decisão, tais como: Método do Valor Monetário Esperado e Teoria da Utilidade Multi-Atributos. Basicamente, uma forma de decisão em particular é através da avaliação do risco e do retorno, tentando maximizar o retorno e mitigar o risco em projetos de E&P.

Uma metodologia de seleção de estratégia de produção é apresentada por Mezzomo (2005), a qual é composta por etapas sequenciais manuais e automáticas, com o objetivo de se definir os itens que fazem parte da estratégia de produção, com parâmetros do plano de desenvolvimento integrados à análise de risco.

Muitos dos trabalhos direcionados a selecionar estratégias de produção, porém, levam em consideração apenas indicadores de campo. Trabalhos como o de Nakajima (2003) e Nogueira (2009) mostram que a análise de desempenho de poços é muito importante para tornar o processo mais eficiente. Entretanto, em geral, isso não é feito pela complexidade do processo, principalmente quando há incertezas envolvidas. O desempenho de poços sob incertezas pode ser

muito importante na seleção de estratégias de reservatórios muito heterogêneos, como acontece nos carbonatos, por exemplo.

1.1 Motivação

A seleção de uma estratégia de produção em campos petrolíferos é uma tarefa complexa e demorada, sendo necessário considerar várias hipóteses para encontrar a melhor solução. Este procedimento torna-se ainda mais difícil em cenários nos quais as incertezas são muito grandes. As recentes descobertas de campos na área do pré-sal mostraram que estes possuem grandes dimensões e altas heterogeneidades, o que aumenta a quantidade de atributos incertos na caracterização. Devido a esse elevado número de atributos incertos, o risco associado a cada projeto é maior e o número de simulações necessárias para a otimização de estratégias torna-se bastante elevado. Além disso, em águas ultra-profundas, onde os investimentos são maiores e a flexibilidade para mudanças é restrita, aumenta-se a necessidade de um desenvolvimento e gerenciamento adequado para os campos.

A maioria dos trabalhos existentes na literatura não leva em consideração o comportamento de poços nos diversos cenários incertos. Este comportamento é diferente para cada cenário e influencia na análise de risco. Em campos heterogêneos, há uma maior diferença entre regiões nos modelos de simulação. Portanto, um poço pode apresentar um bom desempenho em um determinado modelo e desempenho ruim em outro, dependendo das características de cada modelo. Desta forma, devem-se buscar maneiras para se melhorar o processo de otimização através da análise do comportamento dos poços em cenários incertos, fazendo com que estes tenham um melhor desempenho na média de todos os cenários considerados.

A busca por técnicas que minimizem o esforço computacional pode ser um diferencial importante para se destacar, já que a maioria das técnicas existentes demanda muito tempo e um elevado esforço computacional para estes campos. Assim, deve-se também procurar métodos de seleção de estratégias de produção mais eficientes que se apliquem a estes campos, fazendo com que o tempo computacional seja reduzido e o risco seja mitigado, mantendo a qualidade das soluções.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é apresentar uma metodologia para a escolha de uma estratégia de produção adequada em reservatórios de petróleo, considerando o impacto de incertezas no desempenho de poços para tornar o processo mais eficiente. É dada ênfase maior na verificação de tratamento específico para os poços, observando-se o comportamento nos diversos cenários possíveis, já que, para campos muito heterogêneos, o desempenho de poços pode variar muito de um cenário para outro. Além disso, alguns indicadores econômicos dos poços são comparados, de forma a identificar as maneiras mais precisas para avaliar economicamente os poços.

1.3 Organização da Dissertação

Este trabalho foi dividido em sete capítulos. No capítulo 1 foi apresentada uma breve introdução sobre o assunto abordado, incluindo a motivação e os objetivos relativos a este trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica com os principais conceitos necessários para o entendimento do trabalho, como conceitos econômicos, modelos representativos, análise de risco e análise de decisão.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica com os principais trabalhos relacionados com os assuntos abordados.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia do trabalho proposto, com os passos a serem seguidos para sua utilização.

O Capítulo 5 descreve a aplicação da metodologia proposta, detalhando os dados e premissas utilizadas e os modelos de reservatório nos quais a metodologia foi aplicada.

O Capítulo 6 traz os resultados obtidos pela aplicação da metodologia, sendo feita uma análise e discussão dos mesmos.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho e são feitas sugestões para trabalhos futuros.

2 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar os conceitos necessários para o entendimento dos assuntos abordados neste trabalho, incluindo alguns conceitos econômicos, modelos representativos, análise de risco e análise de decisão.

2.1 Conceitos Econômicos

O desenvolvimento de campos de petróleo requer altos investimentos, principalmente em águas profundas, apresentando um elevado número de incertezas, envolvendo fatores políticos, técnicos, econômicos, entre outros. Existem diversas formas de se fazer a escolha da infraestrutura de produção de um campo, com flexibilidade de escolha de muitos fatores, tais como tipo de plataforma, tipo e quantidade de poços que serão perfurados, o que resulta em diversas opções de investimentos possíveis de serem realizadas e, conseqüentemente, várias formas de aplicação de capital. Cada alternativa demanda determinados recursos e proporciona determinadas possibilidades, sendo necessário utilizar um critério de escolha do melhor investimento. Esta seção apresenta alguns indicadores econômicos que podem ser utilizados para a avaliação de projetos.

Muitas vezes torna-se importante analisar mais de um indicador para a escolha de estratégias de produção. Esta análise conjunta proporciona uma boa fundamentação para a tomada de decisões, visando à seleção da melhor alternativa, principalmente em cenários sob incertezas.

A Figura 2.1 ilustra um exemplo de fluxo de caixa de um projeto de exploração e produção de petróleo. Os principais componentes do fluxo de caixa que são utilizados nos indicadores econômicos são: produção, preços, custos operacionais, investimentos, depreciação e tributos (Ravagnani, 2008).

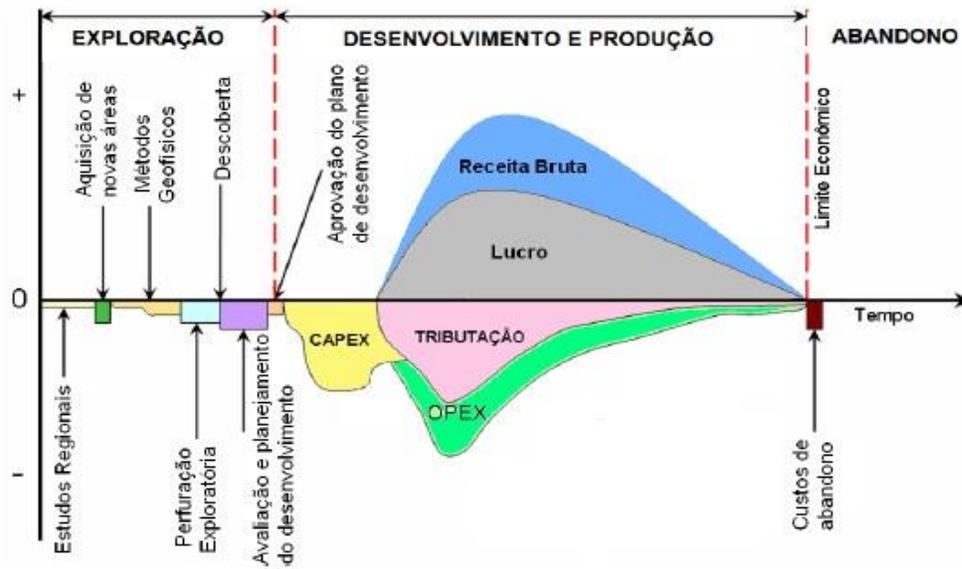


Figura 2.1 – Fluxo de caixa de um projeto de E&P (Ravagnani, 2008)

2.1.1 Valor Presente Líquido (VPL)

Existem diversos indicadores técnico-financeiros que podem ser utilizados como função objetivo para a otimização de parâmetros operacionais na elaboração de projetos de desenvolvimento de campos petrolíferos, tais como taxa interna de retorno (TIR), retorno sobre investimento (ROI), dentre outros. Entretanto, o valor presente líquido (VPL) é um dos indicadores mais utilizados por facilitar a interpretação de resultados nos processos de tomada de decisão (Bovolenta, 2010).

O VPL é obtido transportando-se todos os custos e as receitas para a sua data inicial com a aplicação de uma taxa de desconto, também chamada de taxa mínima de atratividade. Dessa forma, o VPL representa o resultado proporcionado pela realização de um projeto e é indicado para comparar alternativas para as quais estejam definidos custos e receitas diferenciadas, sendo calculado através da Equação 2.1:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad \text{Equação 2.1}$$

sendo:

VPL = Valor presente líquido;

r = Taxa de desconto ou taxa de atratividade;

FC_t = Fluxo de entradas e saídas de caixa ao longo do tempo t;

t = Período considerado.

Segundo Xavier (2004), o lucro líquido transportado para o tempo atual com a taxa de atratividade do mercado corresponde ao VPL, que seria o valor necessário para que uma aplicação financeira com esta taxa, durante períodos equivalentes, obtivesse o mesmo retorno.

2.1.2 Valor Monetário Esperado (VME) e Risco

O VPL é um bom indicador para medir o valor de um investimento, principalmente em cenários com baixos graus de incertezas. Em cenários incertos, porém, torna-se necessário reavaliar a seleção dos investimentos, incorporando as incertezas e considerando o risco na estratégia de decisão do projeto. Assim, segundo Mezzomo (2005), o valor monetário esperado (VME) é amplamente utilizado para avaliação de projetos de desenvolvimento de reservatórios de petróleo em uma análise de decisão sob incertezas.

O VME de um projeto é definido como o somatório dos valores presentes líquidos (VPL) dos cenários considerados, ponderados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência, conforme indica a Equação 2.2:

$$VME = \sum_{i=1}^n VPL_i \cdot p_i \quad \text{Equação 2.2}$$

sendo:

VME = Valor Monetário Esperado

p_i = Probabilidade de ocorrência do cenário i;

VPL_i = Valor presente líquido do cenário i;

n = Número de cenários possíveis.

O conceito baseia-se em um método de análise pelo qual as várias consequências de cada opção de decisão podem ser avaliadas e comparadas. A Tabela 2.1 mostra um exemplo simples de cálculo de VME, adaptado de Newendorp e Schuyler (2000).

Tabela 2.1 – Exemplo de cálculo de VME (adaptado de Newendorp e Schuyler, 2000)

		Alternativas de Decisão			
		Perfuração sem Parceria		Perfuração com Parceria	
Resultado	Probabilidade de Ocorrência	Valor Monetário Condicional	VME do Resultado	Valor Monetário Condicional	VME do Resultado
Poço Seco	0.4	-200.000	-80.000	0	0
Poço Produtor	0.6	600.000	360.000	300.000	180.000
			280.000		180.000



VME sem
parceria



VME com
parceria

Neste exemplo, há duas opções possíveis: perfurar o poço sozinho ou perfurar um poço em parceria com outra empresa, que arcaria com os custos de perfuração, porém obteria a maior parte dos lucros. Cada opção possui seu respectivo VPL, que é o valor monetário condicional. A chance de sucesso é de 0,6 e a de poço seco é de 0,4. Dessa forma, aplicando o conceito proposto na Equação 2.2, resulta que o maior VME ocorre no caso em que não há parceria.

Entretanto, a consideração apenas do VME como indicador pode não ser adequada, especialmente em casos de eventos únicos. Pode-se observar que o VME é menor no caso de parceria, mas o risco da operação é menor visto que a variabilidade das possibilidades é menor e a probabilidade de prejuízo é zero. Para o caso sem parceria, apesar do VME ser maior, há a chance de haver prejuízo. Esta tomada de decisão, portanto, varia de acordo com o perfil da empresa e de sua capacidade de assumir riscos. Para eventos múltiplos (não únicos), conceitos estatísticos podem ser aplicados para a tomada de decisão; por exemplo, se o problema acima

fosse hipoteticamente repetido infinitas vezes, na média, a parceria seria mais interessante, pois o risco das duas possibilidades tenderia a zero.

Há várias formas de definir o risco de um projeto. As usuais para os problemas típicos relacionados com este trabalho foram descritas por Hayashi (2006) e são mostradas abaixo.

- Desvio médio ou desvio absoluto médio: Média aritmética das distâncias (em módulo) dos valores em relação a um ponto central (a média), ponderadas pelas respectivas frequências (Equação 2.3).

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu| \cdot f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad \text{Equação 2.3}$$

sendo:

DM = Desvio médio;

X_i = Resultado possível i ;

μ = Média de todos os resultados possíveis;

f_i = Frequência de um resultado possível i ;

n = Número de resultados possíveis;

i = Índice que varia de 1 a n .

- Variância ou desvio-padrão: A variância é definida pela Equação 2.4. Já o desvio-padrão é uma medida de dispersão absoluta, sendo o valor positivo da raiz quadrada da variância, conforme mostra a Equação 2.5.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n |X_i - \mu|^2 \cdot f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad \text{Equação 2.4}$$

$$DP = \sigma = +\sqrt{\sigma^2} \quad \text{Equação 2.5}$$

- **Coefficiente de Variação:** Ao contrário do desvio-padrão, que é uma medida de dispersão ou de risco absoluta, o coeficiente de variação é uma medida de risco relativa. Seu uso é recomendado quando há comparação de dois conjuntos de dados de unidades distintas ou quando as médias estiverem muito afastadas.

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad \text{Equação 2.6}$$

Substituindo a frequência da Equação 2.4 pela probabilidade e adequando a nomenclatura para os parâmetros utilizados neste trabalho, tem-se:

$$\sigma^2 = \sum_{j=1}^n |VPL_j - VME|^2 \cdot P_j \quad \text{Equação 2.7}$$

sendo:

VPL_j = Valor presente líquido do cenário possível j ;

VME = Valor monetário esperado da alternativa;

P_j = Probabilidade de ocorrência do cenário possível j .

e:

$$\text{Risco} = +\sqrt{\sigma^2} = \sigma \quad \text{Equação 2.8}$$

2.1.3 Indicador Econômico do Campo (IEC) e Indicador Econômico de Poços

Ravagnani et al. (2011) propõem o uso do Indicador Econômico do Campo (IEC) quando não se utiliza cronograma de entrada de abertura de poços ou quando há etapas intermediárias de cálculo de desempenho com alternativas que não obedecem a restrições físicas ou operacionais e, por isso, não podem ser chamadas de VPL. O conceito do IEC é equivalente ao VPL, porém é

aplicado quando todos os poços são abertos simultaneamente no início da simulação, o que não condiz com a realidade de exploração de campos de petróleo, devido a limitações no número de sondas de perfuração. Este indicador é utilizado quando se quer analisar todos os poços em condições de igualdade, sendo avaliado o potencial econômico do campo enquanto este não possuir um cronograma de entrada de poços.

No mesmo trabalho, os autores introduzem o conceito de Indicador Econômico de Poços, cujo objetivo é avaliar o potencial econômico dos poços, considerando apenas as receitas, custos e investimentos dos mesmos, sendo desvinculados impostos e taxas agregados ao campo, que já são contabilizados no VPL.

Os indicadores utilizados para avaliar poços individuais são o IEPP (Indicador Econômico de Poços Produtores) e IEPI (Indicador Econômico de Poços Injetores). O IEPP baseia-se na soma das receitas advindas da venda de óleo e gás, menos os custos de produção e do investimento do poço. Já o IEPI é baseado na soma dos custos de injeção e do investimento do poço, conforme mostram as Equações 2.9 e 2.10 abaixo:

$$IEPP = \sum_{i=0}^T \frac{R_O + R_G - C_O - C_G - C_a - Inv_{poço}}{(1+i)^t} \quad \text{Equação 2.9}$$

sendo:

IEPP = Indicador Econômico de Poço Produtor atualizado (levado a valor presente);

R_O = Receita de venda de óleo;

R_G = Receita de venda de gás;

C_O = Custo associado à produção de óleo;

C_G = Custo associado à produção de gás;

C_a = Custo associado à produção de água;

$Inv_{poço}$ = Investimento do poço.

t = período de tempo;

T = número total de períodos de tempo;

i = taxa mínima de atratividade.

$$IEPI = \sum_{t=0}^T \frac{C_{inj} + C_{Ginj} + Inv_{poço}}{(1+i)^t} \quad \text{Equação 2.10}$$

sendo:

IEPI = Indicador Econômico de Poço Injetor atualizado (levado a valor presente);

C_{inj} = Custo associado à injeção de água;

C_{Ginj} = Custo associado à injeção de gás;

$Inv_{poço}$ = Investimento do poço.

t = Período de tempo;

T = Número total de períodos de tempo;

i = Taxa mínima de atratividade.

O resultado no cálculo do IEPI é negativo, por estarem sendo considerados apenas custos e não receitas. Desta forma, admite-se que, quanto mais negativo, maior a injeção, o que pode ser uma medida de qualidade do poço, embora esse índice seja uma aproximação, visto que não mede a eficiência da injeção. Por isso, a forma de cálculo de IEPI ainda precisa ser mais bem estudada. Uma medida do desempenho econômico dos poços injetores mais próxima do ideal poderia ser calculada numericamente realizando-se uma simulação sem o injetor e outra com o injetor, verificando-se, dessa forma, a diferença nos resultados obtidos. Porém, isso demandaria uma simulação por avaliação de cada poço cada vez que a estratégia muda, o que só se justificaria se houvesse necessidade de maior precisão no indicador.

2.2 Análise de Risco

Na exploração e produção (E&P) de petróleo, decisões devem ser tomadas levando-se em consideração os riscos envolvidos através da avaliação do impacto de incertezas no desempenho

dos campos de petróleo, aumentando a possibilidade de sucesso, quantificando possíveis perdas e identificando oportunidades. Em todas as tomadas de decisão há incertezas envolvidas, sejam elas em maior ou menor grau, havendo, dessa forma, a possibilidade de perdas. Portanto, é necessário utilizar recursos que guiem o investidor na definição da melhor opção de investimento, considerando as possíveis escolhas, suas respectivas probabilidades de ocorrência e os resultados, estes podendo ser favoráveis ou desfavoráveis. Neste trabalho, é dada uma ênfase maior aos riscos geológicos, por apresentarem maior influência no desempenho de poços no processo de recuperação de hidrocarbonetos. Além disso, este trabalho parte dos modelos representativos pré-selecionados, sendo dado um maior foco à seleção da estratégia de produção.

Segundo Mian (2002), o objetivo da análise de risco é auxiliar o tomador de decisão a pensar sistematicamente sobre problemas complexos e melhorar a qualidade das decisões resultantes, minimizando as consequências de se obter um resultado desfavorável. Dessa forma, pode-se dizer resumidamente que o propósito da análise de risco é melhorar o processo decisório, diminuindo a exposição ao risco e aumentando a probabilidade de sucesso.

Risco e incerteza são conceitos distintos e variam de acordo com a publicação. Segundo Costa (2003), incerteza é a grandeza associada à falta de conhecimento de atributos (geológicos, tecnológicos ou econômicos) cujos valores não se pode obter de maneira precisa ou para o qual exista dúvida. Risco encontra-se relacionado com a estimativa probabilística das previsões de produção com incerteza sendo sua representação aplicada através da curva de distribuição, estando, portanto, associado à incerteza no valor do retorno econômico dos projetos. De acordo com Newendorp e Schuyler (2000), a incerteza refere-se ao valor de um parâmetro poder estar contido em uma faixa de possibilidades, como por exemplo, o preço do barril do petróleo. Já o risco, segundo os autores, apresenta o potencial dos resultados serem diferentes entre si (por exemplo, o resultado da perfuração de um poço, podendo este apresentar-se seco ou produzindo).

O conceito de análise de risco aplica-se em variados setores. Na indústria de petróleo, passou a ser utilizada a partir da década de 1960, devido às dificuldades nas descobertas de jazidas de hidrocarbonetos (Xavier, 2004). A partir da década seguinte, esta técnica passou a ser fundamental na quantificação das incertezas e quantificação do risco, sendo aplicada às decisões de exploração (Newendorp e Schuyler, 2000).

Inicialmente, a análise de risco e incerteza nos projetos da indústria do petróleo era utilizada na fase de exploração, com a teoria das probabilidades na previsão de sucesso ou insucesso na perfuração de poços (Steagall, 2001). Entretanto, na fase de desenvolvimento, a importância do risco associado ao fator de recuperação de óleo pode crescer de forma significativa. Nesta fase, existem vários aspectos críticos relacionados à definição da estratégia de produção, entre os quais podemos destacar: altos investimentos, grande número de incertezas e forte dependência dos resultados associados à estratégia de produção (Hayashi, 2006).

Em geral, o impacto das incertezas é quantificado em termos de volume de óleo *in situ* (VOIS), fator de recuperação de óleo (FR_o) e indicadores econômicos (Ligero et al., 2003).

Os principais conceitos e metodologias para análise de risco na exploração de petróleo são tratados no livro de Newendorp e Schuyler (2000). Vários conceitos de probabilidade e estatística são abordados neste livro, bem como o método de análise através da árvore de derivação, a simulação pela técnica de Monte Carlo e Hipercubo Latino e alguns conceitos econômicos.

Um dos primeiros trabalhos que envolvem a análise de sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório na estimativa do fator de recuperação utilizando a simulação numérica é apresentado por Ovreberg et al. (1990). Neste caso, a análise de sensibilidade consiste na simulação de fluxo dos valores otimistas e pessimistas de parâmetro incerto, através da substituição de uma variável por vez no caso base de simulação. O objetivo desta análise de sensibilidade é obter o risco do fator de recuperação e potencial de produção através da combinação dos resultados encontrados pela técnica de Monte Carlo. Não é levada em consideração a dependência entre o modelo geológico e o desempenho do reservatório na metodologia apresentada pelos autores.

Jensen (1998) descreve uma metodologia com base na técnica da árvore de decisão para estimativa do risco em previsões de produção. Os modelos de simulação são representados por cada ramo da árvore. Através da simulação destes modelos, são obtidas as incertezas nas previsões pelo tratamento estatístico dos resultados. A metodologia é aplicada em um campo maduro no mar do Norte que já se encontrava em produção por mais de 25 anos, sendo que são analisadas as diferenças entre a produção atual e as previsões de produção. Alguns parâmetros adotados são capacidade de injeção, tempo de vida da plataforma, dentre outros.

Loschiavo (1999) procura desenvolver uma metodologia com vistas à estimativa de perfis probabilísticos de parâmetros de produção de hidrocarbonetos, permitindo considerar incertezas geológicas no desenvolvimento de campos. O modelo sedimentar é inserido através da inclusão de um número variado de realizações, o que possibilitaria levar em conta as heterogeneidades do reservatório.

A metodologia aplicada no trabalho de Loschiavo (1999) tem como fundamento a técnica da árvore de decisão, que é utilizada para definir as composições de variáveis de incerteza e as probabilidades dos diversos modelos de reservatórios resultantes, que são submetidos ao simulador de fluxo. Os resultados dessas simulações e suas probabilidades associadas são utilizados para gerar os percentis de parâmetros de produção (P10, P50 e P90) e o Valor Esperado (VE).

A metodologia apresentada por Steagall (2001) é uma evolução da desenvolvida por Loschiavo (1999) e baseia-se na simulação de diversos modelos de fluxo que representam os possíveis cenários do reservatório, através da combinação de atributos incertos que o caracterizam. Para cada atributo selecionado são atribuídos valores que representam a sua incerteza e a probabilidade de ocorrência de cada um destes níveis. Os modelos de simulação são construídos automaticamente através da técnica da árvore de decisão. Esta metodologia apresenta flexibilidade de incorporação, retirada ou substituição dos atributos incertos, possibilitando uma rápida atualização das previsões de produção com risco.

Costa (2003), em seu trabalho, objetiva definir uma metodologia através de um estudo detalhado do processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de técnicas de simplificação para acelerar o processo sem perda significativa de precisão, destacando: tratamento de atributos, combinação gradativa, agregação de atributos e uso de modelos representativos para integrar efeito de diferentes tipos de incerteza com a definição de estratégia de produção. A metodologia proposta tem sua justificativa na necessidade de um método de quantificação de incerteza e análise de risco com critérios de decisão e simplificação para comparação entre projetos e alternativas relativa ao plano de desenvolvimento, permitindo agilidade nos processos e respostas mais expressivas. A base da metodologia consiste na

validação de meios para acelerar o processo de análise de risco na fase de desenvolvimento através da quantificação de incertezas, principalmente geológicas e econômicas.

A metodologia proposta pela autora segue os seguintes passos:

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

A metodologia tem o objetivo de dar suporte às decisões com maior confiabilidade, mostrando os pontos críticos do processo e quantificando o impacto de simplificações que podem ser feitas de maneira a tornar o processo padronizado e de fácil utilização. Os resultados de dois casos estudados mostram que os critérios adotados são bons indicativos da viabilidade da metodologia, melhorando o desempenho e confiabilidade da análise de risco.

Uma abordagem recente em análise de incertezas é apresentada por Thuwaini et al. (2009). O método é aplicado em um complexo reservatório carbonático fraturado gigante com um longo histórico de produção, utilizando um modelo de dupla-porosidade. Em termos gerais, a análise de risco do reservatório é dividida em três etapas principais:

1. Seleção do Parâmetro incerto e intervalo;
2. Análise de sensibilidade;

3. Análise de risco.

A técnica de planejamento experimental e a metodologia de superfície de resposta são utilizadas para executar a análise de incertezas. O estudo conduzido pelos autores aborda com sucesso a incerteza associada com os principais parâmetros do reservatório e seus impactos nas respostas de produção.

Risso et al. (2011) aplicam e comparam a precisão dos resultados utilizando três técnicas de análise de risco: Árvore de Derivação, Monte Carlo e Hipercubo Latino. A ideia é reduzir o número de rodadas de simulação mantendo a precisão dos resultados. São considerados para o estudo quatro atributos incertos: permeabilidade vertical e horizontal, porosidade e *net pay*. As funções objetivo analisadas são: valor presente líquido, fator de recuperação de óleo, produção de óleo e produção de água. São testados 9000, 3000 e 200 sorteios. Observa-se que, para o caso estudado, a curva de risco para 9000 e 3000 sorteios são equivalentes para as três técnicas. Para 200 sorteios, a curva de risco obtida com a técnica de Monte Carlo não é equivalente àquela obtida através das técnicas da Árvore de Derivação e Hipercubo Latino. Os resultados apresentados pela técnica de Monte Carlo só são satisfatórios para casos com um grande número de ensaios, ou seja, o número de ensaios apresenta uma grande influência na qualidade dos resultados para este tipo de técnica, o que não ocorre com as outras duas técnicas. A Árvore de Derivação simplifica os cálculos estatísticos, porém não é aconselhável utilizá-la com um número grande de atributos, pois o número de rodadas de simulação aumenta exponencialmente com o número de atributos e níveis de incertezas.

2.2.1 Curva de Risco

Uma das técnicas mais empregadas para se visualizar as possibilidades de retorno financeiro ou produtivo de um projeto é a chamada curva de risco. A curva de risco é um gráfico no qual são dispostos valores decrescentes da função-objetivo com as probabilidades associadas acumuladas. Dessa forma, através deste gráfico, é possível verificar e avaliar os riscos associados a um projeto para um determinado período de tempo. Através das curvas de risco, pode-se visualizar qual projeto apresenta maior ou menor risco envolvido. Percebe-se pela Figura 2.2

abaixo que a curva de risco vermelha é a de menor variabilidade, portanto, apresenta um menor risco envolvido. Pode-se verificar que a curva vermelha proporciona um maior ganho para as maiores probabilidades de ocorrência e menores ganhos para as menores probabilidades.

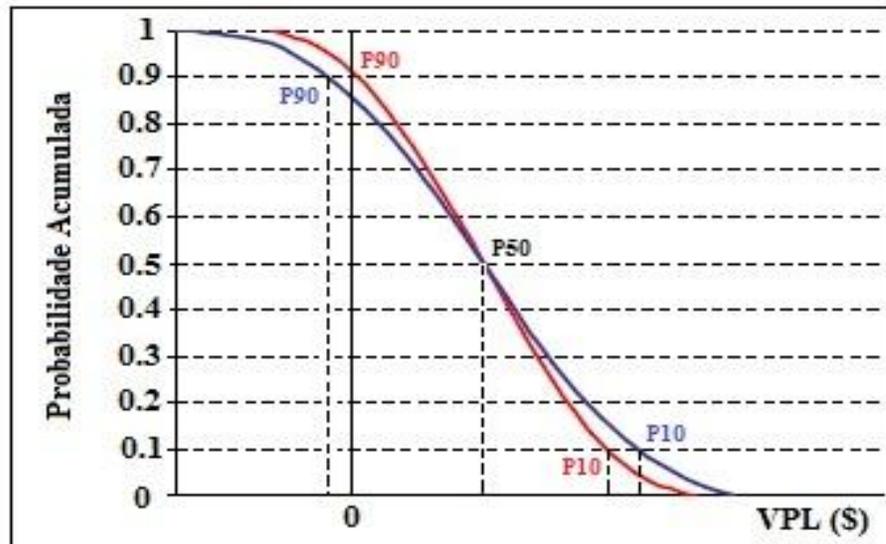


Figura 2.2 – Exemplo de Curva de Risco (Adaptado de Hayashi, 2006)

Costuma-se associar o percentil de probabilidade de ocorrência P_{10} à estimativa otimista, o P_{50} à estimativa provável e o P_{90} à estimativa pessimista. A estimativa P_n significa que há $n\%$ de chance de que o valor real seja igual ou superior ao valor estimado. Este conceito pode ser usado, por exemplo, para o cálculo de reservas com métodos probabilísticos, no qual se considera, por exemplo, o P_{90} como sendo a reserva provada, o P_{50} a reserva provável e o P_{10} como sendo a reserva possível (Steagall, 2001).

A análise de risco pode ser aplicada em diversas fases de desenvolvimento de um campo de petróleo. Existem diversas técnicas que podem ser utilizadas neste processo, tais como árvore de probabilidade, Monte Carlo e Hipercubo Latino.

2.2.2 Árvore de Probabilidade

A árvore de probabilidade geralmente é utilizada quando há discretização dos atributos em níveis que são combinados em cenários. Quando envolve apenas incertezas e combinações

probabilísticas, pode-se chamar de árvore de derivação. Quando há decisões envolvidas, é chamada de árvore de decisão. A análise envolve a construção de um diagrama que mostra todas as opções de decisão antecipadas e as probabilidades de ocorrência dos eventos (Newendorp e Schuyler, 2000).

Uma árvore de decisão é a representação de uma sequência de eventos e suas possíveis saídas. Um exemplo de árvore de decisão proposto por Newendorp e Schuyler (2000) é apresentado a seguir, conforme ilustra a Figura 2.3. Neste caso, há dúvidas da empresa quanto à perfuração de um poço na fase de exploração.

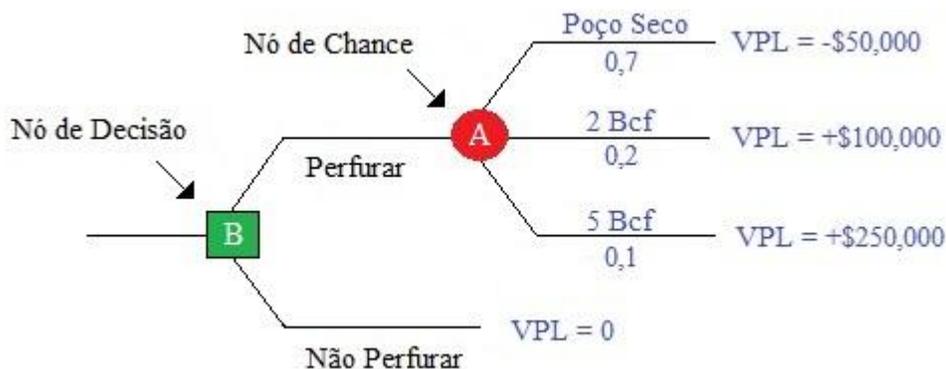


Figura 2.3 – Exemplo de árvore de decisão em um projeto de exploração de petróleo (adaptado de Newendorp e Schuyler, 2000)

A análise da árvore de decisão deve ser iniciada pela esquerda, respeitando a ordem cronológica dos eventos. Um ponto do qual dois ou mais ramos emanam é chamado de nó. Um círculo simboliza um *nó de chance*, um ponto no qual a probabilidade ou incerteza determina a saída, ou seja, estes são os pontos nos quais não há controle. Cada ramo após um nó de chance apresenta uma *probabilidade de ocorrência*, que é a chance de um resultado particular ocorrer, e é dada por um valor que varia entre zero (não há chance de um resultado ocorrer) a um (certeza da ocorrência do resultado).

Já um quadrado simboliza um *nó de decisão*, um ponto no qual o tomador de decisão escolhe qual ramo deve ser seguido, tendo controle sobre a decisão e escolhendo uma alternativa

ótima dentre as possíveis. Os pontos finais, nos quais há os valores de VPL para cada ocorrência, são chamados de *nós terminais*. Alguns autores representam os nós terminais por triângulos.

A árvore de decisão da Figura 2.3 pode ser interpretada da seguinte maneira: há uma probabilidade de 0,7 de se perfurar um poço seco, resultando em uma perda de \$50.000; uma probabilidade de 0,2 de encontrar dois bilhões de pés cúbicos de óleo, avaliadas em \$100.000 e, finalmente, uma probabilidade de 0,1 de encontrar cinco bilhões de pés cúbicos de óleo, avaliados em \$200.000. Para resolver este exemplo, primeiramente deve-se calcular o Valor Monetário Esperado (VME) para o nó de chance (A), multiplicando o VPL de cada uma das alternativas pelas respectivas probabilidades de ocorrência. Dessa forma, o VME para a decisão de perfurar é igual a \$10.000, enquanto que para a decisão de não perfurar o VME é igual a zero, conforme ilustra a Figura 2.4.

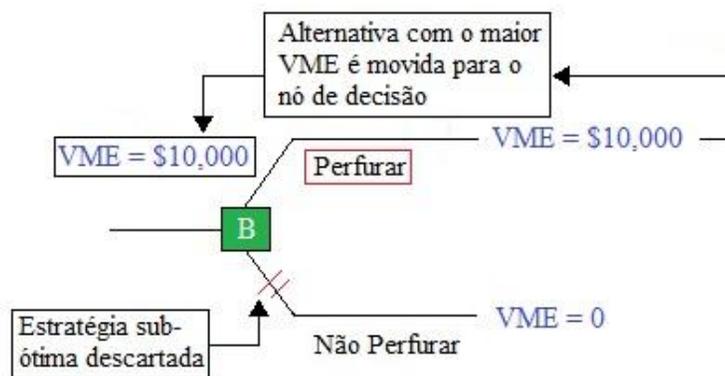


Figura 2.4 – Exemplo de cálculo de árvore de decisão (Adaptado de Newendorp e Schuyler, 2000)

Geralmente, quando não são considerados os riscos envolvidos, escolhe-se a alternativa que maximiza o VME; neste caso a alternativa escolhida seria a de perfurar o poço, que apresenta um VME de \$10.000, contra um VME igual a zero para a alternativa de não perfurar. Porém, existe um risco alto em se encontrar poço seco (probabilidade de 70%). A probabilidade de se encontrar óleo é pequena, apesar de que neste caso os ganhos seriam elevados. Assim, como já discutido no Item 2.1.2, a decisão dependeria do perfil da empresa e de sua capacidade de assumir riscos. Caso o tomador de decisão possua um perfil avesso ao risco, sua decisão mais provável seria a de não perfurar. Já um tomador de decisão com um perfil propenso ao risco, provavelmente perfuraria o poço.

Para este exemplo em particular, por se tratar de um caso muito simples, não seria necessária a construção da árvore de probabilidade, por não haver pontos de decisão subsequentes além da decisão inicial de perfurar ou não perfurar. Para casos mais complexos, com mais opções de decisão, seria necessária a elaboração de uma árvore de probabilidade com vários ramos.

2.3 Análise de Decisão

Em geral, as decisões de negócios importantes são feitas sob condições de incertezas. Os métodos antigos de “escolha” de decisão geralmente envolviam apenas considerações de fluxo de caixa, tais como taxa média de retorno do capital investido. De acordo com Hayashi (2006), a análise de decisão traz uma nova dimensão ao considerar quantitativamente risco e incerteza e como estes fatores podem ser usados na formulação das estratégias de investimento.

O livro de Newendorp e Schuyler (2000) aborda os principais conceitos sobre análise de risco e decisão na área de exploração, exploração, operações de produção, dentre outras áreas sob incertezas.

Segundo os autores, as etapas da metodologia de análise de decisão são:

- Identificar quais escolhas, ou alternativas, estão disponíveis;
- Identificar os possíveis resultados que poderiam ocorrer para cada alternativa (de decisão);
- Projetar o lucro ou perda para cada resultado possível;
- Julgar a probabilidade de cada resultado possível;
- Calcular o ganho médio ponderado (ou medida do valor) para cada escolha de decisão, onde os fatores de ponderação são as respectivas probabilidades resultantes. Este valor médio ponderado é chamado de *valor esperado* de cada alternativa de decisão e é o critério comparativo usado para aceitar ou rejeitar a alternativa.

Os autores defendem ainda as seguintes vantagens da metodologia de análise de decisão em relação aos procedimentos utilizados no passado:

- Reconhece explicitamente possíveis saídas;

- Destaca os fatores-chave, fornecendo excelentes meios para avaliar a sensibilidade de vários fatores relacionados ao projeto;
- Compara projetos com diferentes características de risco;
- Comunica claramente julgamentos sobre risco;
- Concilia decisões complexas de investimento.

É importante ressaltar que a análise de decisão não elimina o risco e a incerteza na tomada de decisões. As ferramentas dessa análise servem para avaliar, quantificar e entender o risco, proporcionando um processo lógico e consistente que possibilite minimizar a exposição ao risco e à incerteza. Além disso, as ferramentas de análise de decisão não substituem a experiência do profissional, sendo apenas um recurso auxiliar para os gerentes tomarem suas decisões.

Em seu trabalho, Hayashi (2006) apresenta alguns métodos para a análise de decisão, tais como: Método do Valor Monetário Esperado (método no qual se escolhe a opção que apresenta o maior VME), Análise de Carteira de Projetos e Teoria da Utilidade Multi-Atributos.

Uma opção adequada para uma análise de decisão considerando dois indicadores é a construção de um gráfico de Risco vs Retorno, como mostrado na Figura 2.5.

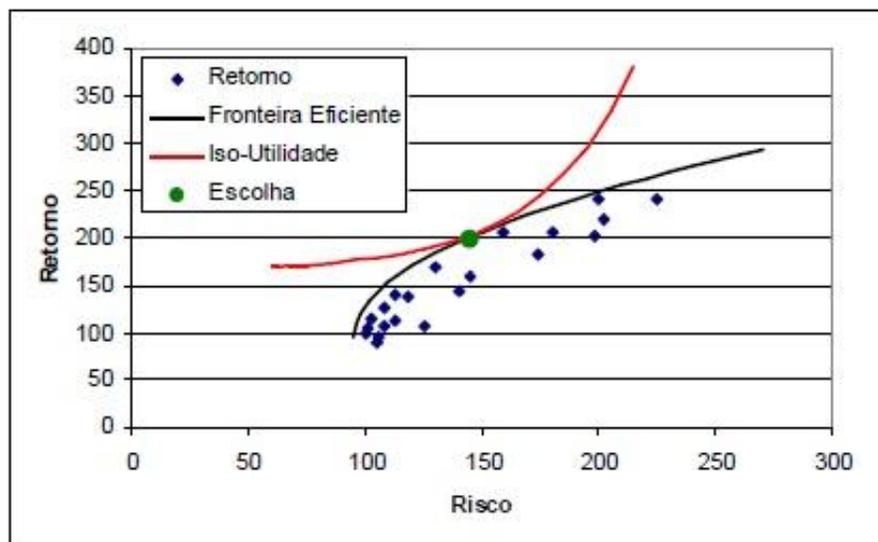


Figura 2.5 – Gráfico para análise decisão considerando dois indicadores (Mezzomo, 2005).

Para cada alternativa são mostrados os valores para os dois indicadores. Neste gráfico, a curva preta é denominada de fronteira eficiente e sobre ela estão as melhores combinações para a tomada de decisão. A curva de fronteira eficiente é estabelecida pelo tomador de decisões atendendo aos critérios estabelecidos para o projeto. A curva em vermelho é uma curva de iso-utilidade (os pontos desta curva têm a mesma preferência) e representa o compromisso estabelecido pelo tomador entre o risco a ser tomado e o cumprimento do objetivo. Essa curva é uma aproximação que modela matematicamente as preferências do tomador de decisão (podendo ser mais avessa ou mais propensa ao risco). Não há preferência entre as combinações existentes em uma mesma curva de iso-utilidade, já que cada uma fornece um mesmo nível de satisfação, ou seja, a utilidade não muda. Dessa forma, as melhores alternativas para a tomada de decisão seriam aquelas que se encontram na junção das curvas de iso-utilidade e fronteira eficiente (Hayashi, 2006).

Este gráfico é adequado quando são considerados dois objetivos ou nos casos em que uma das alternativas se encontra mais próxima da curva da fronteira eficiente. Caso se deseje considerar mais de dois objetivos (mais de dois indicadores) ou caso as alternativas se apresentem igualmente próximas da curva da fronteira eficiente, uma ferramenta mais adequada para a análise é a teoria da utilidade multi-atributos, conforme demonstra Mezzomo (2005) em seu trabalho.

2.4 Modelos Representativos (MR)

A análise de decisão envolve a estimativa de previsão de desempenho das diversas alternativas, o que se torna mais fácil com modelos discretos para o cálculo do desempenho para cada cenário. Assim, é necessário otimizar cada modelo para realizar uma análise de risco. Isto se torna inviável quando há muitos modelos, por isso, são utilizados os modelos representativos.

Os modelos representativos (MR) têm o objetivo de captar as incertezas geológicas do reservatório e a variabilidade das estratégias de produção em uma pequena quantidade de modelos. Dessa forma, esses modelos retratam os diferentes cenários possíveis a partir dos atributos considerados determinantes (com suas respectivas probabilidades de ocorrência, definidas segundo a experiência do geólogo responsável pela construção do modelo).

Segundo Xavier (2004), a seleção dos Modelos Representativos depende dos seguintes pontos:

- Do número de atributos e seus respectivos níveis passíveis de redução de incerteza - quanto maior o número desses atributos, maior o número de MR a ser selecionado;
- Da dispersão apresentada no gráfico do Valor Presente Líquido versus Fator de Recuperação de Óleo - quanto maior a dispersão dos pontos, maiores as possíveis diferenças nas estratégias de produção dos MR;
- Das probabilidades de ocorrência de cada modelo – altas probabilidades de ocorrência concentradas em determinados modelos devem ser diluídas em um número maior de modelos;
- Da precisão desejada no processo - quanto maior o número de MR, maior a precisão e confiabilidade no cálculo e;
- Do tempo disponível para a realização do cálculo do valor da informação. É importante ressaltar que o modelo base deve ser considerado como um MR.

Portanto, os MR são selecionados visando definir diferentes estratégias de produção para cada cenário, de modo que quanto maior o número de MR selecionados, maior é a garantia de otimização da estratégia de produção para o grupo. O uso de um número limitado de MR é baseado na intenção de diminuir o tempo computacional e do estudo em geral (Bovolenta, 2010).

Costa (2003) afirma que a adoção de modelos representativos na representação das incertezas geológicas e integração das mesmas com as demais incertezas é uma forma de reduzir o tempo e o esforço requeridos no processo, viabilizando de forma significativa a análise.

De acordo com Schiozer et al. (2004), o critério de seleção dos MR visa à escolha de modelos com diferenças significantes em FR_O que estejam próximos aos percentis P10, P50 e P90, e que garantam também, significantes variações em produção acumulada de óleo (N_p) e produção acumulada de água (W_p). As Figuras 2.6, 2.7 e 2.8 exemplificam uma seleção de MR:

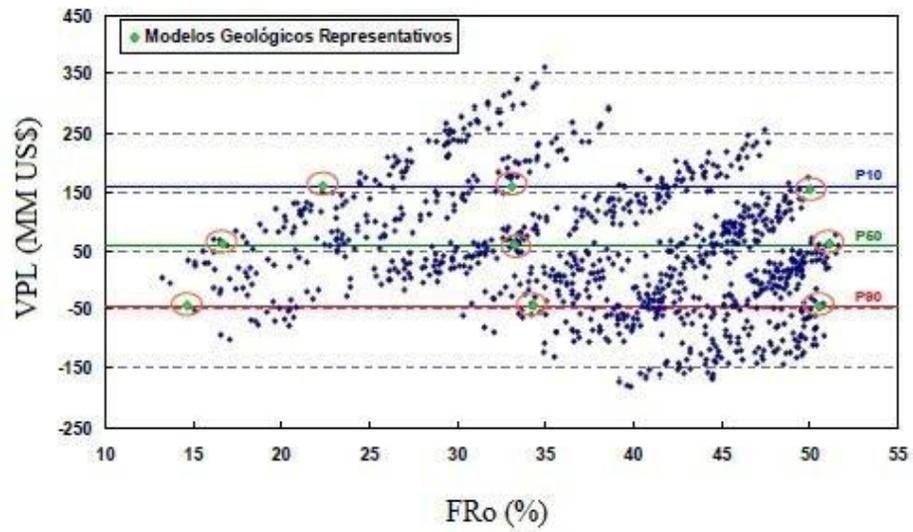


Figura 2.6 – Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL x FRo (Adaptado de Schiozer et al., 2004).

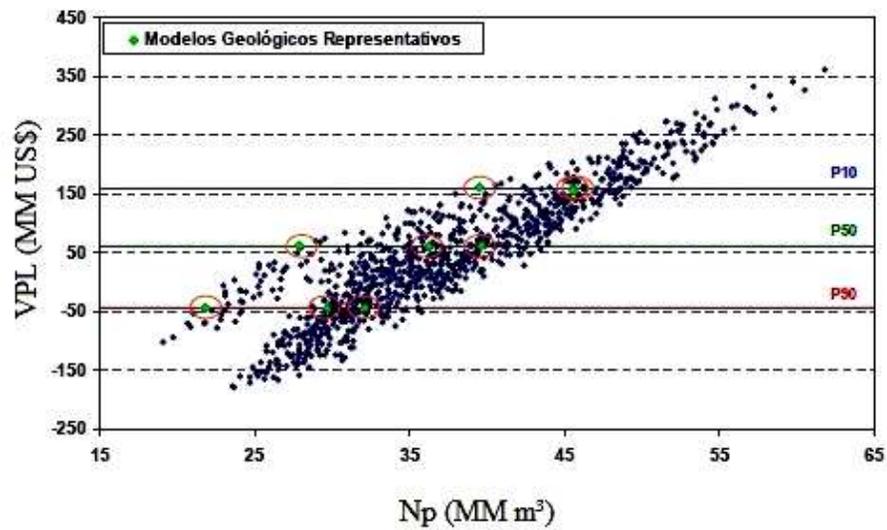


Figura 2.7 – Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL x N_p (Adaptado de Schiozer et al., 2004).

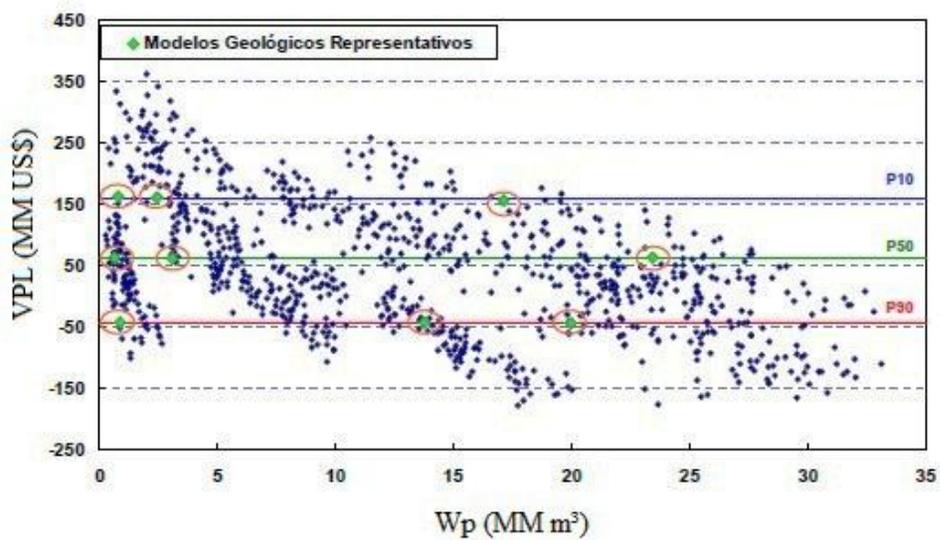


Figura 2.8 – Seleção de modelos representativos no gráfico de VPL x W_p (Adaptado de Schiozer et al., 2004).

Este trabalho, entretanto, concentra-se no processo de análise de decisão após a escolha dos modelos representativos já fornecidos, não sendo necessária a aplicação da metodologia de seleção dos mesmos.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica apresentada a seguir objetiva situar o leitor com relação à relevância e aplicação da estratégia de produção em projetos de E&P de petróleo.

3.1 Seleção de Estratégia de Produção Determinística

A seleção de uma boa estratégia de produção é uma das tarefas mais complexas dentro da engenharia de petróleo, devido à grande quantidade de parâmetros que precisam ser definidos, tais como quantidade de poços, alocação dos mesmos, sistema de recuperação etc. Dessa forma, a elaboração de estratégias ótimas para a produção de hidrocarbonetos tem sido alvo de diversos estudos. Os primeiros trabalhos que abordaram o problema da otimização de campos de petróleo datam da década de sessenta do século passado e propunham tratamentos matemáticos para parâmetros considerados críticos para a recuperação de reservatórios.

A partir da década de oitenta alguns autores passaram a utilizar a simulação numérica de fluxo para abordar o problema da otimização. Por exemplo, Nystad (1985), Damsleth et al. (1991) e Beckner e Song (1995), dentre outros autores, procuraram desenvolver metodologias para otimizar problemas relacionados com a exploração de campos produtores de petróleo. Podem-se destacar alguns aspectos comuns nestes trabalhos: simplificação do problema, busca por redução do número de simulações e variáveis de pesquisa. Uma análise econômica foi considerada em alguns casos, mas sempre de forma bastante simplificada. Um dos principais objetivos destes trabalhos era identificar os parâmetros de entrada que apresentavam uma maior influência no cálculo das funções-objetivo e, dessa forma, efetuar a otimização.

O trabalho de Nystad (1985) investigou alguns parâmetros operacionais necessários para a otimização de projetos conceituais para campos de petróleo, tais como: razão de depleção (capacidade de produção, incluindo os aspectos de vazão de máxima eficiência) e distribuição geográfica da capacidade total de produção (densidade de poços, número de plataformas etc.),

inseridos de forma integrada na função-objetivo definida para o estudo. Foi utilizado um quadro de simplificações para a construção dos cenários econômicos aplicados ao estudo. O autor propôs que o lucro máximo para um projeto fosse determinado em função dos seguintes parâmetros: vazão de produção, preço do petróleo, quantidade de petróleo produzido, custo de produção e fator de desconto.

Damsleth et al. (1991) utilizaram planejamento estatístico para adquirir algumas informações importantes a respeito do comportamento da função-objetivo em relação a alguns aspectos do reservatório (permeabilidades horizontal e vertical, volume de óleo *in situ*, curvas de permeabilidade relativas, compartimentação do reservatório etc.) com um número reduzido de simulações. Dessa forma, ao invés da simulação numérica, foi possível realizar o processo de otimização através de uma aproximação polinomial (metamodelo ou *proxy model*) em lugar da simulação numérica.

Beckner e Song (1995) utilizaram algoritmos para otimização da alocação e do cronograma operacional para os poços produtores, objetivando maximizar o VPL total de um projeto de desenvolvimento de um campo. Foi feita uma analogia com o problema clássico do “caixeiro viajante”, no qual a distância total percorrida é otimizada. Nesta analogia, as locações dos poços correspondem às cidades e o cronograma de perfuração/completação corresponde ao cronograma da viagem. Chegaram à conclusão de que a aplicação de um espaçamento uniforme entre os poços é adequada para o desenvolvimento de campos sob recuperação primária. Também foi verificado um impacto significativo dos custos variáveis associados aos poços e das heterogeneidades relativas às propriedades geológicas do reservatório na definição da localização dos poços ao longo do processo de otimização do VPL do projeto.

Pedroso Jr. (1999) desenvolveu uma metodologia para se obter o número ideal de poços que devem ser perfurados, e suas respectivas localizações, no desenvolvimento de campos produtores de hidrocarbonetos no estágio inicial de exploração, utilizando o programa PVM (*Parallel Virtual Machine*) para acelerar o processo. O procedimento foi automatizado utilizando-se dois programas. O primeiro programa processava os resultados fornecidos pela simulação de fluxo e realizava o cálculo da função-objetivo (valor presente líquido) gerando uma listagem com a classificação dos poços (em ordem decrescente). O segundo programa preparava

o arquivo de entrada para a simulação seguinte obedecendo aos critérios estabelecidos. Essa automatização possibilitou uma diminuição significativa no tempo requerido pelo processo.

Wang et al. (2002) apresentou uma técnica de otimização para a atribuição de taxas de produção e de *gas-lift* para poços de grandes campos sujeitos a taxa de fluxo múltiplo e restrições de pressão. O problema foi abordado utilizando um algoritmo de programação sequencial quadrática, que foi baseado em um algoritmo de otimização não-linear. O método proposto foi testado em muitos exemplos e os resultados mostraram que o método permitiu lidar com as interações de fluxo entre os poços e poderia ser aplicado a uma variedade de problemas de diferentes complexidades e tamanhos.

Nakajima (2003) e Cavalcante Filho (2005) utilizaram o conceito de mapa de qualidade para aplicação na seleção e otimização de estratégias de produção. O mapa de qualidade é uma ferramenta que auxilia o gerenciamento de reservatórios, fornecendo informações sobre o campo que auxiliam a determinar os melhores locais para se alocar um poço, indicando as regiões com maior potencial de produção de um reservatório. Este conceito foi introduzido por Cruz et al. (1999) e seu trabalho apresenta uma metodologia para obtenção do mesmo, no qual um único poço é simulado em cada célula do modelo em cada rodada de simulação. Este método exige um grande número de simulações e enorme esforço computacional.

O objetivo específico do trabalho de Nakajima (2003) foi propor uma metodologia para auxiliar o processo de otimização do desempenho de poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo. Os principais passos da metodologia proposta foram: escolha do cenário econômico, construção do mapa de qualidade, análise da estratégia e alterações nos poços da lista de prioridades. Reservatórios com diferentes características foram avaliados para tornar a metodologia mais abrangente.

Foram apresentados, ainda, três métodos de construção do mapa de qualidade: método por simulação numérica, método analítico e método por sistema *fuzzy*. Foi demonstrado que o mapa de qualidade mostrou-se útil no processo de otimização, por permitir que decisões relacionadas às alterações na estratégia de produção fossem feitas de forma mais segura e com maior probabilidade de acerto. O autor ainda ressalta que não há necessidade de grande precisão na obtenção do mapa de qualidade quando este for utilizado como variável auxiliar no processo de

otimização. Por isso, pode-se optar por uma solução aproximada que necessite de menor tempo computacional.

Já o foco do trabalho de Cavalcante Filho (2005) foi propor metodologias confiáveis a fim de acelerar o processo de geração do mapa de qualidade. Em seu trabalho, diversos métodos de geração foram desenvolvidos e avaliados segundo suas vantagens e desvantagens. Entre estes métodos, podemos destacar: método de simulação numérica por varredura, método de simulação numérica por poços produtores fixos, método de simulação numérica por poços produtores e injetores fixos e método analítico.

A metodologia proposta pelo autor supracitado consistiu basicamente de três etapas. Na primeira, foram definidos diferentes modelos de reservatório, diversos métodos de geração e três funções-objetivo, que seriam estudadas nas etapas seguintes. Na segunda etapa, chamada de validação, foram usados modelos teóricos para estudar mais profundamente os métodos propostos, com o objetivo de identificar as características (vantagens, desvantagens e particularidades) de cada um. Na terceira etapa, denominada de aplicação, os métodos que apresentaram o melhor desempenho na etapa anterior foram utilizados em um modelo de reservatório baseado em um campo real. Os resultados mostraram que, dentre os métodos testados, o método que abre diversos produtores e injetores simultaneamente apresentou a melhor relação tempo de geração/confiabilidade.

Barreto (2009) avalia que o corte de água é um parâmetro importante na operação de campos petrolíferos e pode ser usado como critério de fechamento de poços produtores. Esta decisão tem influência direta no desempenho econômico do campo e de outros poços. Se um processo de escolha de estratégia de produção está sendo realizado, a escolha inadequada do valor do corte de água pode subavaliar a estratégia, podendo desfavorecê-la em relação a outras. Dessa forma, o autor apresenta as seguintes correlações através das quais é possível obter um valor aproximado do corte de água ótimo, utilizando alguns fatores econômicos:

$$W_{cut} = \frac{Po - Co - (n * Cinj)}{Po - Co + Ca}$$

Equação 3.1

e

$$Q_{inj} = n(Q_o + Q_a)$$

Equação 3.2

sendo:

Po = Preço do óleo por volume (\$/L³)

Co = Custo de produção de óleo (\$/L³)

Cinj = Custo de injeção de água (\$/L³)

Ca = Custo de produção de água (\$/L³)

n = Razão entre a injeção e a produção de líquidos

Qo = Vazão de óleo total do campo (L³/T)

Qa = Vazão de água total do campo (L³/T)

Qinj = Vazão de injeção total do campo (L³/T)

Ravagnani et al. (2011) aplicaram um processo manual com a finalidade de determinar uma estratégia de produção otimizada baseado nos parâmetros técnico-econômicos considerados para este estudo. Os autores procuraram estabelecer um arranjo ótimo de poços no reservatório, alocando inicialmente um grande número de poços na malha de simulação e posteriormente retirando manualmente poços produtores e injetores de baixo desempenho.

3.2 Seleção de Estratégia de Produção Probabilística

Através de um enfoque probabilístico na previsão de produção de campos de petróleo, é possível obter a quantificação do impacto das incertezas e do risco nas estimativas relacionadas ao desempenho do reservatório, como o volume de óleo produzido, fator de recuperação ou na obtenção de indicadores econômicos de um projeto. Dessa forma, vem crescendo a utilização da análise de risco nas áreas de E&P da indústria de petróleo, ao invés de uma única resposta determinística (Steagall, 2001).

Em campos que se encontram no início da fase de desenvolvimento as incertezas são maiores, aumentando a chance de se utilizar uma estratégia de produção equivocada. A seleção de uma estratégia de produção sob a ótica probabilística permite uma melhor otimização dos planos de desenvolvimento, evitando gastos desnecessários, prejuízos ou desenvolvimento subótimo do campo.

Harding et al. (1996) descreveram a aplicação de técnicas de pesquisas estocásticas para o desenvolvimento de esquemas de produção de um grupo de campos de óleo e gás. O objetivo era a maximização do valor presente líquido total. Foram descritas várias técnicas utilizadas para pesquisar o espaço-solução para possíveis combinações de produção, entre elas algoritmos genéticos, *simulated annealing* e programação quadrática sequencial, com base em um conjunto de dados indicativos do desenvolvimento do campo. As técnicas mostraram formas possíveis de alcançar aumentos significativos no valor presente líquido.

Faya (2001) apresentou uma metodologia simples para construir um modelo probabilístico de previsão de produção para um prospecto com muitas camadas ou para a avaliação de um campo com muitos prospectos. Através de simulações estocásticas, são realizadas distribuições para o perfil de produção, despesas operacionais (OPEX), despesas de capital (CAPEX) e todas as previsões incluídas na produção e avaliação econômica são obtidas. Os passos sugeridos pelo autor para obtenção do modelo são:

1. Análise geral, avaliando as diferentes possíveis formas para desenvolver o campo;
2. Construir um modelo simplificado usando árvores de decisão;
3. Identificar cada variável de entrada e curvas de distribuição;
4. Construção de um modelo geral;
5. Identificar variáveis de saída (previsões);
6. Considerar dependências entre as variáveis de entrada;
7. Efetuar uma simulação a fim de detectar as variáveis de entrada que mais afetam a saída desejada;
8. Substituir distribuições de entrada que afetam menos a previsão desejada por valores determinísticos.
9. Realizar a simulação;

10. Analisar os resultados.

Segundo o autor, este método consistiu na fusão de um programa de avaliação econômica convencional com um programa de análise de risco para fazer simulação estocástica. Os resultados destes modelos propiciaram uma visão global do problema e os riscos envolvidos, sendo que os prós e contras do projeto puderam ser melhor compreendidos e a comparação dentro de uma carteira de projetos pôde ser realizada.

Santos (2002) estudou o impacto da estratégia de produção em análise de risco. Foi desenvolvida uma metodologia manual para otimização da estratégia com o objetivo de maximizar o VPL do projeto, através de uma sequencia de ações aplicadas ao modelo de simulação e descrita a seguir:

- Remover poços produtores que apresentem VPL negativo;
- Reordenar cronograma de entrada em operação a partir do VPL individual dos poços;
- Avaliar a possibilidade de realocação de poços produtores ou injetores;
- Remover os injetores menos importantes;
- Desativar canhoneios com produção de óleo desprezível;
- Remover produtores de menor expressão;
- Converter produtores em injetores.

Caso, ao aplicar um passo, ocorresse ganho no valor da função objetivo, a modificação era preservada no modelo de simulação e o passo seguinte era executado. Caso contrário, o modelo era mantido e o passo seguinte seria executado. Como forma de maximizar a otimização, cada modelo foi submetido ao conjunto de passos de otimização uma segunda vez, ao fim da qual se considerava que a otimização havia sido concluída.

A metodologia de análise de risco utilizada pelo autor consistiu basicamente em: definição dos atributos incertos, montagem de um modelo base para simulação, análise de sensibilidade para seleção dos atributos críticos, montagem e simulação de todos os modelos possíveis com os atributos incertos, cálculo do VPL de cada modelo e escolha dos modelos representativos. Em seu trabalho foram estudados dois casos: um reservatório turbidítico da Bacia de Campos e outro reservatório heterogêneo com forte incerteza quanto ao modelo estrutural e quanto à conectividade hidráulica entre os blocos.

Xavier (2004) desenvolveu e aplicou uma metodologia de cálculo do valor da informação (VDI) durante as fases de avaliação e desenvolvimento de campos de petróleo. O VDI é um recurso capaz de quantificar a relevância das informações para reduzir o risco do projeto. Seu trabalho objetivou, dessa forma, quantificar a relevância, do ponto de vista econômico, de se obter novas informações. Primeiramente, foi feita uma análise de risco do projeto através da geração de curvas de risco, então a árvore de derivação foi construída, de forma que a suposta obtenção da informação transformasse a mesma em árvore de decisão, ou seja, o que era uma possibilidade passou a ser uma decisão. Modelos representativos foram escolhidos e otimizados, para então ser calculado o VME com informação e sem informação e, finalmente, foi calculado o valor da informação. A metodologia foi aplicada em três exemplos, sendo dois casos teóricos, e um caso real complexo, visando o cálculo do VDI para um caso utilizando a simplificação do processo. Os resultados indicaram que a precisão do cálculo do VDI depende do número de MR e a melhor forma de avaliação é através da aplicação das melhores estratégias em todos os cenários. Uma boa aproximação do VDI pode ser obtida pelo procedimento de inclusão gradativa de MR até a estabilização dos resultados.

Um aprimoramento da metodologia proposta por Xavier (2004) foi realizada por Bovolenta (2010), através da implementação de um processo assistido de seleção e otimização de estratégia, incorporando flexibilidade operacional ao projeto, através da redução do número de poços secos e dimensionamento mais preciso de estratégias de produção e facilidades. A metodologia foi aplicada em dois casos: o primeiro caso no qual o único atributo incerto é o modelo estrutural, cujo objetivo era validar a metodologia automatizada de otimização e seleção da estratégia de produção; o segundo exemplo possuía quatro atributos incertos e a metodologia foi aplicada de forma completa. Os resultados indicaram que na fase inicial do desenvolvimento, o dimensionamento mais apurado das estratégias e facilidades de produção possui impacto direto no valor monetário esperado do projeto, que se reflete no VDI e na análise de risco, o que aumenta a precisão e valor destas ferramentas em projetos com alto grau de incertezas associadas.

Pham et al. (2003) descreveram uma estratégia de desenvolvimento com injeção de água periférica para um grande reservatório carbonático com muitas heterogeneidades. O processo de desenvolvimento foi dividido em duas fases. Na primeira fase selecionou-se um esquema de

desenvolvimento que foi o mais rentável em relação ao patamar de produção, recuperação de óleo e conformidade com água injetada, utilizando uma série de modelos de simulação.

A segunda fase consistiu na análise de sensibilidade e avaliação de riscos para diferentes parâmetros de reservatório, tais como densidade de fraturas e conectividade, tamanho do aquífero e razão k_v/k_h . Os parâmetros mais sensíveis com relação à recuperação de óleo foram identificados para testar a robustez e o ajuste fino do plano de desenvolvimento. Poços foram perfurados e testados em um esforço para validar a estratégia de desenvolvimento. O uso de planejamento experimental neste trabalho reduziu o número de simulações necessárias para a avaliação de sensibilidade e análise de risco. Através de análises de probabilidade foram identificados e classificados os parâmetros mais sensíveis do reservatório, o que ajudou a orientar o desenvolvimento do campo.

Cullick et al. (2004) apresentaram um sistema que possibilitasse otimizar reservatórios e gerenciar alternativas de decisão sob incertezas, de forma que os riscos associados pudessem ser gerenciados. O sistema integra um algoritmo estocástico, simulação de reservatórios por diferenças finitas e cenários econômicos. O objetivo da otimização neste trabalho foi maximizar o valor presente líquido médio até determinada tolerância ao risco. As incertezas consideradas foram o volume do reservatório, a qualidade do óleo, a produtividade e os custos.

Os autores aplicaram a metodologia em um exemplo que consistia na possibilidade de uma empresa desenvolver uma nova área que continha três unidades de reservatórios separadas, chamadas de Unidade 1, Unidade 2 e Unidade 3, sendo que cada uma delas poderia ter até quatro poços perfurados. A companhia procurava maximizar o VPL com três decisões: (1) o ano para começar a produção para cada unidade, (2) o número de poços que seriam perfurados em cada unidade (podendo variar de zero a quatro poços) e (3) a capacidade de processamento de óleo para cada unidade (podendo variar de zero a 20000 STB/dia). A Unidade 1 possuía altas incertezas, a Unidade 2 possuía um nível médio de incertezas, enquanto a Unidade 3 possuía baixos níveis de incertezas, sendo que a incerteza era caracterizada pela variância das características. Parâmetros com alta incerteza tinham maior variância quando comparados com parâmetros com baixo grau de incerteza. As incertezas dos parâmetros foram representadas por funções densidade-probabilidade contínuas (log normal, normal e distribuições triangulares). Os

autores sugeriram como forma de reduzir as incertezas referentes à Unidade 1 a aquisição de novos dados, através de avaliações de poços, sísmica etc. Devido aos investimentos feitos para se adquirir esses dados, o VPL do projeto passou a ser um pouco menor, porém o risco foi reduzido substancialmente, com um aumento da taxa de retorno correspondente.

Wences e Tomas (2005) abordaram uma metodologia para determinar a melhor estratégia de exploração de campos de petróleo usando análise de risco. Alguns modelos de reservatórios calibrados foram gerados para representar os cenários pessimista, provável e otimista. Uma metodologia determinística foi combinada com modelagem estocástica e análise de risco econômica para melhorar o processo de tomada de decisão sob incertezas. A metodologia completa determinava a melhor estratégia de exploração indicando o processo de recuperação mais apropriado que poderia ser implementado, o número ótimo de poços adicionais para serem perfurados, suas localizações e a vazão ótima de injeção. A aplicação desta metodologia resultou numa redução sistemática do risco econômico, assim como o maior valor presente líquido foi alcançado através de uma redução nos custos de capital (CAPEX).

Mezzomo (2005) apresentou uma metodologia de seleção de estratégias de produção composta por etapas sequenciais manuais e automáticas, com o objetivo de se definir os itens que fazem parte da estratégia de produção, propondo, assim, um procedimento que pudesse ser aplicado a um vasto conjunto de reservatórios, provendo uma base para a escolha de uma alternativa que se mostrasse mais adequada para o desenvolvimento inicial do campo. A metodologia proposta pela autora foi estruturada em uma sequência de etapas, proporcionado flexibilidade e robustez.

O processo de seleção possuía caráter iterativo e permitia que algumas fases fossem revistas e otimizadas novamente, sem necessidade de sequência da ordem indicada. A metodologia consistiu de quatro etapas principais e fases contidas em cada uma das etapas, conforme mostra a Figura 3.1 e é descrito a seguir:

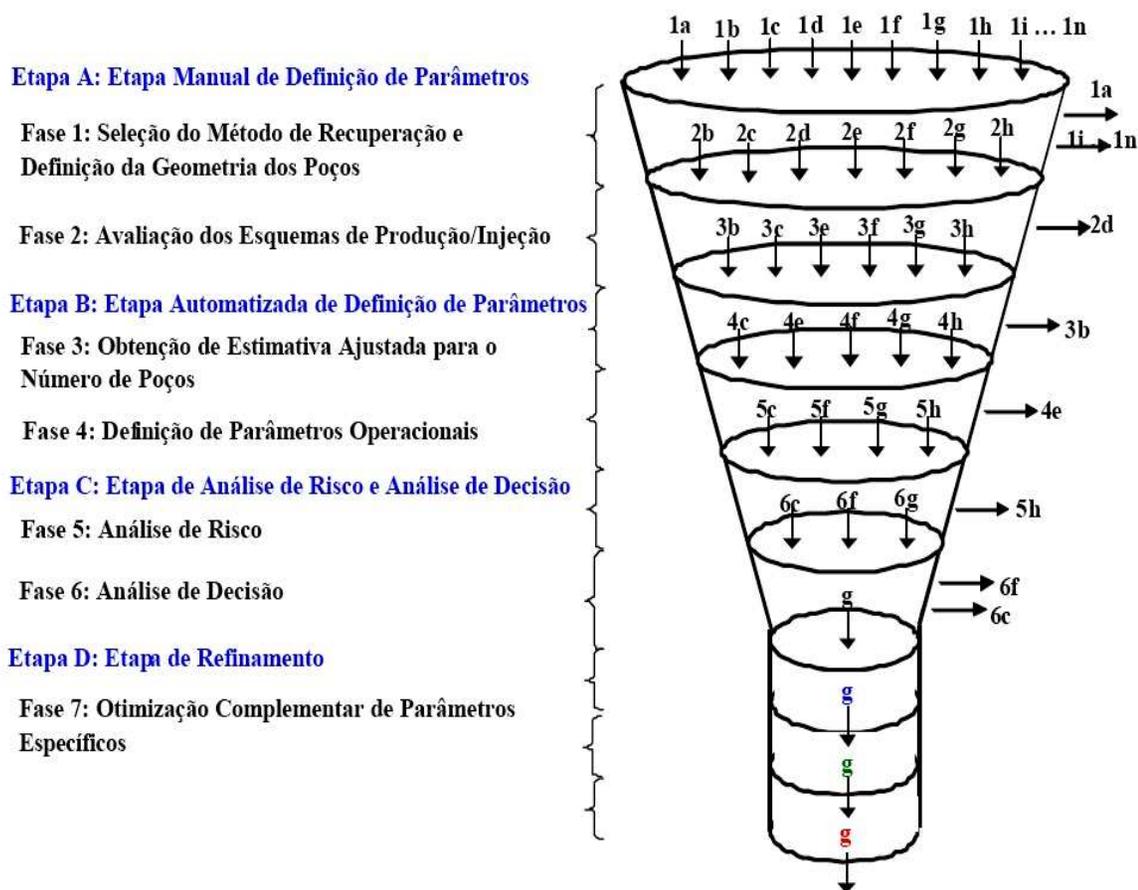


Figura 3.1 – Etapas da metodologia de seleção e otimização de estratégia de produção (Mezzomo, 2005)

Etapa A: Etapa Manual de Definição dos Parâmetros Básicos.

Esta etapa foi dividida em duas fases. Na primeira, há a definição do método de recuperação a ser empregado, baseado nas características do reservatório, nas propriedades de fluidos e a geometria dos poços.

A segunda fase foi construída para avaliação dos esquemas de produção/injeção. Diferentes configurações de produção/injeção foram propostos e avaliados de acordo com o método de recuperação, com o tipo e geometria dos poços, considerando os recursos técnicos e econômicos disponíveis.

Etapa B: Etapa Automatizada de Definição dos Parâmetros Básicos.

A etapa seguinte do procedimento proposto envolveu a definição automatizada dos parâmetros de desenvolvimento. Esta etapa também foi subdividida em duas fases: a Fase 3 consistiu na obtenção de uma estimativa ajustada para o número de poços produtores e injetores que iriam compor cada alternativa do quadro resultante da definição da etapa anterior, considerando a função-objetivo proposta para o estudo e procurando obter um equilíbrio entre o esforço computacional e a confiabilidade dos resultados.

Se o processo visasse à avaliação de diferentes estratégias, ou a determinação do fator ótimo de recuperação, nesta etapa o processo poderia ser encerrado. Por outro lado, se o objetivo do processo fosse a avaliação de risco ou a avaliação da sensibilidade da estratégia de diferentes cenários técnicos ou econômicos, as próximas etapas deveriam ser seguidas a fim de se obter melhores e mais completas soluções.

Etapa C: Etapa de Análise de Risco

Nesta etapa, as alternativas selecionadas após a execução da fase são submetidas à uma análise de risco (Fase 5) e uma análise decisão (Fase 6). A Fase 5 teve como objetivo a avaliação do impacto das incertezas geológicas e econômicas sobre a escolha da estratégia de produção, sendo realizada a Fase 6 em seguida, de acordo com os objetivos e prioridades do projeto.

Etapa D: Etapa de Refinamento

Esta etapa teve como objetivo melhorar a alternativa selecionada após a análise de decisão. Esta etapa deveria ser executada em casos onde se verificasse a necessidade de uma otimização complementar de um grupo específico de parâmetros da alternativa selecionada, que as análises realizadas na fase 5 indicassem exercer uma influência muito significativa na função-objetivo estabelecida. A avaliação dos resultados gerados após a execução desta fase deve proporcionar um melhor entendimento da interação entre estes parâmetros críticos e da sua atuação combinada no comportamento da função-objetivo.

Sancho et al. (2007) propuseram uma metodologia para um plano de desenvolvimento de estratégia no campo Señal Picada, localizado na Argentina, com o objetivo de aumentar a produção de óleo no curto prazo baseado num modelo simples estocástico. Os autores destacaram

que a simulação numérica é uma das mais importantes ferramentas no monitoramento de campos maduros, porém dependendo das heterogeneidades e da precisão dos dados, ela pode ser substituída ou complementada com uma análise baseada em estatísticas e gerenciamento da produção. O campo Señal Picada foi descoberto em 1963 e produziu por recuperação primária por mais de 12 anos, até que, em 1976, foi iniciado um processo de recuperação secundária, mas sem muito sucesso. Neste campo, devido às heterogeneidades dos dados, que eram maiores do que o inicialmente previsto, e também devido à falta de dados de pressão confiáveis e à vasta extensão do reservatório, a construção de um modelo numérico preciso do campo todo levaria muito tempo. Dessa forma, em 2002, foi construído um modelo numérico de um bloco, equivalente a 30% da produção total do campo, porém as premissas consideradas na construção deste modelo eram demasiadamente simplificadas, levantando questionamentos se ele seria bom o suficiente para descrever e gerar mais planos de desenvolvimento para áreas adjacentes do reservatório.

Assim, o uso de estatísticas e análise de dados ofereceu uma visão precisa do comportamento do campo. Complementando esta avaliação com os resultados do simulador numérico, o incremento da produção de óleo pôde ser acelerado, maximizando a taxa de retorno do campo. A metodologia proposta neste estudo implicava na fusão de práticas de conformidade de diferentes reservatórios com análise estatística das propriedades das rochas para resolver o problema da produção excessiva de água e melhorar a eficiência de recuperação. Foram feitas a identificação e análise das principais variáveis para estimar o volume de hidrocarbonetos no local, identificar o comportamento de fluxo de fluidos nas condições de produção e injeção, e prever a recuperação total sob diferentes cenários, técnicas e estratégias de otimização, utilizando analogias e abordagem estatística. Usando o modelo probabilístico, as reservas de óleo foram re-estimadas, sendo obtido um aumento de 12% no valor total em relação ao que havia sido calculado inicialmente e um novo plano de desenvolvimento com 24 poços foi considerado para os dois anos subsequentes à conclusão do estudo. Os autores concluíram, dessa forma, que, considerando os preços do petróleo, o tempo de locação e características dos reservatórios, a seleção de um modelo estocástico pode ultrapassar o uso de um modelo numérico, a fim de otimizar a rentabilidade de campos maduros.

Nas metodologias convencionais de otimização, os VPL das estratégias geralmente são otimizados independentemente para cada modelo representativo, considerando um único cenário econômico. Uma nova abordagem considerando todos os modelos representativos e cenários econômicos adotados simultaneamente foi apresentada por Nogueira (2009). A ideia desta nova abordagem é disponibilizar mais informações a respeito do desempenho da estratégia nos diversos cenários, permitindo, dessa forma, uma melhor tomada de decisão. Além disso, há a tendência da estratégia de produção definida por esta abordagem ser melhor adaptável às incertezas geológicas e econômicas. Dessa forma, o autor propôs uma metodologia de otimização probabilística de estratégias de produção baseada em algoritmos genéticos, visando reduzir o número de simulações necessárias para maximizar o valor monetário esperado (VME). Esses algoritmos genéticos empregam um processo sequencial evolutivo, cujos indivíduos utilizam informações obtidas em simulações anteriores para melhorar o processo de otimização.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo, é descrita a metodologia desenvolvida neste trabalho, cujo objetivo é melhorar a eficiência do processo de otimização de estratégias de produção através da análise do desempenho de poços, em campos heterogêneos e em cenários sob incertezas. Primeiramente, é descrita a metodologia geral da dissertação, constando a sequência de etapas seguidas para atingir os objetivos propostos. Em seguida, é detalhada a metodologia proposta para otimização da estratégia, sendo que esta é dividida em quatro etapas, conforme descrito a seguir.

4.1 Metodologia Geral

A Figura 4.1 mostra um fluxograma contendo as etapas principais da dissertação, na qual a metodologia para otimização e seleção da estratégia de produção é dividida em quatro etapas. A Etapa 1 consiste no desenvolvimento de uma metodologia de otimização de estratégia de produção de forma determinística, aplicada a um caso base para validação. A Etapa 2 baseia-se na aplicação da metodologia proposta na etapa anterior nos modelos representativos (abrangendo a variabilidade dos cenários geológicos possíveis). Na Etapa 3, é feita a combinação das estratégias encontradas nos diversos cenários, ou seja, a estratégia otimizada de cada modelo é simulada nos demais modelos, de forma que possa ser feito um cruzamento de dados. Nesta etapa, também é feita uma análise de decisão inicial, indicando quais estratégias seriam as mais indicadas para serem escolhidas.

A Etapa 4 consiste em fazer uma análise do comportamento dos poços considerando diferentes formas de avaliação de desempenho econômico. Esta etapa pode levar a uma nova análise de decisão com ênfase nos poços, para que a estratégia escolhida possa ser melhorada, ou para confirmar se a estratégia escolhida está realmente adequada, dando maior robustez ao processo. Também nesta etapa é realizada uma comparação entre indicadores econômicos de poços.

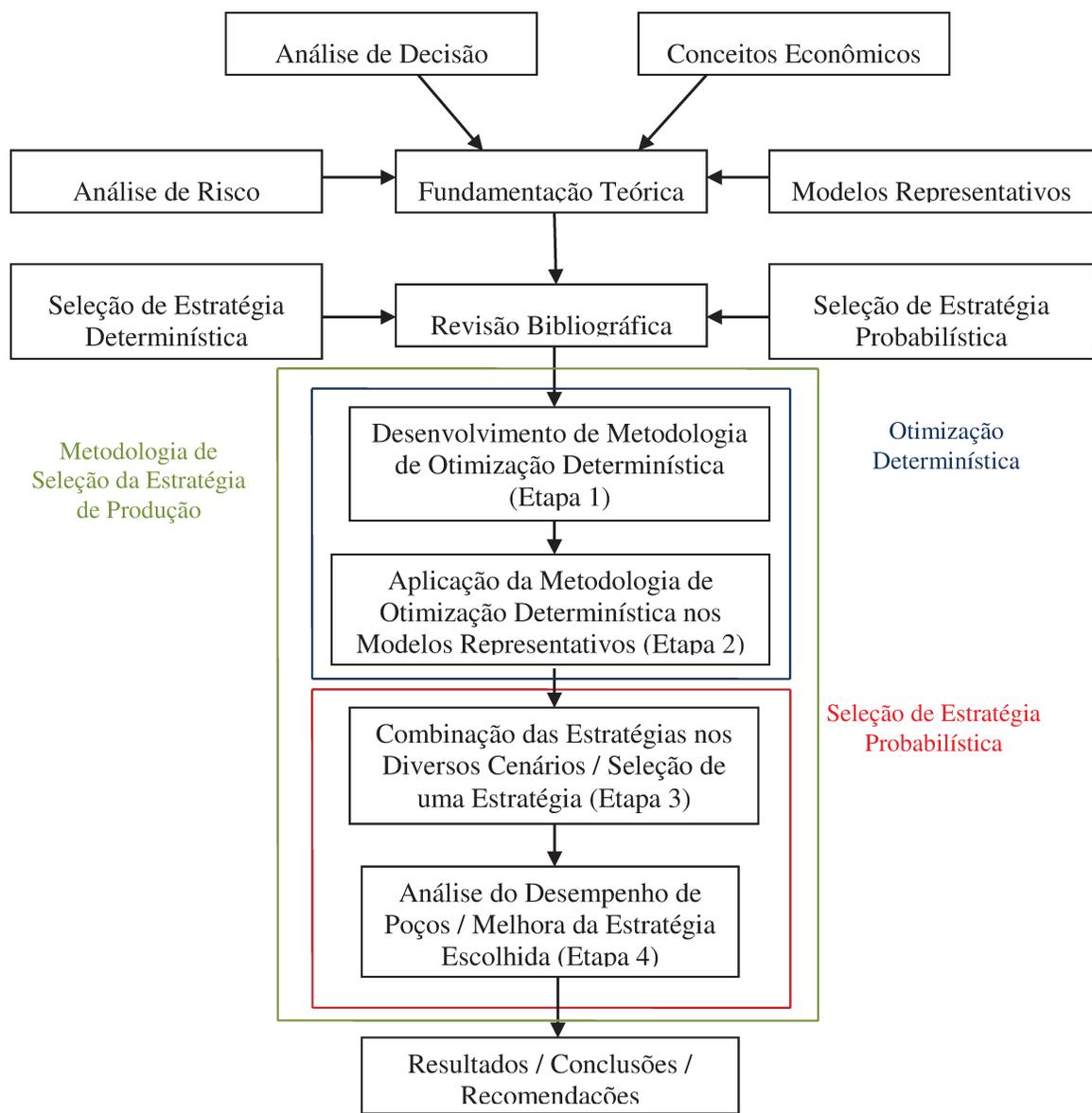


Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia geral da dissertação.

4.2 Etapa 1 - Metodologia de Otimização da Estratégia de Produção do Caso Base

Nesta seção, é apresentada uma metodologia assistida para otimização de estratégia de produção de forma determinística, aplicada em um caso base, baseado nos trabalhos de Santos (2002) e Mezzomo (2005). Esta metodologia está estruturada em cinco passos principais:

- Passo 1: Definição de um esquema base de produção e otimização da restrição de produção de líquidos da plataforma;

- Passo 2: Otimização do número de poços;
- Passo 3: Modificação no posicionamento dos poços;
- Passo 4: Inserção do cronograma de abertura de poços;
- Passo 5: Otimização do corte de água de fechamento dos poços.

Esta divisão em passos sequenciais proporciona flexibilidade ao processo, ou seja, o procedimento proposto pode ser adaptado à necessidade de cada projeto. O fato de se utilizar um processo assistido proporciona um controle manual do processo, com possibilidade de automatização de algumas etapas, como os Passos 2 e 3, por exemplo, o que mantém o número de simulações controlado. A realização de otimização de estratégias de produção de forma manual faz com que se haja um ganho de sensibilidade em relação ao problema, fazendo com que sejam conhecidos os aspectos que mais impactam no desempenho da estratégia (Nogueira, 2009), porém, a utilização de um processo de otimização manual limita-se a um número reduzido de testes possíveis e pode ser inviável dependendo da quantidade de estratégias a serem otimizadas, do tempo requerido e da demanda por simplificações no procedimento.

Nesta etapa da metodologia, nos Passos de 1 a 3, a função-objetivo utilizada para a otimização da estratégia é o Indicador Econômico do Campo (IEC), pois não há cronograma de abertura de poços, conforme explicado no Item 2.1.3. A partir do Passo 4, no qual há cronograma de abertura de poços, a função-objetivo é o valor presente líquido (VPL). As incertezas não são consideradas nestes passos, já que isto ocorre somente na seleção da estratégia de produção probabilística, descrita no Item 4.2. A seguir são detalhados os passos do processo de seleção da estratégia determinística.

Passo 1: Definição de um Esquema Base de Produção e Otimização da Restrição de Produção da Plataforma.

Primeiramente, é necessário definir um esquema base de produção, com um número inicial de poços. Uma alternativa utilizada neste trabalho é fazer uma estimativa de um número inicial de poços. Para se fazer esta estimativa, adota-se o seguinte procedimento:

1. Estimar um fator de recuperação para o campo. Isto pode ser feito através de correlações matemáticas existentes na literatura; algumas correlações são apresentadas no Anexo I. Esta estimativa também pode ser realizada por analogia a outros campos, através da análise das características do modelo utilizado, caso não seja encontrada uma correlação adequada para o tipo de modelo em questão. Não é necessário haver uma grande precisão nesta estimativa, já que esta parte não é crítica e não afeta de maneira significativa a execução dos passos seguintes.
2. A Figura 4.2 mostra um exemplo de um gráfico típico de produção acumulada de um poço (N_{pp}). Com este dado e com o volume de óleo *in situ* (VOIS) do campo, fornecido no modelo de simulação, pode-se estimar o número de poços produtores de acordo com a Equação 4.1:

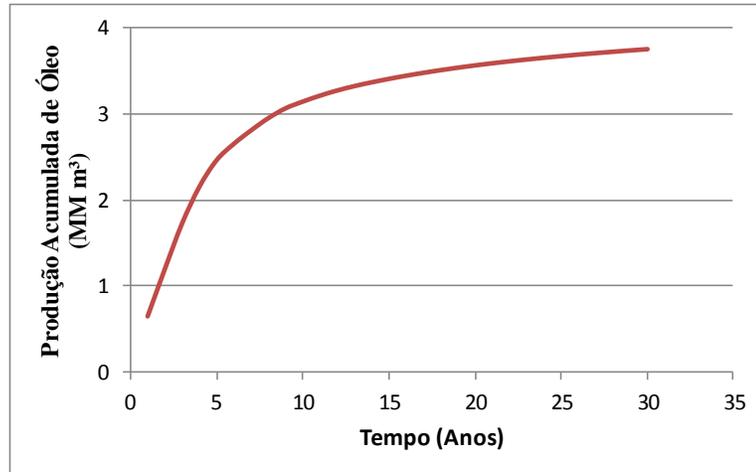


Figura 4.2 – Exemplo de um perfil típico de produção de um poço.

$$N_{prod} = \frac{VOIS * FR_O}{N_{pp}}$$

Equação 4.1

sendo:

N_{prod} = Número de poços produtores;

VOIS = Volume de óleo *in situ*;

FR_O = Fator de recuperação de óleo;

N_p = Produção acumulada de óleo de um poço.

Vale ressaltar que essas são apenas estimativas iniciais, não sendo necessária uma grande precisão nos valores obtidos. A vantagem em se utilizar um número de poços mais adequado ao modelo de simulação logo no início do procedimento de otimização é a maior probabilidade de se precisar de um menor número de simulações no processo por já estar perto do número ideal de poços. Neste trabalho, é dada uma ênfase maior na posição dos poços, já que este é um dos itens mais importantes e que exercem grande influência no processo em campos heterogêneos. Para dar maior robustez à metodologia e para testar a necessidade de precisão na estimativa inicial, neste trabalho o processo é realizado utilizando duas estratégias iniciais diferentes, com diferentes números de poços.

De posse de uma configuração base de produção/injeção, realiza-se uma simulação sem restrição de produção de líquidos para avaliar o potencial do reservatório. Além disso, todos os poços são abertos simultaneamente para que se possa medir o desempenho de todos eles de maneira igual, possibilitando uma comparação mais justa entre eles. Por isso, o índice usado para a otimização nesta primeira etapa é chamado de indicador econômico do campo (IEC) ao invés de valor presente líquido (VPL), já que essa abertura simultânea de poços não condiz com a realidade econômica de exploração dos campos petrolíferos.

A partir destes dados, realizam-se algumas simulações com diferentes valores de restrição de produção de líquidos da plataforma. O investimento necessário em plataforma, neste trabalho, é em função da capacidade da produção de líquidos da plataforma, conforme será descrito no próximo capítulo, portanto uma maior capacidade de produção requer maiores investimentos, fazendo com que, a partir de certo ponto, a produção adicional não cubra esses investimentos. Dessa forma, é adotado o valor de produção de líquidos da plataforma que apresente o maior IEC nesta etapa inicial.

Passo 2: Otimização do Número de Poços.

O segundo passo consiste em se obter um número ótimo de poços. Esta etapa foi dividida em duas partes, descritas a seguir:

Passo 2.1: Retirada dos Poços com Pior Desempenho.

Este passo consiste na retirada dos poços do modelo de simulação para avaliar sua influência no IEC. Com um esquema base de produção definido no Passo 1, os poços produtores são classificados por ordem crescente de IEPP e os injetores por ordem crescente de IEPI. Então, retira-se o poço produtor que apresenta o menor IEPP, ou seja, aquele que apresenta o pior desempenho econômico. Caso ocorra um ganho na função-objetivo, essa modificação é preservada no modelo de simulação. Em seguida, faz-se o mesmo com os poços injetores, começando com aquele que apresenta o pior IEPI, retirando um poço injetor em cada rodada de simulação. Caso a retirada de um injetor resulte em aumento do IEC, o modelo sem este injetor é preservado e passa-se para uma nova rodada. Após ter sido testada a retirada dos injetores, passa-se para o próximo poço produtor, repetindo-se este procedimento até que a retirada dos poços não resulte mais em aumento da função-objetivo.

Passo 2.2: Acréscimo de Poços em Regiões com Maior Potencial de Produção.

Este passo consiste em adicionar poços em regiões com maior potencial de produção, baseado em um mapa de qualidade, que é uma ferramenta que auxilia o gerenciamento de reservatórios, fornecendo informações sobre o campo que auxiliam a determinar os melhores locais para se alocar um poço, indicando as regiões com maior potencial de produção de um reservatório. O conceito de mapa de qualidade foi introduzido por Cruz et al (1999) e seu trabalho apresenta uma metodologia para obtenção do mesmo, no qual um único poço é simulado em cada célula do modelo em cada rodada de simulação. Este método exige um grande número de simulações e enorme esforço computacional. Já Nakajima (2003) e Cavalcante Filho (2005) apresentam outras formas para obtenção do mapa de qualidade. A forma de construção do mapa neste trabalho é detalhada no Item 5.5 do próximo capítulo.

Assim, deve ser adicionado um poço produtor por rodada de simulação em cada região com maior potencial de produção, segundo o mapa de qualidade. Quando o acréscimo do poço resulta em um aumento na função-objetivo analisada, ele é mantido no modelo, e passa-se para a próxima rodada. O procedimento é repetido até que todas as regiões tenham sido analisadas. Em seguida, testa-se também o acréscimo de um injetor por rodada de simulação, em cada uma

dessas regiões, mantendo-se no modelo aqueles poços injetores que resultarem em aumento de IEC.

Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços.

Neste passo, todos os poços são movidos para outras células próximas do modelo de simulação, para avaliar a posição e sua influência no valor da função-objetivo. Esta etapa é muito importante em reservatórios heterogêneos, já que o desempenho dos poços é influenciado diretamente pelas heterogeneidades existentes no modelo. Após testar o poço em outras células, adota-se aquele posicionamento que resulte em um maior IEC.

A Figura 4.3 ilustra este procedimento. Assim, no exemplo da figura, o poço é movido alternadamente para as outras quatro células do modelo, ou seja, é feita uma simulação para cada posicionamento do poço. A posição adotada é aquela que apresenta o maior IEC, dentre as cinco posições possíveis neste exemplo. A quantidade de posições testadas depende do tempo e dos recursos computacionais disponíveis e da precisão requerida nos resultados. Tanto os poços produtores quanto os injetores são submetidos a este procedimento.

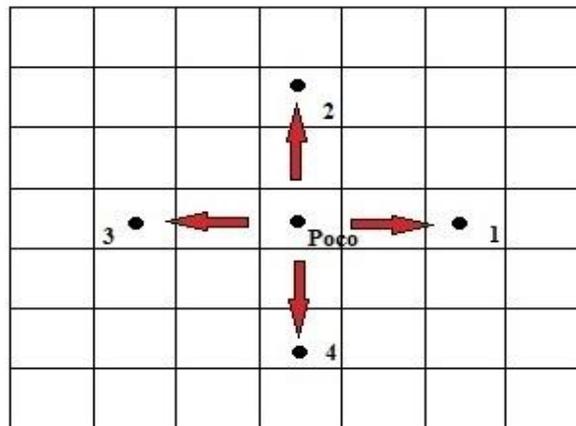


Figura 4.3 – Exemplo do procedimento adotado no Passo 3 – modificação no posicionamento dos poços.

Passo 4: Inserção do Cronograma de Abertura de Poços.

Neste passo, deve-se inserir um cronograma de abertura dos poços. A partir de agora a função-objetivo passa a ser denominada por VPL. A tendência é que os valores de VPL sejam menores que os de IEC, já que a inserção de um cronograma para a abertura dos poços faz com

que haja uma demora a mais para que seja produzida certa quantidade de hidrocarbonetos. Neste trabalho, são testadas três opções de perfuração segundo o tipo de poço, sempre considerando a abertura de um poço a cada 30 dias. Estas opções são: abertura de um produtor e um injetor (Opção 1.1), abertura de dois produtores e um injetor (Opção 2.1) e abertura de um produtor e dois injetores (Opção 1.2). Estas opções são combinadas com dois tipos de cronograma de abertura conforme o desempenho dos poços: Opção A (começando pelo poço de melhor desempenho, medido através do IEPP) e Opção B (começando pelo poço de pior desempenho). Combinando todas as opções se obtém seis opções no total, conforme mostra a Tabela 4.1. O critério para abertura dos injetores é a proximidade com os poços produtores que vão sendo abertos.

Pode-se primeiramente verificar se o cronograma exerce grande influência no processo testando as Opções 1.1.A e 1.1.B. Se os resultados não forem muito distintos, significa que o cronograma não exerce uma influência tão grande nos resultados finais, caso contrário, uma análise mais aprofundada, com mais opções de cronograma, devem ser testadas.

Tabela 4.1 – Opções de cronograma de abertura de poços

Opção	Descrição
1.1.A	Abertura de um produtor e um injetor, começando pelo maior IEPP (um poço a cada 30 dias)
2.1.A	Abertura de dois produtores e um injetor, começando pelo maior IEPP (um poço a cada 30 dias)
1.2.A	Abertura de um produtor e dois injetores, começando pelo maior IEPP (um poço a cada 30 dias)
1.1.B	Abertura de um produtor e um injetor, começando pelo menor IEPP (um poço a cada 30 dias)
2.1.B	Abertura de dois produtores e um injetor, começando pelo menor IEPP (um poço a cada 30 dias)
1.2.B	Abertura de um produtor e dois injetores, começando pelo menor IEPP (um poço a cada 30 dias)

Passo 5: Uso do Corte de Água para Fechamento dos Poços no Processo de Otimização.

A partir de certa quantidade de água produzida há prejuízo do desempenho econômico do campo como um todo. Assim, deve ser encontrado um valor de corte de água para fechamento dos poços quando isso ocorrer. Neste passo, é feito um procedimento para otimização usando o valor de corte de água para fechamento dos poços. Primeiramente, pode-se calcular um valor aproximado do valor ótimo do corte de água através das Equações 3.1 e 3.2, propostas por

Barreto (2009). De posse do valor calculado através destas correlações, realizam-se algumas simulações com valores próximos e adota-se aquele que apresentar o maior VPL.

O processo de seleção da estratégia de produção determinística termina através da escolha do corte de água ótimo para o caso estudado. Alguns passos podem ser repetidos com a finalidade de se obter maior precisão nos resultados. Neste trabalho, esta repetição dos passos é mostrada nos resultados como um refinamento da estratégia.

4.2.1 Comparação dos Resultados Utilizando Ferramentas Automáticas

Neste trabalho, o caso otimizado é submetido ao software comercial CMOST®, da CMG, com a finalidade de comparar os resultados. Este software faz um processo de otimização automático, realocando os poços em várias posições do modelo de simulação, de forma aleatória, porém em uma faixa de variação pré-definida pelo usuário.

O método utilizado pelo programa é o DECE (Exploração Planejada e Evolução Controlada, na sigla em inglês). Na fase de Exploração Planejada, o objetivo é explorar o espaço de busca de uma forma aleatória de tal forma que o máximo de informação sobre o espaço solução possa ser obtida. Nesta etapa, planejamento experimental e técnicas de pesquisa são aplicados para escolher os valores dos parâmetros e criar conjuntos de dados de simulação representativa. Na fase de Evolução Controlada, as análises estatísticas são realizadas para os resultados da simulação obtidos na fase de Exploração Planejada. Com base nas análises, o algoritmo DECE examina todos os valores candidatos de cada parâmetro e determina se há uma melhor chance de melhorar a qualidade da solução se os valores de determinado candidato são rejeitados, ou seja, proibidos de serem escolhidos novamente. Estes valores candidatos rejeitados são lembrados pelo algoritmo e não serão utilizados na próxima fase de Exploração Planejada. Para minimizar a possibilidade de cair em mínimos locais, o algoritmo DECE verifica de vez em quando valores candidatos rejeitados para se certificar se decisões de rejeição anteriores ainda são válidas. Se o algoritmo determina que as decisões de rejeição não são válidas, os valores candidatos correspondentes serão usados novamente.

A ideia desta etapa é validar a metodologia proposta neste trabalho, dando confiabilidade ao método proposto e ao mesmo tempo verificar a viabilidade de se usar ferramentas automatizadas para o procedimento de otimização, analisando o tempo computacional despendido e a variação do resultado final da função-objetivo. Além disso, este passo é realizado apenas para efeito de pesquisa, sendo recomendada sua aplicação apenas em caso específicos.

4.3 Etapa 2 - Otimização da Estratégia de Produção dos Outros Modelos Representativos

Até aqui, as incertezas não são consideradas no problema, já que foi definida uma metodologia de otimização de um único cenário, de forma determinística. Para realizar uma análise considerando as incertezas do problema, cada modelo representativo deve possuir uma estratégia de produção otimizada. Assim, a metodologia de seleção de estratégia de produção descrita no item anterior é aplicada a outros modelos representativos, que representam as incertezas do reservatório, retratando os diversos cenários possíveis. Vale ressaltar que este trabalho se concentra no processo de análise de decisão após a escolha dos modelos representativos já fornecidos, não sendo necessária a aplicação de uma metodologia de seleção dos mesmos. Além disso, são consideradas neste trabalho somente as incertezas geológicas.

4.4 Etapa 3 - Combinação das Estratégias nos Diversos Cenários e Escolha de uma Estratégia

Em cenários sob incertezas, uma estratégia boa para um modelo pode não ser adequada em outro. Assim, é necessário avaliar como determinada estratégia se comporta nos outros modelos. Dessa forma, há uma estratégia de produção otimizada de forma determinística para cada cenário incerto, que são fundamentais na seleção de estratégia probabilística, que passa a abranger as incertezas do problema. Hayashi (2006) sugere a simulação de cada estratégia otimizada em cada modelo representativo para avaliação das incertezas, que foi utilizado como base deste trabalho.

Assim, na Etapa 3 a estratégia otimizada em cada modelo representativo é simulada nos outros modelos, de modo que possa ser calculado o VME de cada uma delas. Portanto, existirão

n^2 combinações possíveis, sendo n o número de modelos representativos, como mostra a Figura 4.4. As áreas sombreadas representam a estratégia otimizada para o próprio modelo.

E_1M_1	E_1M_2	E_1M_3	...	E_1M_n
E_2M_1	E_2M_2	E_2M_3	...	E_2M_n
E_3M_1	E_3M_2	E_3M_3	...	E_3M_n
...
E_nM_1	E_nM_2	E_nM_3	...	E_nM_n

Figura 4.4 – Combinações das estratégias simuladas nos diferentes modelos.

A simulação da estratégia otimizada de cada modelo nos outros representativos resulta em um valor de VPL para cada cenário considerado. Dessa forma, calcula-se o VME de cada uma das estratégias encontradas, utilizando a Equação 2.2. Para a escolha de uma estratégia, utiliza-se o método do Risco vs Retorno, usado por Hayashi (2006) e descrito no Item 2.3. Neste método, dois indicadores são usados para a análise, um deles quantificando o risco associado à utilização de cada estratégia e o outro medindo o retorno econômico das estratégias. O risco, neste trabalho, é quantificado pelo desvio-padrão dos VPL obtidos para cada estratégia, sendo calculado através das Equações 2.4 e 2.5. O retorno é calculado através do VME das estratégias consideradas.

4.5 Etapa 4 - Análise do Desempenho de Poços

A Etapa 4 consiste em fazer uma análise dos poços para a estratégia escolhida, para tornar o processo de otimização mais robusto. Esta análise é muito importante em reservatórios heterogêneos, nos quais o comportamento dos poços pode variar bastante. Medir o desempenho econômico de um poço é uma tarefa complexa, já que seria necessário saber o quanto ele está

contribuindo na diluição dos custos do campo como um todo. A seguir, são descritas algumas possibilidades de como se medir o desempenho dos poços.

4.5.1 Formas de Medir o Desempenho Econômico de Poços

Neste trabalho, o desempenho econômico dos poços é medido de três maneiras. A primeira delas é através do IEPP para poços produtores e do IEPI, para poços injetores, descritos no Item 2.1.3, que foram utilizados para guiar a classificação dos poços na seleção da estratégia determinística. Porém, estes indicadores levam em consideração apenas as receitas e custos associados ao poço, não levando em consideração investimentos inerentes ao campo. Dessa forma, poços com desempenho ruim podem apresentar IEPP positivo, podendo levar a conclusão errônea de que o poço está apresentando um bom desempenho.

Este trabalho propõe outras duas formas adicionais de avaliação do desempenho dos poços. Uma delas é designada por Indicador de Desempenho de Poços (IDP) e é obtida a partir do IEPP, através das Equação 4.2 e Equação 4.3. O objetivo deste cálculo é diluir itens do fluxo de caixa que não são considerados no cálculo do IEPP, tais como investimentos, impostos e custos associados ao campo.

$$\alpha = \sum_{i=1}^{N_{prod}} IEPP_i - VPL_{campo} \quad \text{Equação 4.2}$$

e

$$IDP_i = IEPP_i - \frac{\alpha}{N_{prod}} \quad \text{Equação 4.3}$$

sendo:

α = Parâmetro no qual são considerados investimentos, custos e taxas devido à produção do campo;

IDP_i = Indicador de desempenho do poço i ;

$IEPP_i$ = Indicador econômico do poço produtor i ;

VPL_{campo} = Valor presente líquido do campo;

N_{prod} = Número de poços produtores;

No cálculo do IDP, são considerados os investimentos e taxas correspondentes ao campo. Dessa forma, poços que apresentam IEPP positivo, mas que possuem um desempenho ruim, podem apresentar um IDP negativo. Porém, os custos que são considerados no cálculo do IDP são distribuídos de forma igual entre todos os poços, o que pode não ser justo, já que determinados poços podem estar contribuindo de forma diferente na diluição destes custos. Assim, um poço com IDP negativo não significa necessariamente que, ao se retirar este poço do modelo de simulação, haverá uma melhora no VPL do campo.

Outra forma de se medir o desempenho econômico dos poços proposta neste trabalho é quantificando a influência que um determinado poço tem no VPL do campo. Para isso, deve-se calcular a diferença entre o VPL do campo, com e sem a presença do poço em questão. Isto é feito tanto para os poços produtores quanto para os injetores. Esta forma de se medir o desempenho do poço é a mais próxima que se pode obter do valor presente líquido de poço. Estes índices são aqui denominados por valor presente líquido do poço produtor (VPL_p) e valor presente líquido do poço injetor (VPL_i).

Como este procedimento pode ser trabalhoso, dependendo da quantidade de poços existentes, recomenda-se primeiramente calcular o IDP como referência e, caso algum poço apresente IDP negativo, simular o modelo sem este poço, para verificar se há aumento ou diminuição do VPL do campo. Não é possível realizar este processo com poços injetores, já que não existe uma maneira de calcular o IDP para os mesmos.

Com o objetivo de fazer uma análise inicial da variabilidade do comportamento dos poços, são gerados gráficos de IDP por poço, bem como a classificação (ranking) dos poços para cada cenário, utilizando o mesmo indicador. Aqueles poços que apresentam uma maior variabilidade em relação a cada cenário incerto são aqueles que possuem os maiores riscos ao serem perfurados, sendo que essa variação no comportamento dos poços é fortemente dependente das heterogeneidades do modelo. Neste trabalho, verifica-se também se há alguma correlação entre

estes indicadores, através da confecção de gráficos $VPL_p \times IDP$, $VPL_p \times IEPP$ e $VPL_i \times IEPI$, para verificar se eles são bons métodos para se medir o desempenho dos poços.

4.5.2 Modificação da Estratégia Escolhida Baseada no Desempenho de Poços

A ideia aqui é melhorar a estratégia escolhida também através da análise do Risco vs Retorno (Hayashi, 2006), descrito no Item 2.3, porém agora a análise é feita para os poços da estratégia escolhida, conforme exemplifica a Figura 4.5. Aqui também são usados dois indicadores para a análise, porém agora um deles quantificando o risco associado à perfuração de cada poço e o outro medindo o retorno econômico dos poços. O risco, neste trabalho, é quantificado pelo desvio-padrão dos IDP para cada cenário incerto. O retorno é calculado através da média dos IDP nos cenários incertos.

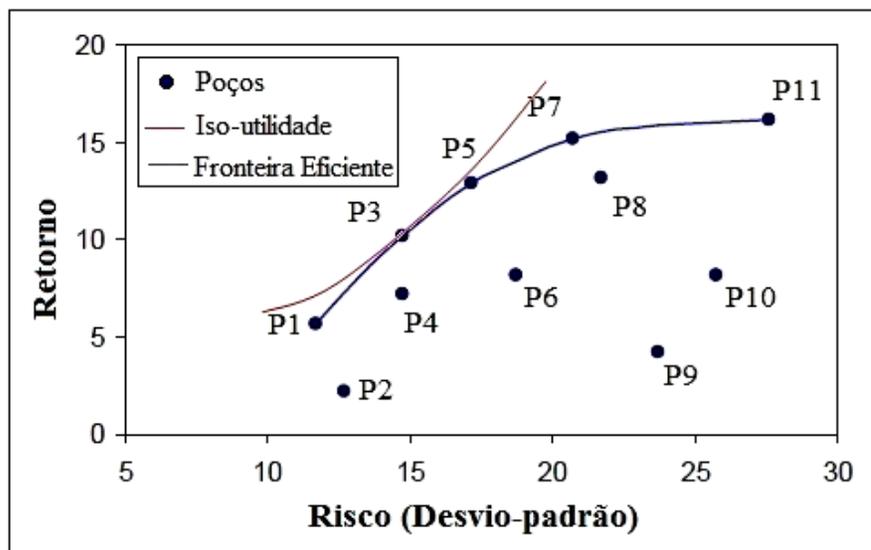


Figura 4.5 – Exemplo do método risco x retorno na análise de poços (Adaptado de Hayashi, 2006).

Através deste tipo de gráfico para a estratégia escolhida, pode-se melhorá-la, ou confirmar se ela está adequada, reduzindo o risco associado à perfuração dos poços. Assim, os poços indicados para uma análise inicial com o intuito de tentar melhorar a estratégia seriam aqueles que apresentam o menor retorno na média dos modelos. Dessa forma, sugere-se retirar esses poços, alternadamente, da estratégia em questão, e simular essa estratégia novamente em todos os

modelos representativos, verificando, portanto, se há aumento no VME ou diminuição do risco da estratégia, ou, ainda, se a estratégia está adequada.

5 APLICAÇÃO

Neste capítulo, são descritos os modelos geológicos, as incertezas consideradas e os principais parâmetros operacionais e econômicos que foram utilizados no trabalho.

5.1 Descrição dos Modelos Geológicos

Neste trabalho, foram utilizados quatro modelos representativos equiprováveis (todos eles possuem a mesma probabilidade de ocorrência) previamente escolhidos. Para uma melhor precisão nos resultados, poderiam ser utilizados mais modelos, mas optou-se por utilizar apenas quatro modelos para ilustrar a metodologia.

O primeiro modelo (base) foi utilizado para a validação da metodologia proposta para seleção da estratégia de produção determinística. A Figura 5.1 mostra o mapa tridimensional de porosidade da malha da matriz.

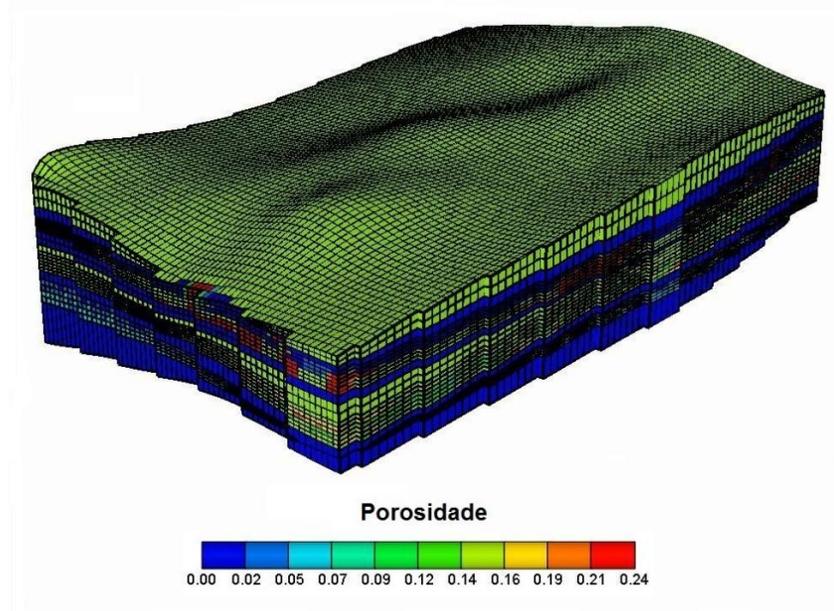


Figura 5.1 – Mapa de porosidade da malha de matriz do modelo utilizado.

Trata-se de um modelo sintético, construído com base no modelo de reservatório carbonático apresentado por Adams (2005), sendo altamente heterogêneo, parcialmente fraturado, sendo assim, algumas regiões deste modelo são de dupla-porosidade (apresenta uma malha para a matriz e outra para a fratura). Este modelo não possui aquífero nem capa de gás, sua profundidade máxima é de cerca de 100m de espessura e é composto por 158.928 blocos (86x77x24), sendo que cada bloco possui dimensões areais de 70x70m e profundidade variável. Essas características são comuns a todos os modelos representativos.

A Tabela 5.1 mostra outras características comuns aos modelos. Também são existentes nos modelos três grandes canais de alta permeabilidade, como ilustra a Figura 5.2, a qual apresenta o mapa de permeabilidade da malha de fratura da primeira camada. Na cor vermelha podem ser vistos os canais com alta permeabilidade, enquanto os blocos azuis desta figura representam microfraturas selantes. A posição e a densidade das microfraturas selantes variam de acordo com cada modelo, como será mostrado no Item 5.4.

Tabela 5.1 – Atributos comuns aos modelos utilizados

Atributos	Valor
Pressão Inicial do Reservatório	327 kgf/cm ²
Pressão de Bolha	210 kgf/cm ²
Densidade do Óleo	866 kg/m ³
Compressibilidade do Óleo Acima da Pressão de Saturação	$176 \times 10^{-6} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$
Saturação Inicial de Água	0,2
Compressibilidade da Água	$49 \times 10^{-6} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$
Viscosidade da Água	0,6 cp
Densidade da Água	1010 kg/m ³
Fator Volume de Formação da Água	1,043

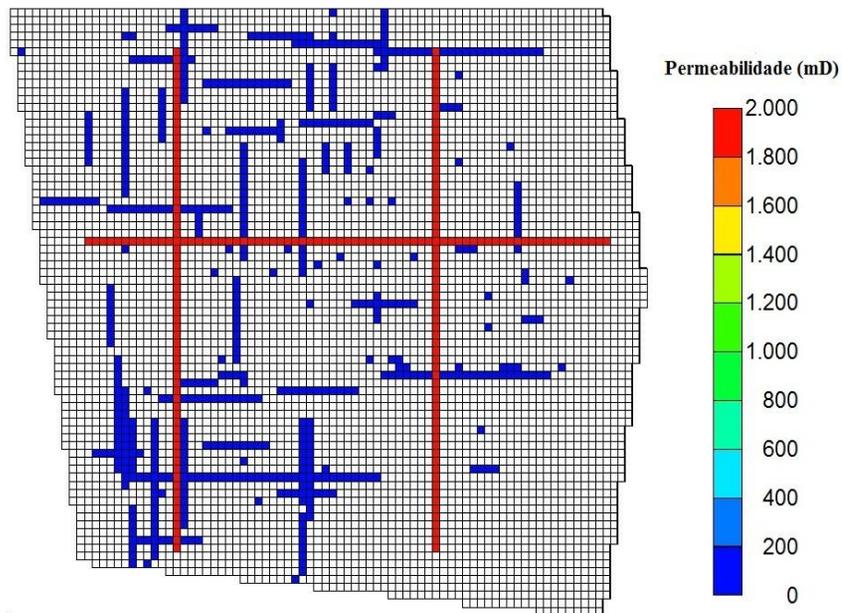


Figura 5.2 – Mapa de permeabilidade da malha de fratura da primeira camada do modelo utilizado.

O modelo possui uma complexa distribuição de permeabilidade e porosidade e é dividido em sete zonas principais, como pode ser visto na Figura 5.3, que mostra um corte lateral do modelo geológico estático.

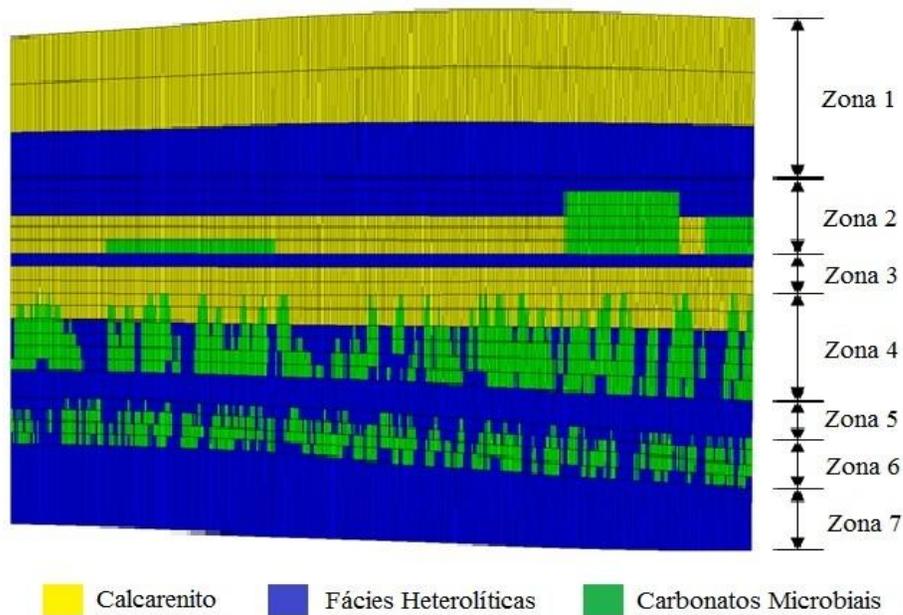


Figura 5.3 – Vista lateral do modelo geológico estático utilizado no trabalho.

Neste caso, as regiões denominadas por calcarenito (também conhecido por “*grainstone*”, são carbonatos com granulometria de areia) caracterizam-se por bons valores de permeabilidade e porosidade. As fácies de carbonatos microbiais (carbonatos formados por algas) são os melhores reservatórios, enquanto as fácies heterolíticas (caracterizadas por possuírem diferentes litologias) são não reservatórios. Maiores detalhes sobre estes termos geológicos podem ser obtidos no livro de Suguio (2003).

O modelo possui diferentes propriedades petrofísicas para a componente de matriz e para a componente de fratura. A Figura 5.4 mostra as curvas de permeabilidades relativas de óleo e água presentes em todos os modelos, para a matriz e a fratura, enquanto a Figura 5.5 ilustra as curvas de razão de solubilidade do gás no óleo (R_s), fator volume de formação do óleo (B_o) e viscosidade.

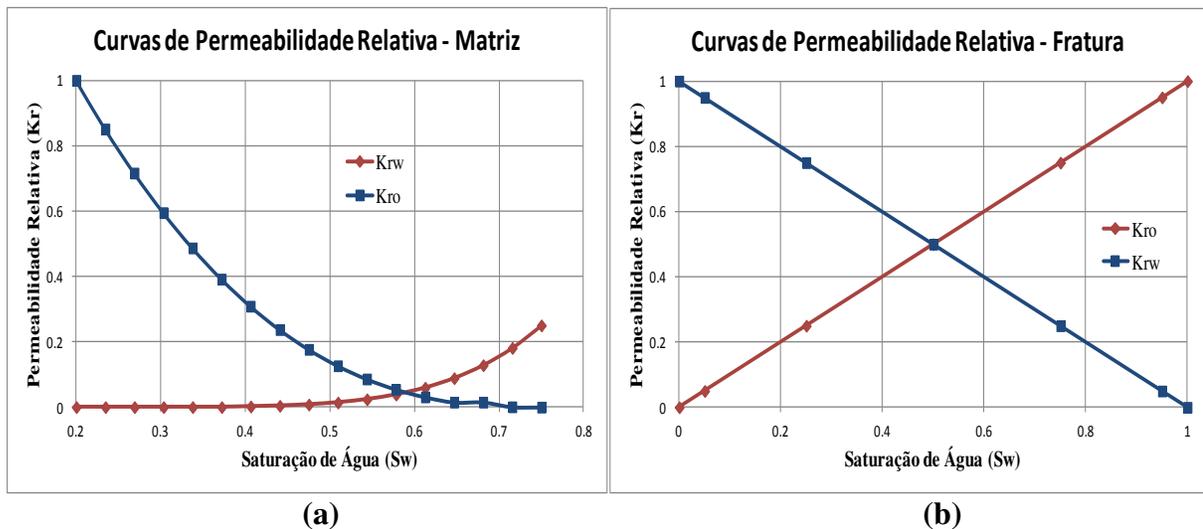


Figura 5.4 – Curvas de permeabilidades relativas de óleo e água para (a) matriz e (b) fratura.

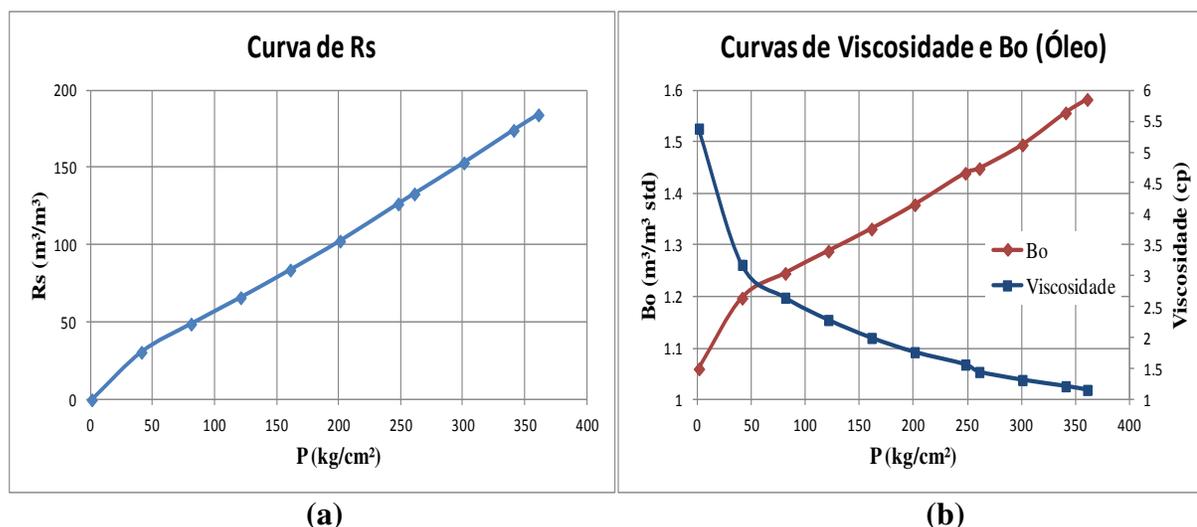


Figura 5.5 – (a) Curva de Rs. (b) Curvas de viscosidade do óleo e Bo.

5.2 Parâmetros Operacionais

As restrições operacionais foram mantidas constantes em todos os modelos utilizados. Nesta análise, foi escolhida a injeção de água como método de recuperação a ser utilizado, de forma a estabilizar os níveis de pressão do reservatório e garantir a produção por um longo período. Como estratégia inicial, foi escolhida uma configuração do tipo *five-spot*, que se mostrou adequada devido às propriedades petrofísicas do modelo. Uma premissa deste trabalho é a utilização somente de poços verticais. O período de análise máximo foi de 30 anos, tempo em que o VPL do campo apresenta crescimento.

A Tabela 5.2 apresenta as condições de operação utilizadas neste trabalho para os poços produtores e injetores:

Tabela 5.2 – Condições de Operação dos Poços

Poços Produtores	
Vazão Máx. de Produção de Líquidos	800 m³/dia
Pressão Mín. de Fundo de Poço	200 kgf/cm²
Poços Injetores	
Vazão Máx. de Injeção de Água	1400 m³/dia
Pressão Máx. de Fundo de Poço	400 kgf/cm²

5.3 Parâmetros Econômicos

Alguns parâmetros econômicos, como o preço do óleo, por exemplo, dependem de vários eventos internacionais e apresentam um comportamento bastante dinâmico, tendo uma variação muito acentuada ao longo do tempo. Entretanto, para facilitar a validação da metodologia proposta neste trabalho, foi utilizado um cenário econômico constante. A Tabela 5.3 mostra os principais parâmetros econômicos utilizados na aplicação da metodologia. Não são consideradas produção e venda de gás.

O investimento na plataforma de produção tem como base os preços propostos por Hayashi (2006) em função da capacidade de produção de líquidos, acrescido de 40% para correção para valores atuais, dada pela Equação 5.1. Já o custo com descomissionamento foi considerado como sendo 10% do custo de investimento em plataforma.

$$\text{Custo Plataforma} = [(2,896 * \text{Vazão}) + 321,05] * 1,4 \quad \text{Equação 5.1}$$

Sendo que a vazão é dada em 1000 bbl/dia.

Tabela 5.3 – Parâmetro Econômicos Utilizados no Trabalho

Valores de Mercado	Taxa de Atratividade	9% ao ano
	Brent	50 US\$/bbl
Impostos	PIS/Cofins	9,25%
	IRCS	34%
	Royalty	10%
Custos/Investimentos	Investimento Inicial	50 (Milhões US\$)
	Produção	Óleo: 10 (US\$/bbl)
		Água: 1.0 (US\$/bbl)
	Injeção	Água: 1.0 (US\$/bbl)
	Poços	65 (Milhões US\$)
	Plataforma	653 – 780 (Milhões US\$)
Descomissionamento	65.3 – 78.0 (Milhões US\$)	

Para a realização das simulações foi utilizado o programa CMG IMEX® versão 2010, enquanto para os cálculos econômicos foi utilizado o módulo MEC® do programa UNIPAR®, desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP.

5.4 Incertezas Consideradas nos Modelos

Neste trabalho, somente as incertezas geológicas foram consideradas para o desenvolvimento da metodologia, sendo que elas foram incorporadas aos modelos representativos já na construção dos mesmos. As incertezas consideradas foram:

- A. Propriedades petrofísicas (permeabilidade e porosidade);
- B. Comprimento dos carbonatos microbiais;
- C. Densidade dos carbonatos microbiais;
- D. Densidade e posição das microfraturas selantes.

Os canais de alta permeabilidade que podem ser vistos na Figura 5.2 não são considerados como incertezas, já que atualmente um trabalho sísmico pode facilmente reconhecê-los, ao contrário das microfraturas, que não são facilmente reconhecidos pela sísmica.

A Tabela 5.4 mostra como estão distribuídas as incertezas para os atributos A, B e C listados acima. As incertezas B e C aparecem somente nas Zonas 2, 4 e 6, pois são nelas em que se encontram os carbonatos microbiais (componentes em verde da Figura 5.3).

Tabela 5.4 – Parâmetros incertos dos modelos representativos

	A	B			C		
Modelo		Zona 2	Zona 4	Zona 6	Zona 2	Zona 4	Zona 6
1	Alto	Médio	Alto	Alto	Médio	Médio	Médio
2	Alto	Médio	Alto	Alto	Médio	Médio	Médio
3	Médio	Médio	Médio	Médio	Alto	Alto	Médio
4	Médio	Médio	Médio	Médio	Alto	Alto	Médio

A Figura 5.6 mostra um corte lateral com a distribuição de permeabilidades dos Modelos 1 e 2. Já a Figura 5.7 mostra a distribuição de permeabilidades dos Modelos 3 e 4.

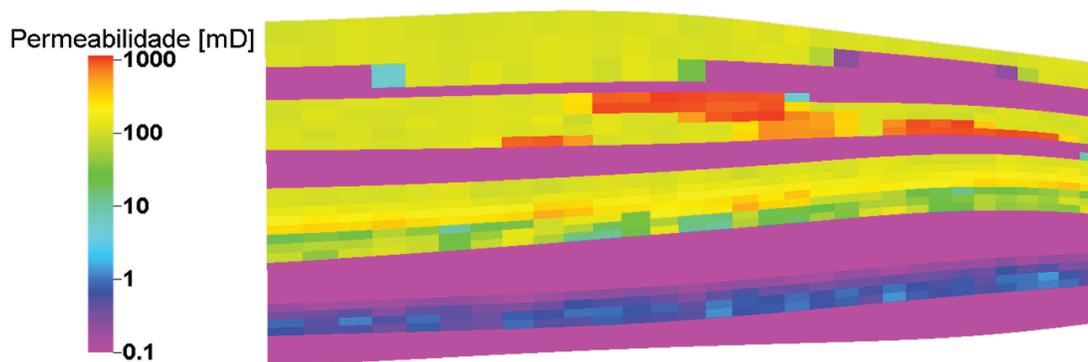


Figura 5.6 – Permeabilidade dos Modelos 1 e 2.

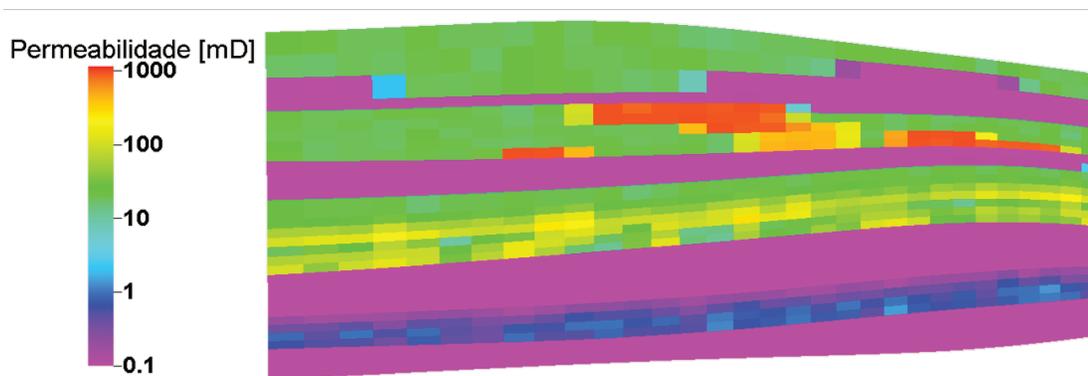


Figura 5.7 – Permeabilidade dos Modelos 3 e 4.

As Figuras 5.8 e 5.9 mostram como estão distribuídas a densidade e as posições das microfraturas selantes em cada um dos modelos:

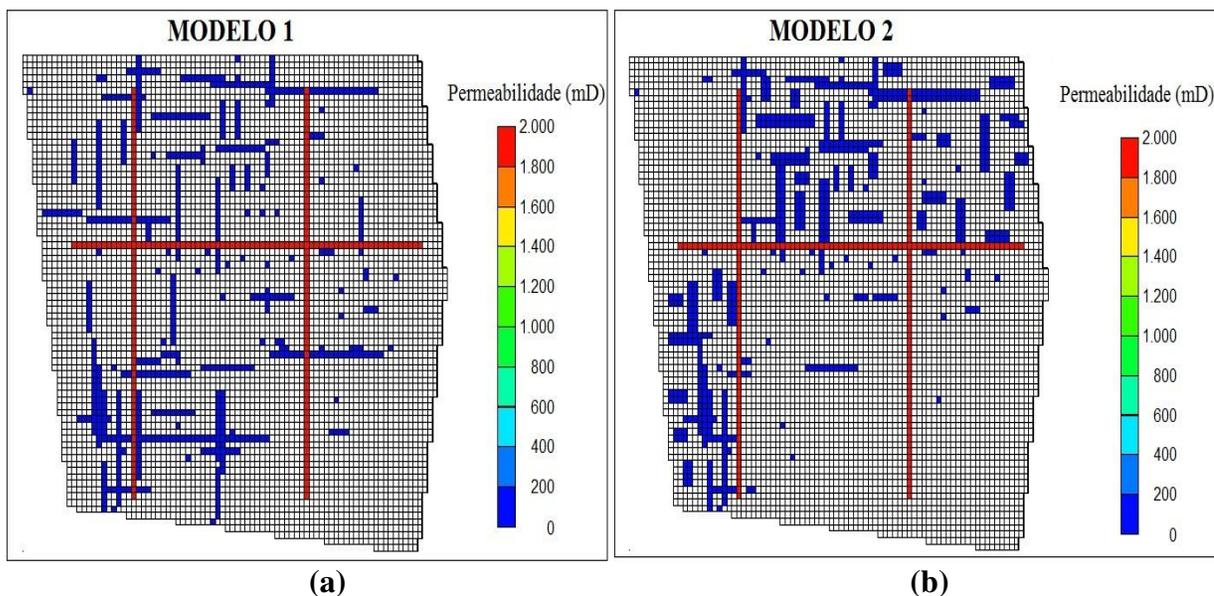


Figura 5.8 – Disposição das microfraturas: (a) no Modelo 1 e (b) no Modelo 2.

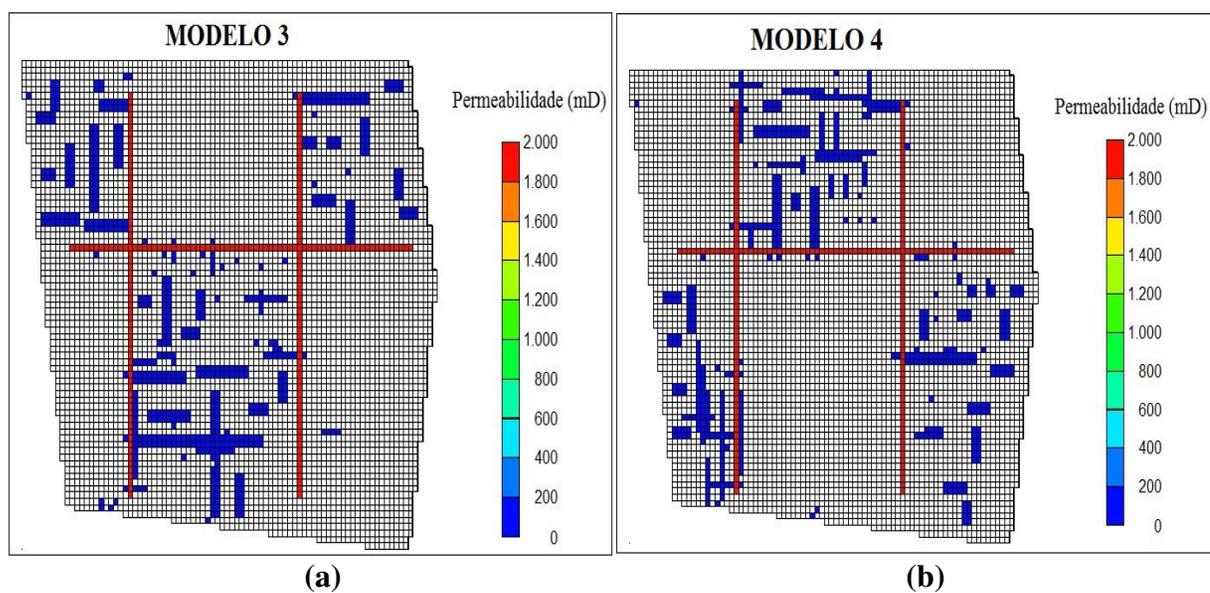


Figura 5.9 – Disposição das microfraturas: (a) no Modelo 3 e (b) no Modelo 4.

5.5 Construção do Mapa de Qualidade Utilizado no Passo 2.2 (Acréscimo de Poços) da Metodologia de Otimização Determinística

Para a construção do mapa de qualidade deste trabalho, é considerado um processo simplificado, pois não é o objetivo do trabalho se aprofundar no assunto, mas apenas achar as

regiões do reservatório com maior potencial de produção. Nakajima (2003) ressalta que não há necessidade de grande precisão na obtenção do mapa de qualidade quando este for utilizado como variável auxiliar no processo de otimização. Dessa forma, pode-se optar por uma solução aproximada que necessite de menor tempo computacional.

Neste trabalho, são considerados três atributos: mapa de permeabilidade, mapa de porosidade e mapa de saturação final de óleo obtido ao final do passo anterior. O mapa de saturação de óleo foi escolhido como simplificação devido ao fato de a espessura das camadas não variarem muito, caso contrário poderia ser escolhido um mapa de saturação por área.

Primeiramente, é necessário normalizar os valores destes atributos pelos maiores valores obtidos, resultando em valores entre zero e um. A seguir, é calculada a média aritmética destas propriedades, para cada camada e, em seguida, calculada a média das camadas, resultando em um mapa bidimensional, contendo valores de um índice de qualidade, conforme mostram as Equações 5.2 e 5.3. A Figura 5.10 exemplifica o procedimento proposto. Para isto, foi desenvolvida uma rotina em Matlab®, cujo resultado pode ser visualizado através de uma opção de importação de dados do software CMG Builder®.

$$\Omega_i = \frac{k_i^N + \emptyset_i^N + So_i^N}{3} \quad \text{Equação 5.2}$$

$$\Omega_f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Omega_i \quad \text{Equação 5.3}$$

sendo:

Ω_i = Índice de Qualidade para cada célula i, por camada;

Ω_f = Índice de Qualidade final;

k_i^N = Valor normalizado da permeabilidade para cada célula i;

\emptyset_i^N = Valor normalizado da porosidade para cada célula i;

So_i^N = Valor normalizado da saturação final de óleo para cada célula i;

n = Número de camadas.

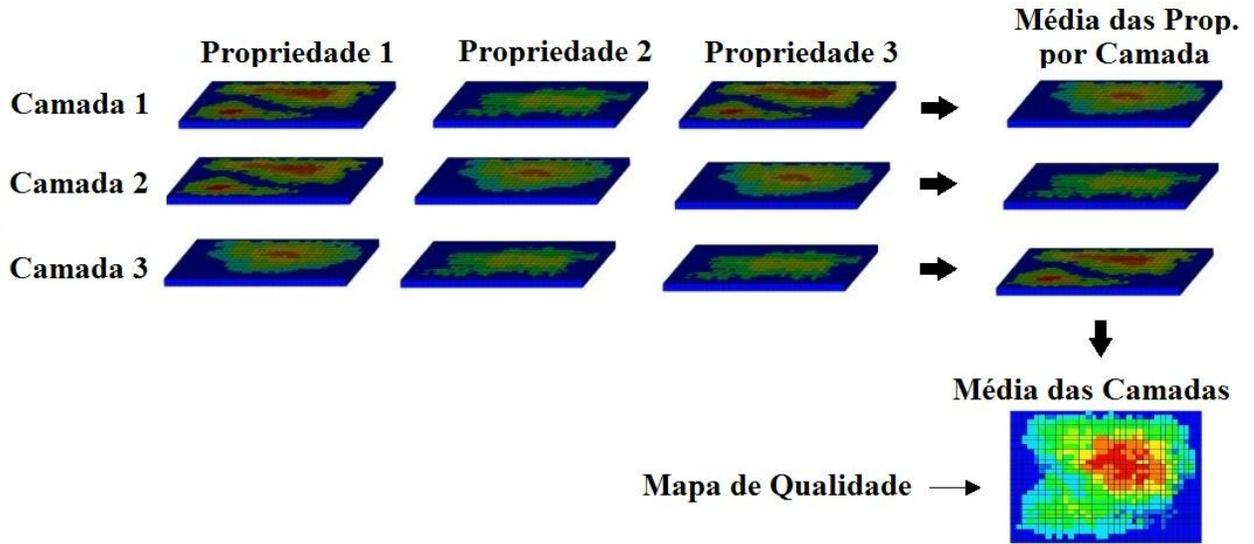


Figura 5.10 – Exemplo de cálculo das propriedades para construção do mapa de qualidade (Adaptado de Nakajima, 2003) .

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos para as aplicações propostas no Capítulo 5.

6.1 Etapa 1 - Otimização Determinística do Modelo Base

Nesta seção são apresentados os resultados da metodologia de otimização de estratégia de produção determinística, aplicada ao modelo base, seguindo os passos definidos nos capítulos anteriores. Aqui são apresentados somente os resultados para o modelo base, já que para os outros modelos o processo é repetido. O Anexo B apresenta os principais resultados para as otimizações dos outros modelos representativos.

Passo 1: Estratégia Inicial e Otimização da Restrição de Produção da Plataforma

Neste passo, foi necessário definir uma estratégia inicial, para em seguida ser dado início ao processo de otimização. Para dar maior robustez à metodologia proposta, foram utilizadas duas estratégias iniciais diferentes com o objetivo de comparar os resultados dessas duas alternativas.

Para fazer a estimativa do número inicial de poços, foram seguidas as etapas descritas no Passo 1 da Seção 4.1. Neste trabalho, de acordo com as características do modelo, foi considerada uma estimativa otimista de 50% para o fator de recuperação.

O volume de óleo original do reservatório é de 110 milhões de m³. O volume acumulado de produção de óleo de um poço para o tempo de simulação considerado foi de aproximadamente 4,3 milhões de m³. Assim, chegou-se a um número aproximado de poços produtores de acordo com a Equação 4.1:

$$N_{prod} = \frac{0,110E9 * 0,5}{4,3E6} \cong 13 \text{ poços produtores}$$

Ressalta-se que esta estimativa inicial não necessita de muita precisão, já que é apenas uma maneira de começar o procedimento e não interfere diretamente nos resultados dos passos seguintes.

Dessa forma, para completar a malha *five-spot*, foram definidos 16 poços produtores e 9 poços injetores. Neste trabalho, o procedimento iniciado com esta configuração foi chamado de Processo 1. O procedimento também foi realizado com uma configuração inicial com um número maior de poços, preenchendo a malha de simulação com o sistema *five-spot* com 25 poços produtores e 16 injetores. O processo iniciado com esta configuração foi chamado de Processo 2. As Figuras 6.1 e 6.2 mostram a disposição dos poços nas duas situações:

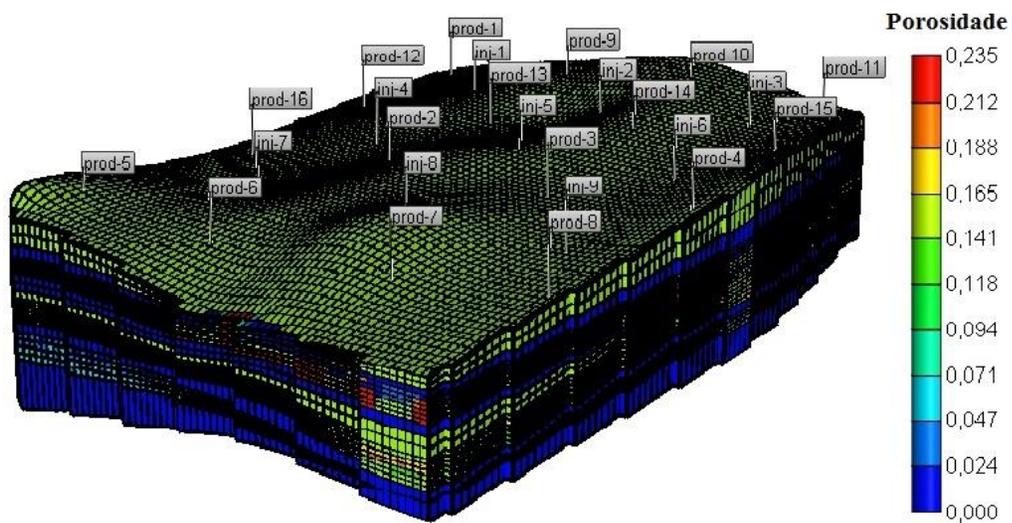


Figura 6.1 – Mapa tridimensional de porosidade mostrando a disposição dos poços para o Processo 1, com 16 produtores e 9 injetores.

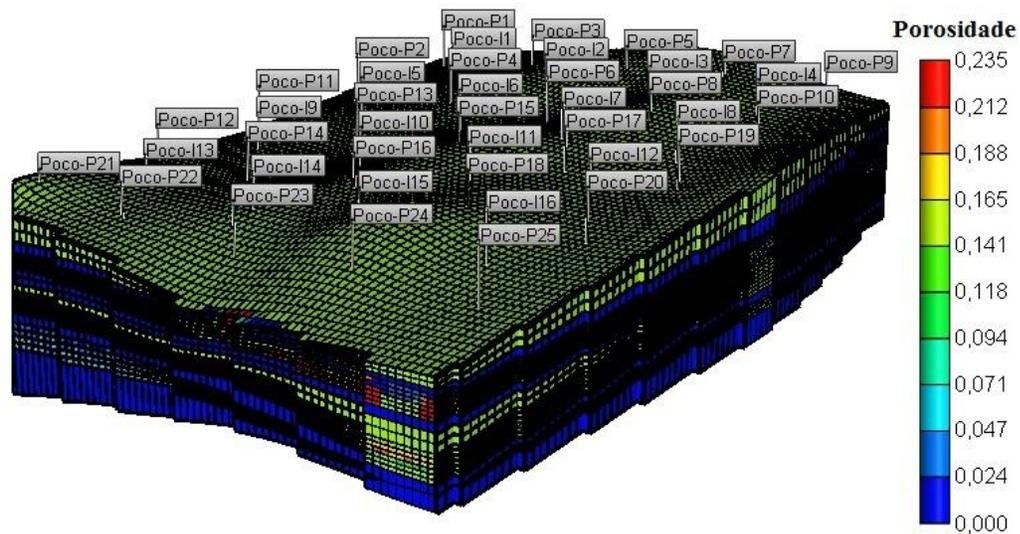


Figura 6.2 - Mapa tridimensional de porosidade mostrando a disposição dos poços para o Processo 2, com 25 produtores e 16 injetores.

A Figura 6.3 mostra as curvas de produção de óleo, de água e de líquidos, para as duas estratégias iniciais, sem restrição de produção de líquidos da plataforma.

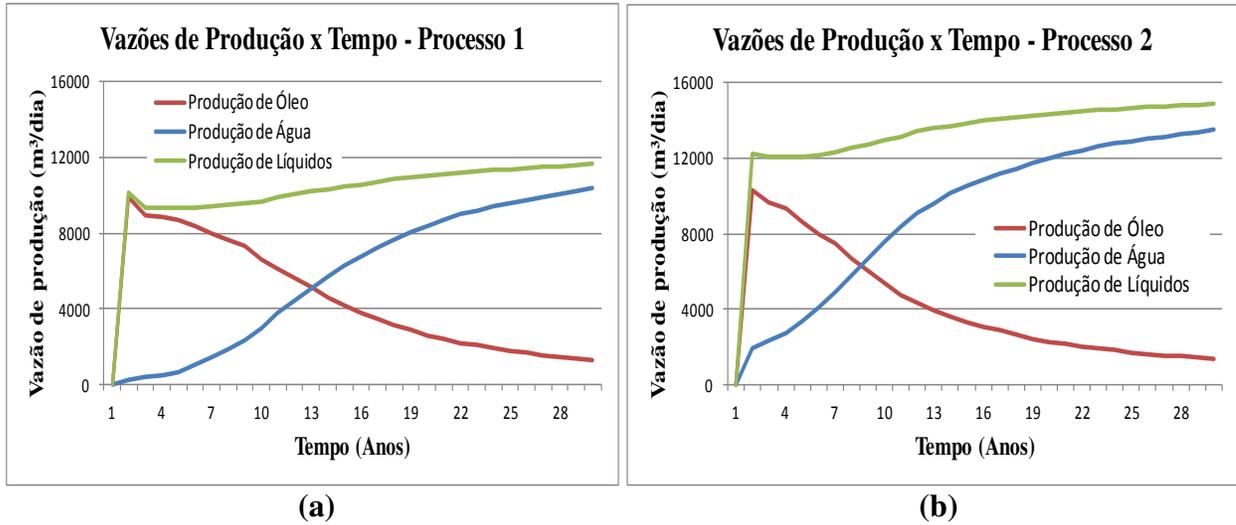


Figura 6.3 – Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (a) Processos 1 e (b) Processo 2.

A partir destes gráficos, foram feitas simulações com diferentes valores de restrições de produção de líquidos da plataforma, sendo adotado o valor com maior IEC. Como o investimento em plataforma é função da capacidade de produção de líquidos, um aumento nessa capacidade

requer maiores investimentos, o que pode acarretar em um menor retorno para o projeto, sendo necessário encontrar um valor otimizado para esta produção.

Nota-se também, por estes gráficos, que a produção de água para estas estratégias iniciais é muito grande e ocorre desde o início da simulação. Os passos seguintes a este, no procedimento de otimização, devem também corrigir este problema, visando retardar o início da produção de água e diminuir a quantidade de água produzida ao longo da simulação e por consequência aumentar o valor da função-objetivo.

A Tabela 6.1 mostra os resultados obtidos com estas simulações para os dois procedimentos: valores da restrição de produção de líquidos, IEC, produções acumuladas de óleo e água e fator de recuperação de óleo.

Tabela 6.1 – Resultados do Passo 1 para os Processos 1 e 2.

	Restrição Prod. de Líq. - Plataforma (m³/dia)	IEC (MM US\$)	Invest. Total (MM US\$)	N_p (MM m³)	W_p (MM m³)	FR_o
Processo 1	8000	568	2328	48	38	0.44
	10000	918	2379	52	55	0.47
	11000	925	2405	53	60	0.48
	12000	912	2430	53	62	0.48
	13000	892	2455	53	62	0.48
Processo 2	8000	-753	3368	39	48	0.35
	10000	-382	3419	44	65	0.40
	11000	-205	3445	46	74	0.42
	12000	-66	3470	48	83	0.43
	13000	-25	3495	49	97	0.44
	14000	-31	3521	49	97	0.44

O maior IEC obtido para o Processo 1 foi para uma restrição de produção de líquidos de plataforma de 11000 m³/dia, com um IEC de 925 milhões de dólares, enquanto para o Processo 2 foi de 13000 m³/dia, com um IEC negativo em 25 milhões de dólares. Nesta etapa, o IEC para o Processo 1 já mostra números positivos, mostrando que o projeto poderia apresentar lucro e que o número estimado de poços inicialmente poderia estar mais próximo do ideal do que no Processo

2, que resultou em um valor negativo de IEC. Este valor negativo se deve ao alto número de poços completados no campo, acarretando em maiores investimentos e um menor potencial de aproveitamento dos poços.

Passo 2.1: Retirada de Poços

Seguindo o procedimento de testes para retirada de poços, ao final desta etapa, foram excluídos no total quatro poços produtores para o Processo 1. Nenhum poço injetor foi retirado, resultando em doze produtores e nove injetores. Já para o Processo 2, foram retirados treze poços produtores e sete injetores, resultando também em doze poços produtores e nove injetores. Isso mostra que a estratégia inicial do Processo 2 apresentava um número excessivo de poços, já que, a partir deste passo, o Processo 2 passou a apresentar valores positivos de IEC.

A Tabela 6.2 compara os resultados obtidos para os dois processos após o Passo 2.1, mostrando os valores de IEC, N_p , W_p e FR_O resultantes ao término desta etapa.

A Figura 6.4 mostra as produções acumuladas de óleo e de água em função do IEC, obtidas ao retirar os poços nesta etapa da metodologia, para o Processo 1. A Figura 6.5 ilustra os mesmos indicadores para o Processo 2. Neste caso, a variação do IEC é maior, demonstrando que o número inicial de poços era excessivo e, apesar de estar produzindo mais óleo inicialmente, o retorno econômico do projeto era ruim. Isso se deve também à excessiva produção de água decorrente da estratégia, que diminui consideravelmente ao serem retirados os poços de desempenho ruim, o que leva a um grande aumento da função-objetivo analisada.

Tabela 6.2 – Comparação dos Processos 1 e 2 ao após o Passo 2.1 (retirada de poços).

	Processo 1	Processo 2
Nº Poços Inicialmente	25 Poços (16P + 9I)	41 Poços (25P + 16I)
Nº Poços após Passo 2.1	21 Poços (12P + 9I)	21 Poços (12P + 9I)
IEC (MM US\$)	1088	725
N_p (MM m³)	52	47
W_p (MM m³)	50	51
Invest. Total (MM US\$)	2145	2195
FR_O	0.47	0.42

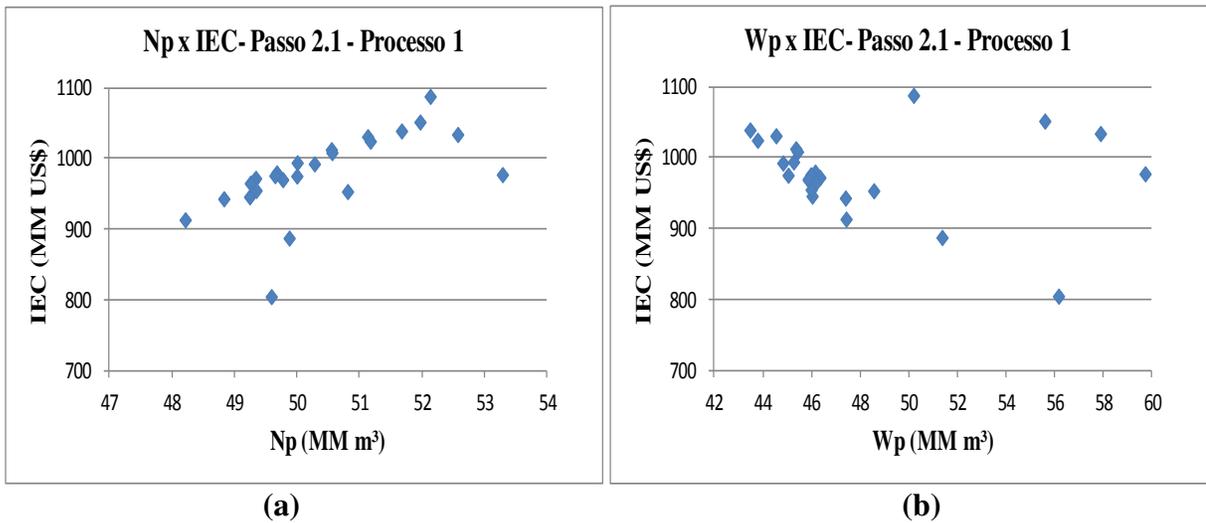


Figura 6.4 – (a) Np em função do IEC. (b) Wp em função do IEC; ambos para o Processo 1, no Passo 2.1 (retirada de poços).

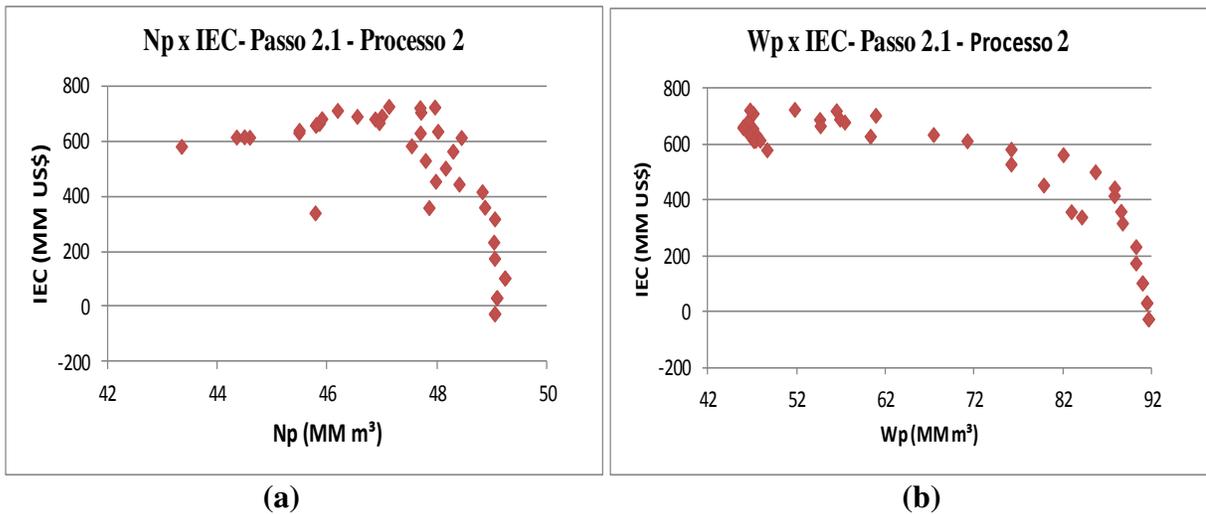


Figura 6.5 – (a) Np em função do IEC. (b) Wp em função do IEC; ambos para o Processo 2, no Passo 2.1 (retirada de poços).

Passo 2.2: Acréscimo de Poços

Antes de iniciar o processo de acréscimo de poços, foi necessário construir um mapa de qualidade para verificar as regiões que apresentam um maior potencial de produção, conforme descrito nos Itens 4.2 e 5.5. A Figura 6.6 mostra os mapas de qualidade obtidos para os Processos 1 e 2, respectivamente. As áreas mais claras indicam as regiões com maior potencial de produção

segundo as propriedades analisadas. Em conjunto com estes mapas, foi utilizada a imagem da Figura 5.2, para se verificar onde se encontravam as fraturas selantes, evitando assim colocar poços sobre elas, já que, caso isso ocorresse, não haveria produção neste poço.

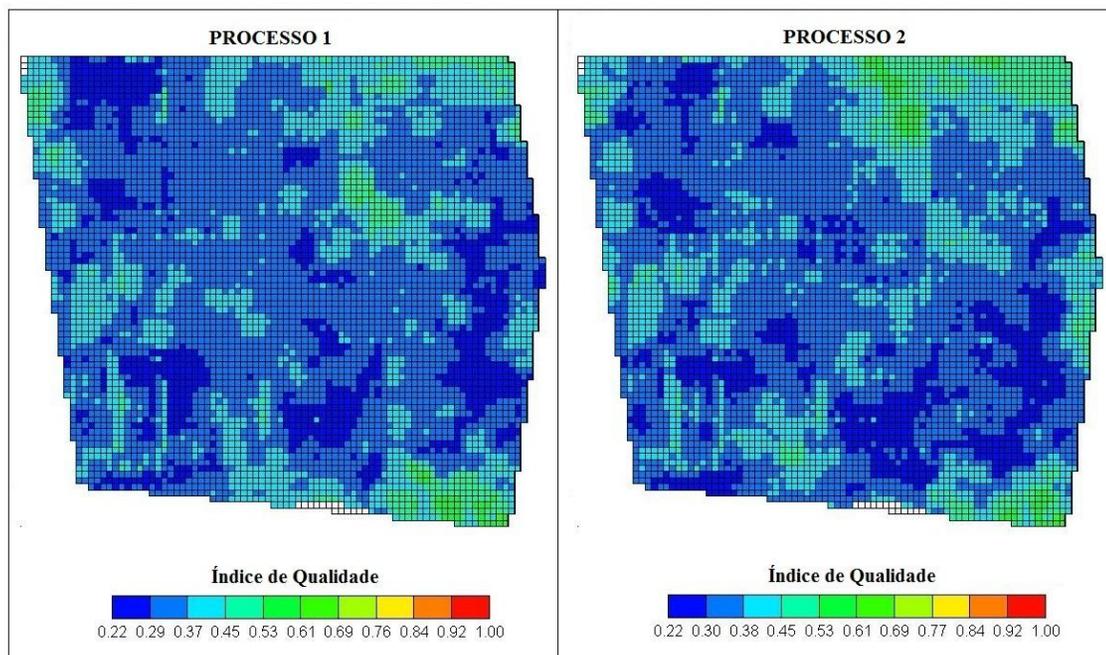


Figura 6.6 – Mapas de qualidade final obtidos para os Processos 1 e 2.

No Processo 1, foram acrescentados com sucesso (aumento de IEC) dois novos poços produtores e um injetor, resultando num total de 24 poços (14 produtores e 10 injetores). Foram testados, sem sucesso, 12 poços produtores e 8 poços injetores. Já no Processo 2, foram acrescentados com sucesso três novos produtores e quatro injetores, totalizando 28 poços (15 produtores e 13 injetores), conforme mostra a Tabela 6.3. Para este processo, também foram testados sem sucesso 12 poços produtores e 8 poços injetores. Os fatores de recuperação ao final deste passo encontraram-se muito próximos (em torno de 50%) para os dois processos como previsto inicialmente.

Tabela 6.3 – Comparação dos Processos 1 e 2 após o Passo 2.2 (acréscimo de poços).

	Processo 1	Processo 2
Nº Poços no Início do Passo 2.2	21 Poços (12P + 9I)	21 Poços (12P + 9I)
Nº Poços no Final do Passo 2.2	24 Poços (14P + 10I)	28 Poços (15P + 13I)
IEC (MM US\$)	1145	983
N_p (MM m³)	54	55
W_p (MM m³)	59	72
Invest. Total (MM US\$)	2340	2650
FR_O	0.49	0.49

Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços

Neste trabalho, cada poço foi movido para outros quatro blocos do modelo de simulação, com distância de quatro blocos do posicionamento original do poço, sendo adotado o posicionamento com maior incremento no IEC, seguindo o que foi exposto no Capítulo 4. Os resultados desta etapa mostraram que a posição dos poços exerce grande influência no valor da função-objetivo para o modelo estudado, devido às heterogeneidades presentes no mesmo.

A Figura 6.7 mostra a variação do IEC com a produção acumulada de óleo para este passo para os dois processos, enquanto a Figura 6.8 ilustra a variação do IEC com a produção acumulada de água. Por estes gráficos, nota-se que, ao contrário dos passos anteriores, neste passo há a tendência de que um aumento no valor da produção acumulada de óleo ocasiona um aumento no valor do IEC, já que o número de poços não varia e devido também ao fato de que a faixa de variação do IEC é menor em relação aos passos anteriores. Da mesma forma, uma redução nos valores da produção acumulada de água tende a resultar em aumento do IEC. Caso haja uma variação relativamente grande no valor do IEC neste passo, é recomendado refinar o processo, passando novamente pelos passos anteriores, para verificar se o número de poços está adequado.

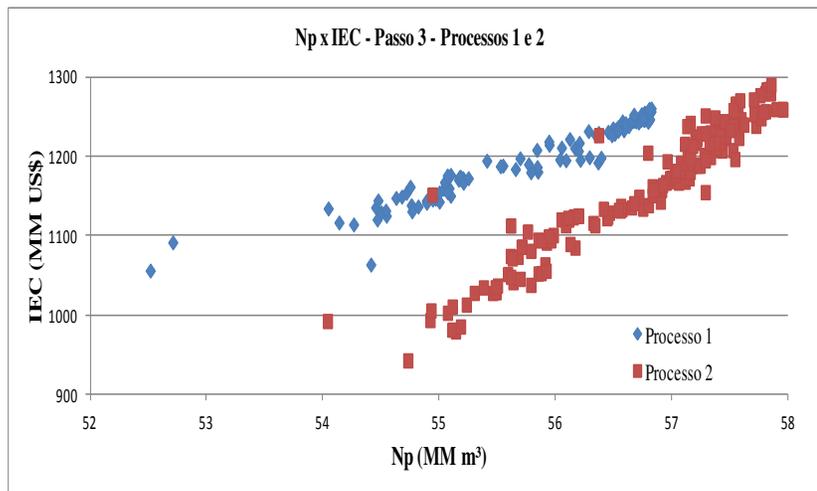


Figura 6.7 – Np x IEC para os Processos 1 e 2 no Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços).

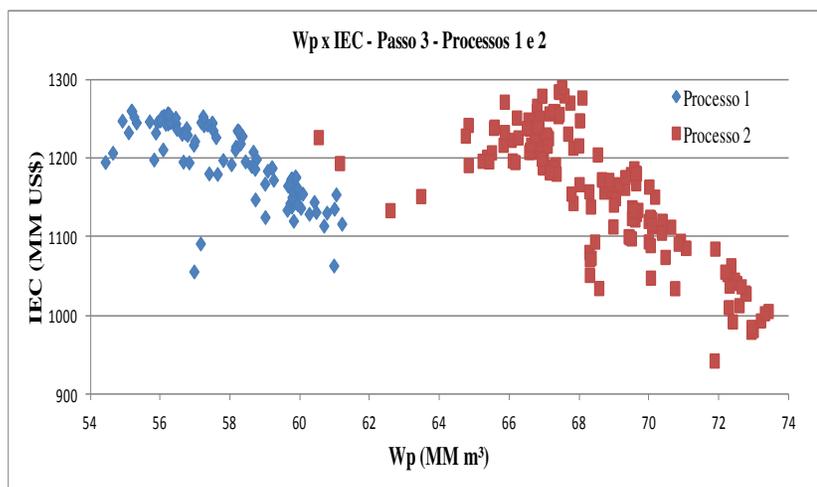


Figura 6.8 - Wp x IEC para os Processos 1 e 2 no Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços).

A Tabela 6.4 compara os resultados obtidos para as otimizações após o Passo 3. Os valores de IEC obtidos ao final desta etapa foram próximos (US\$1260 milhões e US\$1290 milhões para os Processos 1 e 2, respectivamente), demonstrando que o processo de otimização pode ser realizado de maneira eficiente independente da estratégia inicial escolhida. Os resultados mostram também que soluções muito próximas de VPL podem ser alcançadas com estratégias

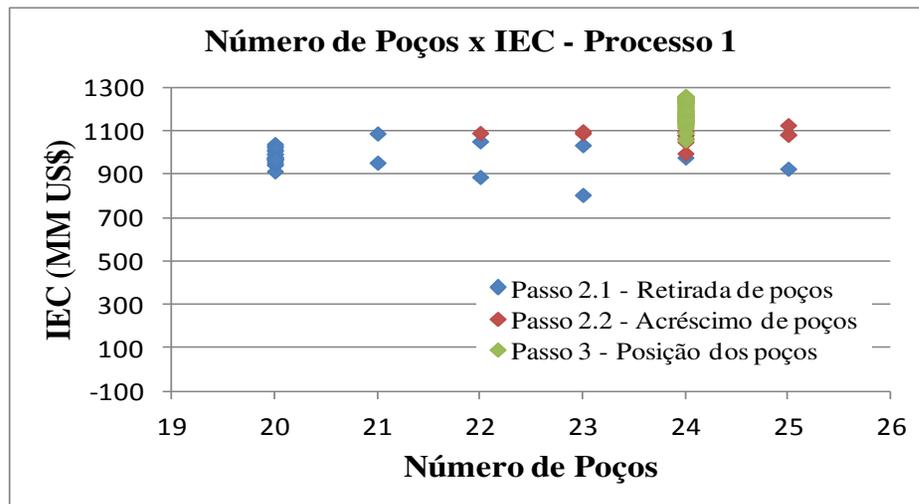
diferentes e com indicadores como N_p e W_p bem diferentes, sendo importante verificar depois como estas estratégias se comportam para outros modelos representativos.

Tabela 6.4 - Comparação dos Processos 1 e 2 após o Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços).

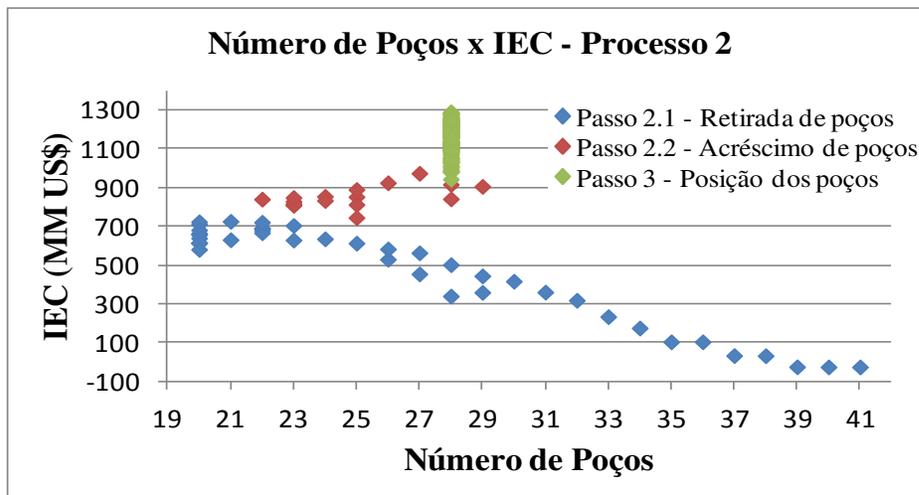
	Processo 1	Processo 2
Nº Poços	24 Poços (14P + 10I)	28 Poços (15P + 13I)
IEC (MM US\$)	1260	1290
N_p (MM m³)	56	57
W_p (MM m³)	55	67
Invest. (MM US\$)	2290	2600
FR_o	0.51	0.52

A Figura 6.9 mostra a variação do IEC obtida em relação ao número de poços, nos passos 2 e 3, para ambos os processos. Percebe-se que o número ótimo de poços para o Processo 1 encontra-se em 24 poços, enquanto que para o Processo 2 encontra-se em 28 poços. Apesar do diferente número de poços obtidos nos dois processos, a proximidade dos valores de IEC resultantes deixa claro que diferentes estratégias podem produzir resultados semelhantes, ratificando a ideia de que uma proposta de otimização da estratégia de produção em campos de petróleo não apresenta uma única solução, mas sim várias soluções que podem ser adequadas ao projeto em questão.

Os pontos azuis dos gráficos da Figura 6.9 representam o Passo 2.1, no qual a retirada de poços progressivamente ocasiona aumento do IEC. A partir do Passo 2.2, representado pelos pontos vermelhos, busca-se o aumento da função-objetivo através do aumento do número de poços. Já no Passo 3 (pontos verdes), o número de poços é constante, e o incremento da função-objetivo analisada deve-se unicamente à mudança no posicionamento dos mesmos. Nota-se por estes gráficos que a faixa de variação do IEC para o Processo 1 é muito menor do que a do Processo 2, mostrando que o número de poços desta estratégia inicial estava superestimado, ou seja, este número excessivo de poços estava demandando investimentos muito elevados, o que diminui o retorno econômico do projeto. Além disso, o potencial de aproveitamento de cada poço era reduzido devido a esse número elevado de poços.



(a)



(b)

Figura 6.9 – (a) Variação do número de poços com o IEC para o Processo 1. (b) Variação do número de poços com o IEC para o Processo 2.

Passo 4: Cronograma de Abertura de Poços

A partir desta etapa a função-objetivo passou a ser o VPL (pois obedece as restrições operacionais do problema) com valores inferiores ao IEC pois a produção é adiada pela aplicação da restrição operacional de entrada de poços. As Tabelas 6.5 e 6.6 mostram os resultados obtidos para as aplicações dos cronogramas apresentados no Item 4.1, para os Processos 1 e 2, respectivamente.

Tabela 6.5 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Processo 1.

Processo 1					
Cronograma	Descrição	VPL (MM US\$)	N_p (MM m³)	W_p (MM m³)	FR_o
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	988	56,41	51,78	0.51
2.1.A	2 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	978	56,37	51,27	0.51
1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo maior IEPP)	954	56,37	51,46	0.51
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	968	56,38	51,77	0.51
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	989	56,42	51,72	0.51
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo menor IEPP)	950	56,36	51,55	0.51

Tabela 6.6 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Processo 2.

Processo 2					
Cronograma	Descrição	VPL (MM US\$)	N_p (MM m³)	W_p (MM m³)	FR_o
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	968	57,48	62,70	0.52
2.1.A	2 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	926	57,42	61,70	0.52
1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo maior IEPP)	958	57,42	62,43	0.52
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	947	57,37	63,13	0.51
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	924	57,30	62,60	0.51
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo menor IEPP)	896	57,32	62,42	0.51

A melhor configuração encontrada para o Processo 1 foi aquela em que se abrem dois produtores e um injetor, começando pelo poço produtor com menor IEPP (cronograma 2.1.B), com um valor de 989 milhões de dólares. Já para o Processo 2, a melhor configuração encontrada foi abrir um produtor e um injetor alternadamente, começando pelo poço produtor que apresenta maior IEPP (cronograma 1.1.A), com um valor de 968 milhões de dólares.

Percebe-se que a influência do cronograma, neste caso, é pequena e as opções são parecidas. Dessa forma, não é necessário realizar muitas simulações neste passo.

Passo 5: Corte de Água para Fechamento dos Poços

Os dados da Tabela 5.3 foram utilizados para estimar um valor aproximado de corte de água ótimo para fechamento de produtores, através da Equação 3.1. O valor de ‘n’ desta equação, dado através da Equação 3.2, foi considerado como tendo valor unitário, já que os valores de vazão de líquidos e vazão de injeção no tempo final de simulação para o caso em estudo foram muito próximos. Assim, o valor de corte de água ótimo aproximado calculado foi de 95%. Foram feitas algumas simulações com valores próximos a este, para se determinar o corte de água para o fechamento dos poços que maximizasse o VPL. A Figura 6.10 a seguir ilustra os valores obtidos com essas simulações:

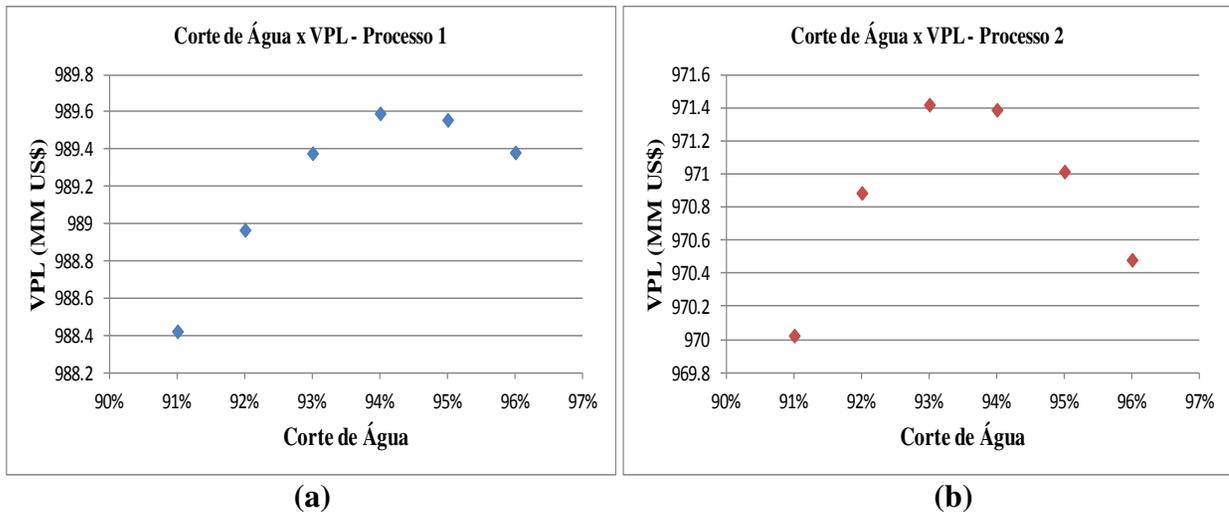


Figura 6.10 – Corte de água x VPL para (a) Processo 1 e (b) Processo 2.

Assim, o valor de corte de água adotado para o Processo 1 foi de 94%, enquanto que para o Processo 2 foi de 93%. A variação do VPL nesta etapa é muito pequena, logo não é necessário gastar muitas simulações nesta etapa. Isto mostra a importância em se ter um procedimento assistido para a otimização da estratégia, já que, em algumas etapas, o número de simulações pode ser controlado manualmente, evitando que ocorra um excesso de simulações desnecessárias.

Refinamento da Estratégia – Repetição de Passos Anteriores

Para obter uma precisão maior nos resultados, os dois casos foram submetidos novamente aos Passos 1 e 2 descritos anteriormente, principalmente para testar o efeito do número de poços depois da mudança de IEC para VPL e porque se verificou certa mudança nos resultados pelo posicionamento dos poços. No Processo 1, a capacidade de produção de líquidos da plataforma diminuiu para 10000 m³/dia e houve a retirada de mais um poço produtor. Já o Processo 2 não sofreu alterações. A Tabela 6.7 apresenta os resultados finais para os dois processos, comparando com as estratégias iniciais utilizadas.

Tabela 6.7 – Comparação da estratégia inicial com a estratégia otimizada para os Processos 1 e 2.

	Processo 1		Processo 2	
	Estratégia Inicial	Estratégia Otimizada	Estratégia Inicial	Estratégia Otimizada
Nº Poços	25 Poços (16P + 9I)	23 Poços (13P + 10I)	41 Poços (25P + 16I)	28 Poços (15P + 13I)
IEC/VPL (MM US\$)	925	1039	-25	971
N_p (MM m³)	53	55	49	56
W_p (MM m³)	60	45	97	48
Invest. (MM US\$)	2405	2249	3495	2650
FR_O	0.48	0.50	0.44	0.51

Ambas as estratégias apresentaram um bom resultado final em termos de VPL, mas percebe-se que a variação do VPL/IEC obtido após o final do processo em relação ao VPL/IEC inicial foi bem maior para o Processo 2, demonstrando que a estratégia inicial para este processo não estava adequada, sendo necessário um número maior de simulações em relação à Processo 1 para que o procedimento fosse realizado (cerca de 400 simulações contra cerca de 250 simulações, respectivamente). O Processo 1 teve uma variação menor da função-objetivo analisada, devido ao fato de o número de poços da estratégia utilizada no início do processo estar

próximo ao ideal, sendo necessário, portanto, menos simulações para se alcançar o resultado esperado.

A estratégia escolhida como sendo a otimizada para este modelo foi aquela resultante do Processo 1, por apresentar um VPL maior que o do Processo 2 (US\$1039 milhões contra US\$971 milhões) e será utilizada nas próximas etapas deste trabalho.

6.1.1 Utilização de Programa para Otimização Automática

O caso resultante do Processo 1 descrito anteriormente foi submetido ao programa CMOST® da CMG, que realoca poços de forma aleatória numa faixa de variação definida pelo usuário, buscando os melhores locais para alocação desses poços no modelo de simulação. Para isso, foi utilizado um indicador econômico simplificado (chamado aqui de Indicador de Desempenho CMOST), considerando receitas de produção de óleo e custos de produção de óleo e água dos poços, sem considerar os investimentos, que são constantes para todas as simulações e, como a ideia aqui é apenas comparar os resultados com o caso otimizado de forma determinística, não foi necessário incluí-los neste processo. Este passo foi feito apenas para pesquisa, com o propósito de testar o algoritmo proposto no programa e dar confiabilidade no método manual proposto, portanto não é necessária sua aplicação na metodologia proposta.

Foram realizadas 1600 simulações no total e o tempo gasto foi de 25 dias e 9 horas. Apesar desse elevado número de simulações, não foi alcançado um resultado melhor ao caso obtido através da otimização assistida, conforme pode ser observado na Figura 6.11. O ponto vermelho corresponde ao caso base, que foi o resultado do Processo 1 descrito anteriormente, enquanto os pontos azuis representam o resultado para as demais simulações.

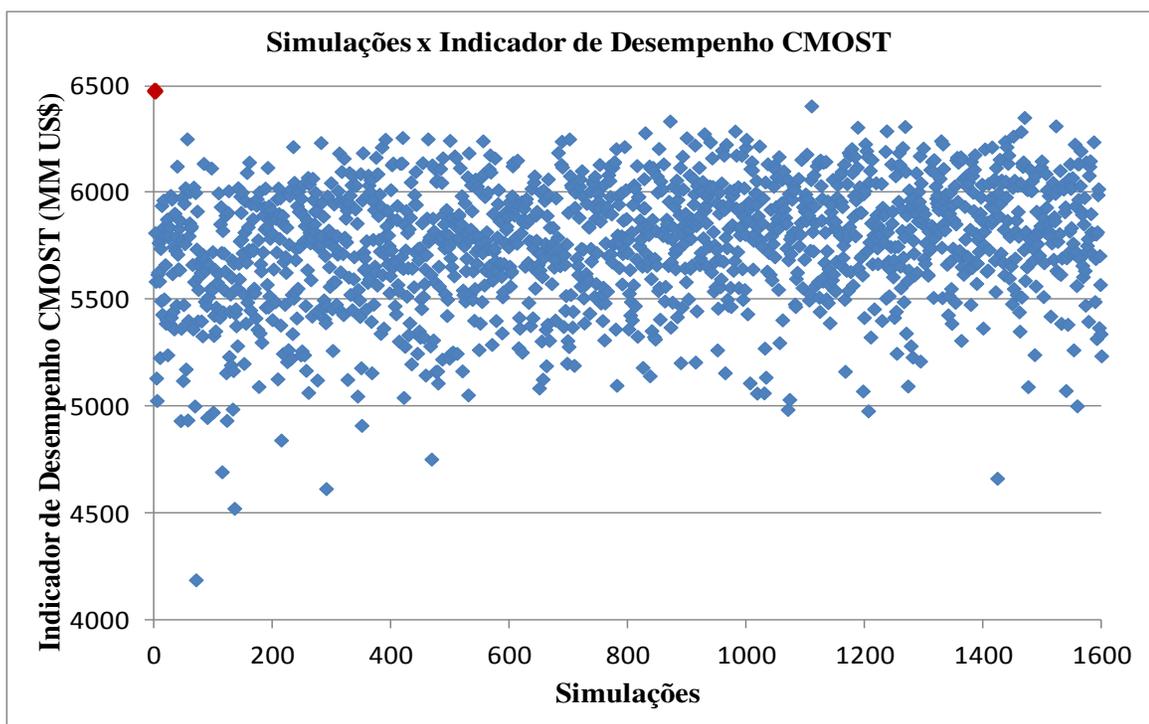


Figura 6.11 – Comparação dos resultados com CMOST.

Os valores de VPL obtidos pelo programa Unipar são diferentes dos resultados obtidos pelo indicador utilizado no CMOST devido ao fato deste indicador ser uma simplificação, conforme descrito anteriormente.

Este resultado resultou em um tempo excessivo de simulação sem haver um ganho significativo nos resultados. Desta forma, a utilização deste tipo de ferramenta depende dos objetivos do projeto, não existindo uma definição clara sobre qual processo é melhor, o manual ou automático, sendo que a escolha de cada um depende da necessidade de cada projeto. A vantagem de usar um processo manual consiste no fato de se ganhar sensibilidade em relação ao problema, já que a experiência do profissional pode ser determinante na escolha e alocação de poços. Já no processo automático são realizados mais testes e a varredura do espaço-solução é maior, sendo essas as suas maiores vantagens. Dessa forma, neste trabalho o método assistido mostrou-se importante por integrar procedimentos manuais e automatizados, obtendo as vantagens dos dois métodos, e mantendo o número de simulações controlado.

6.2 Etapa 2 - Otimização dos Demais Modelos Representativos

Para se fazer uma comparação justa entre as estratégias de produção dos modelos representativos, é necessário que todas elas estejam próximas do seu máximo potencial, ou seja, devem passar pelo processo de otimização com os mesmos critérios.

Neste trabalho, além do modelo base, foram utilizados outros três modelos representativos. Assim, estes modelos foram submetidos aos passos descritos no Item 4.2, de forma que fossem encontradas estratégias que fossem adequadas para cada modelo em questão. A Tabela 6.8 resume os resultados encontrados para todos os modelos otimizados, com os valores de VPL, produções acumuladas de óleo e água, investimento, fator de recuperação e número de poços.

Os Modelos 3 e 4 foram os que apresentaram as menores recuperações de óleo e os menores números de poços. Isso se deve principalmente às propriedades petrofísicas (neste caso, permeabilidade e porosidade) que são mais pessimistas nestes modelos em relação aos outros dois. Estes fatores também acarretaram em menores valores de VPL para os Modelos 3 e 4 em relação aos Modelos 1 e 2. O maior valor de recuperação de óleo e o maior VPL foram encontrados para o Modelo 1. No Anexo II são apresentados os principais resultados para a otimização dos modelos representativos.

Tabela 6.8 – Resultados para os MR otimizados.

Modelo	VPL (MM US\$)	Np (MM m ³)	Wp (MM m ³)	Invest. (MM US\$)	FR	Número de Poços
1	1039	55	45	2249	0.50	23 (13P + 10I)
2	974	52	35	2029	0.47	20 (11P + 9I)
3	223	29	16	1472	0.30	13 (8P + 5I)
4	259	33	27	1718	0.34	16 (9P + 7I)

6.3 Etapa 3 - Combinação das Estratégias nos Diversos Cenários e Escolha de uma Estratégia

Depois que os modelos representativos foram otimizados, cada estratégia resultante foi simulada nos outros modelos, resultando em 16 combinações possíveis. Aqui as estratégias são representadas pelo mesmo índice utilizado nos modelos. Por exemplo, a Estratégia 1 refere-se à

estratégia otimizada do Modelo 1, a Estratégia 2 refere-se à estratégia do Modelo 2 e assim sucessivamente. A Tabela 6.9 mostra os valores de VPL obtidos depois da combinação das estratégias nos modelos, enquanto a Figura 6.12 mostra as médias dos VPL obtidos para as estratégias. As barras presentes neste gráfico representam os desvios-padrão das estratégias. Nota-se que as estratégias 1 e 2, além de apresentarem as menores médias, possuem também as maiores variabilidades dos valores, ou seja, apresentaram os maiores valores de desvio-padrão.

Tabela 6.9 – Valores de VPL, em milhões de dólares, para as combinações das estratégias nos diversos cenários.

		VPL dos modelos (MM US\$)			
		1	2	3	4
Estratégia	1	1039	806	-285	-196
	2	1016	974	-177	-115
	3	691	658	223	257
	4	946	898	164	259

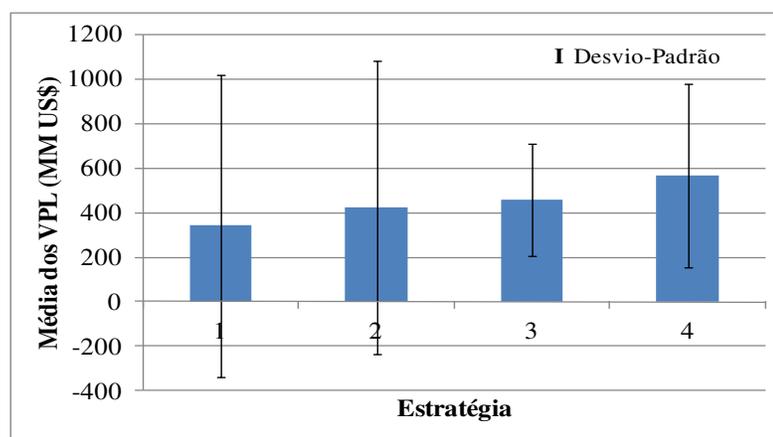


Figura 6.12 – Médias e desvios-padrão dos VPL, em milhões de dólares, para as estratégias encontradas

Pela tabela e pela figura acima, vê-se que o maior VPL foi obtido pela Estratégia 1, porém essa estratégia resultou em VPL negativo para outros dois modelos, o que aumenta o risco envolvido. Já as Estratégias 3 e 4, por exemplo, apresentaram valores menores de VPL, porém em nenhum cenário foi verificado valores negativos, portanto há um risco menor em se utilizar estas estratégias em relação às Estratégias 1 e 2.

Assim, uma primeira análise de decisão foi feita através do método do Risco vs Retorno, através do qual o cenário escolhido é aquele que apresenta o maior retorno com o menor risco envolvido. O risco, neste trabalho, foi quantificado pelo desvio-padrão dos VPL obtidos para cada estratégia e o retorno foi considerado como sendo o VME das estratégias. Esta primeira análise foi feita sem ser considerado o desempenho dos poços. Dessa forma, foi calculado o VME de cada uma das quatro estratégias através da Equação 2.2. Neste trabalho, foi considerado que todos os cenários possuem iguais probabilidades de ocorrência, assim o VME de cada estratégia é a média aritmética simples dos VPL resultantes das simulações desta estratégia em cada cenário. A Tabela 6.10 mostra os valores obtidos para o VME e o desvio-padrão de cada estratégia, enquanto a Figura 6.13 mostra o gráfico com estes indicadores.

Tabela 6.10 – Valores de VME e desvio-padrão para cada estratégia.

Estratégia	VME (MM US\$)	Desvio-Padrão (MM US\$)
1	341	679
2	424	659
3	439	276
4	567	412

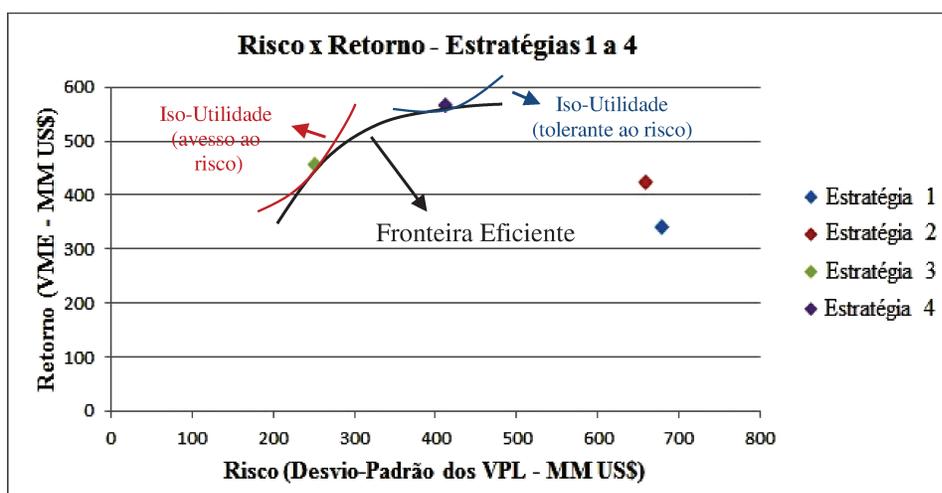


Figura 6.13 – Gráfico de Risco x Retorno para as quatro estratégias.

Pela figura acima, existem duas estratégias possíveis, entre as estratégias analisadas, de serem escolhidas, que se encontram na fronteira eficiente. Esta escolha depende do perfil da empresa e do tomador de decisões. Caso estes sejam avessos ao risco, há a tendência de que a Estratégia 3 seja escolhida por apresentar o menor risco. Já a Estratégia 4 apresenta o maior retorno, porém possui um risco maior na sua escolha. Neste trabalho, estas duas estratégias foram submetidas a análise do desempenho de poços. Esta figura é um exemplo de aplicação da metodologia, sendo que o ideal seria possuir mais modelos e conseqüentemente mais estratégias para uma análise mais aprofundada.

6.4 Etapa 4 – Análise do Desempenho de Poços das Estratégias Escolhidas

Uma primeira forma de se medir o desempenho econômico de poços sugerida neste trabalho é através do indicador econômico do poço produtor (IEPP), que foi definido no Item 2.1.3. Através deste indicador, foi possível verificar se existe variabilidade no comportamento dos poços nos diversos cenários. As Figuras 6.14 e 6.15 mostram os valores de IEPP por poço das Estratégias 3 e 4, respectivamente, para todos os modelos representativos, enquanto as Figuras 6.16 e 6.17 mostram a classificação (ranking) desses poços nos cenários.

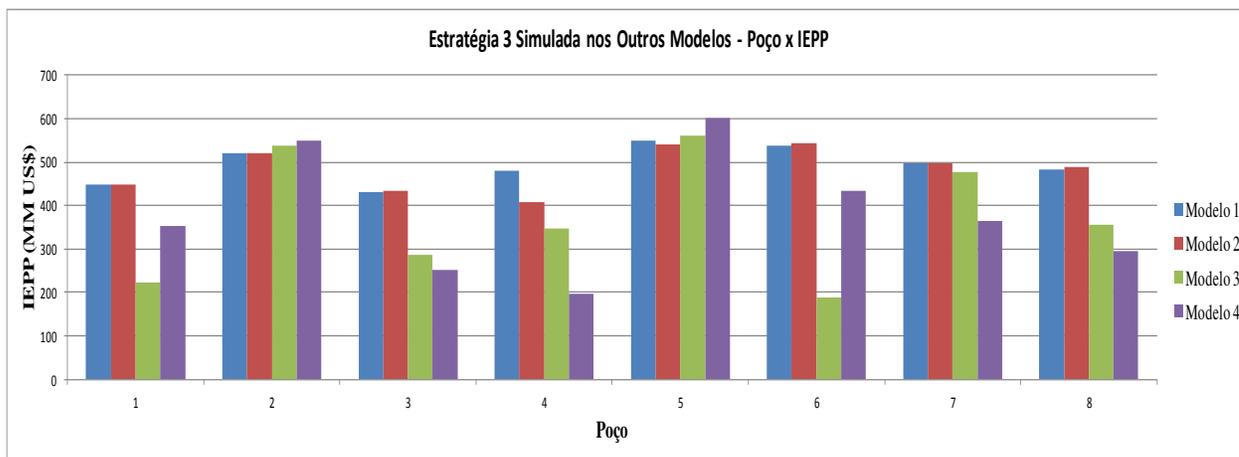


Figura 6.14 – Poço x IEPP para a Estratégia 3 simuladas nos demais modelos representativos.

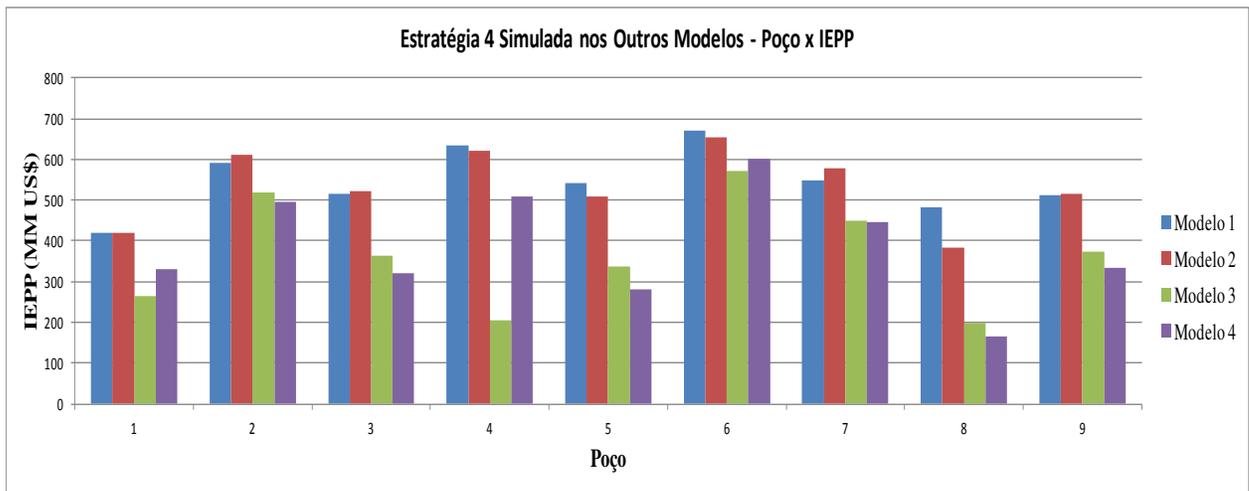


Figura 6.15 – Poço x IEPP para a Estratégia 4 simuladas nos demais modelos representativos.

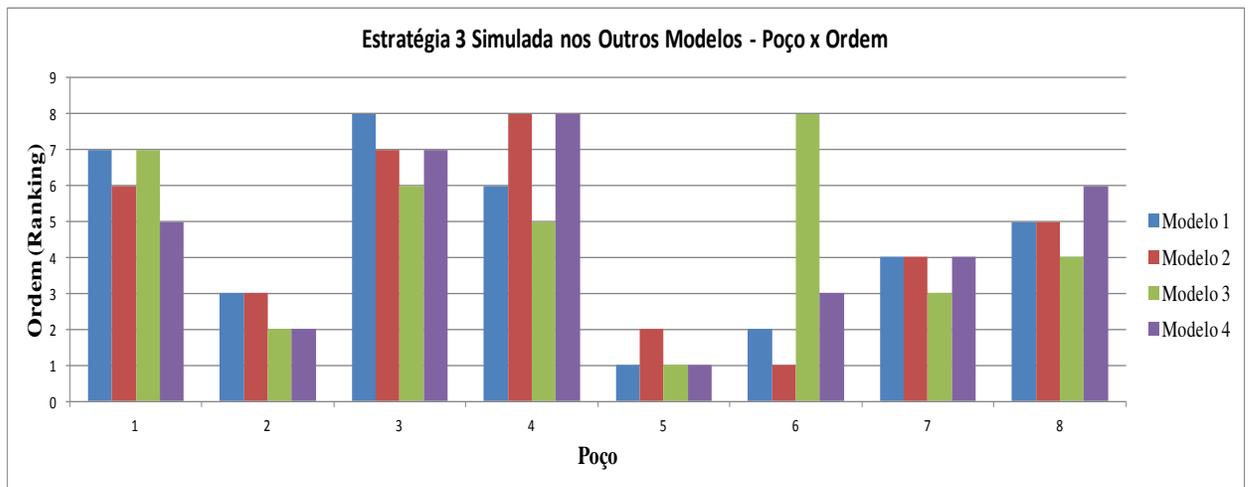


Figura 6.16 – Poço x Ordem (Ranking) – Estratégia 3.

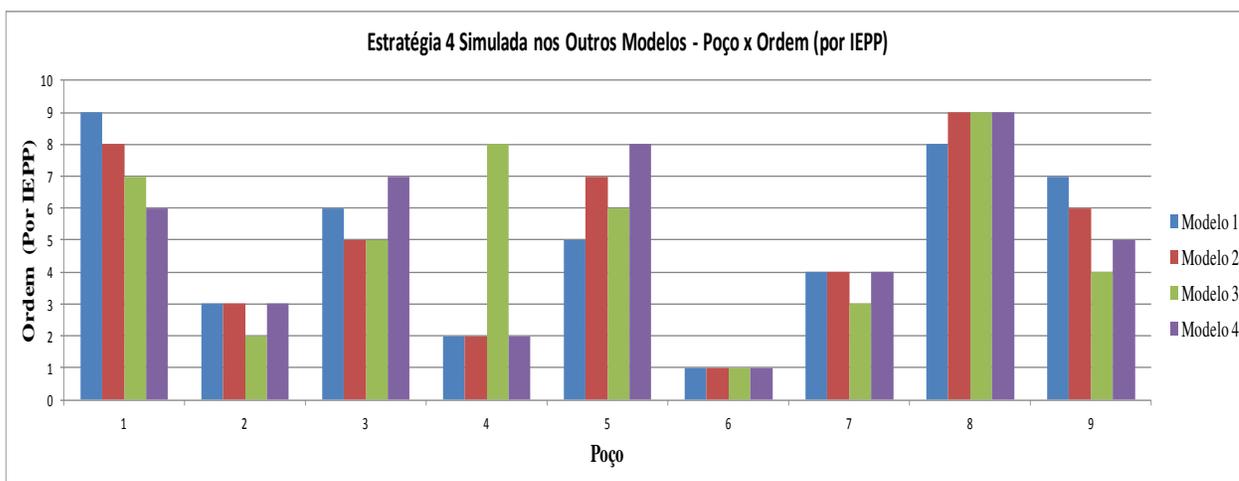


Figura 6.17 – Poço x Ordem (Ranking) – Estratégia 4.

Nota-se por esses gráficos que alguns poços apresentam uma grande variabilidade em relação aos cenários considerados. Por exemplo, na Estratégia 3, o Poço 6 apresenta um bom desempenho nos Modelos 1, 2 e 4, mas apresenta um desempenho ruim no Modelo 3. Neste modelo, este poço foi o de pior desempenho, enquanto nos outros modelos ele esteve entre os três melhores poços (melhor poço no Modelo 2, segundo melhor no Modelo 1 e terceiro no Modelo 4, conforme pode ser visto na Figura 6.16), considerando como indicador o IEPP. Neste caso, isso ocorreu porque no Modelo 3 este poço está situado numa região cercada por fraturas selantes que estão prejudicando o escoamento de fluidos. O mesmo ocorreu com o Poço 4 da Estratégia 4. Assim, a partir desta primeira análise, também foi possível identificar algumas características presentes em cada modelo representativo.

A segunda forma sugerida para avaliar os poços foi através do indicador de desempenho de poços (IDP), definido no Item 4.5.1. As Tabelas 6.11 e 6.12 mostram os valores obtidos deste indicador para as Estratégias 3 e 4, respectivamente, enquanto as Figuras 6.18 e 6.19 comparam estes valores graficamente.

Tabela 6.11 – Valores de IDP, obtidos para a Estratégia 3 em todos os modelos.

Poço	IDP - Estratégia 3 (Milhões US\$)			
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
1	42	46	-122	5
2	112	117	194	202
3	22	32	-57	-97
4	74	3	3	-151
5	143	139	217.1	252
6	131	140	-155	86
7	89	95	132	15
8	77	86	12	-54

Tabela 6.12 – Valores de IDP, obtidos para a Estratégia 4 em todos os modelos.

Poço	IDP - Estratégia 4 (Milhões US\$)			
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
1	-22	-14	-81	-28
2	149	174	172	138
3	76	85	16	-37
4	195	185	-139	152
5	100	74	-10	-78
6	229	218	226	241
7	106	143	104	89
8	41	-50	-148	-193
9	70	79	26	-24

Ao contrário do IEPP, alguns poços apresentaram valores negativos de IDP, inclusive para a estratégia do próprio modelo otimizado. Isto aconteceu porque no cálculo deste indicador os custos e investimentos referentes ao campo são diluídos igualmente entre todos os poços, o que acaba sendo injusto, já que os poços contribuem de maneira diferente na diluição destes custos. Porém, este indicador é útil para se analisar de maneira mais clara quais poços apresentam desempenho ruim nos cenários considerados. Por exemplo, o Poço 6 da Estratégia 3 possui IDP negativo para um modelo, então é necessário analisar se, na média dos valores obtidos para os modelos, este poço apresenta boas chances de ter um bom desempenho, verificando se este poço seria indicado para a perfuração. Isto fica mais claro através das Figuras 6.20, 6.21, 6.22 e 6.23,

que mostram a média dos IEPP e a média dos IDP para os poços das Estratégias 3 e 4, respectivamente.

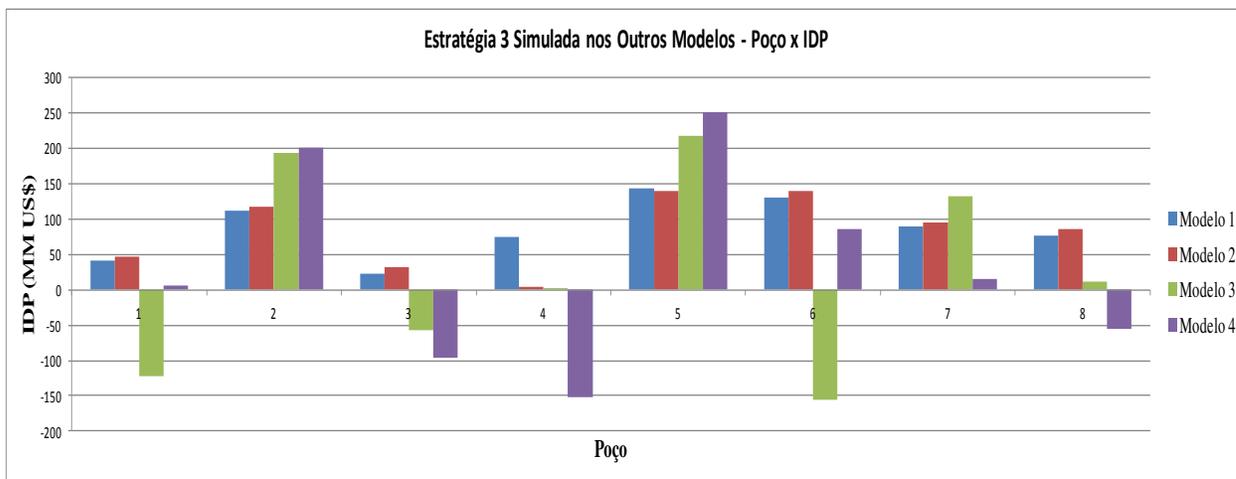


Figura 6.18 – Poço x IDP para a Estratégia 3.

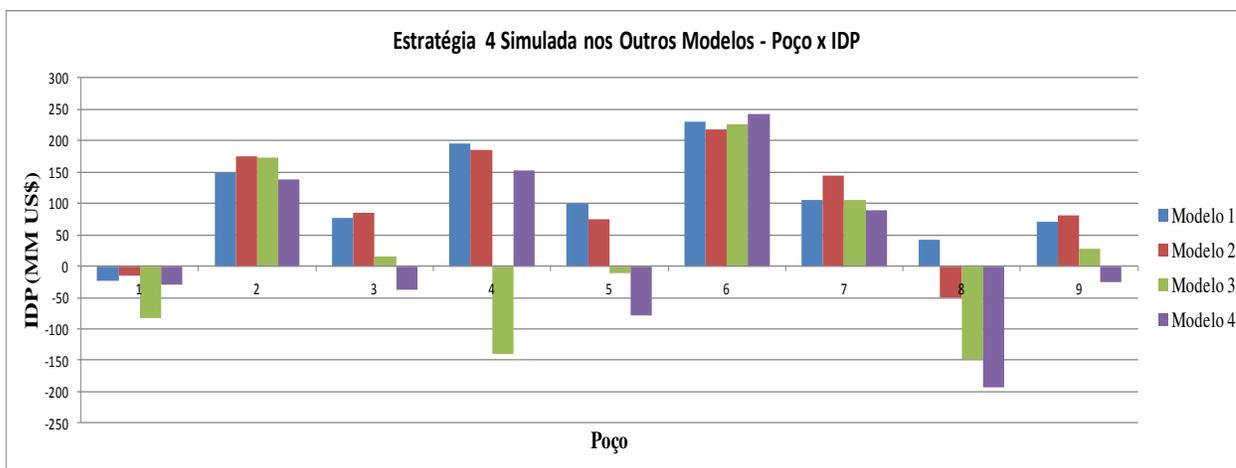


Figura 6.19 – Poço x IDP para a Estratégia 4.

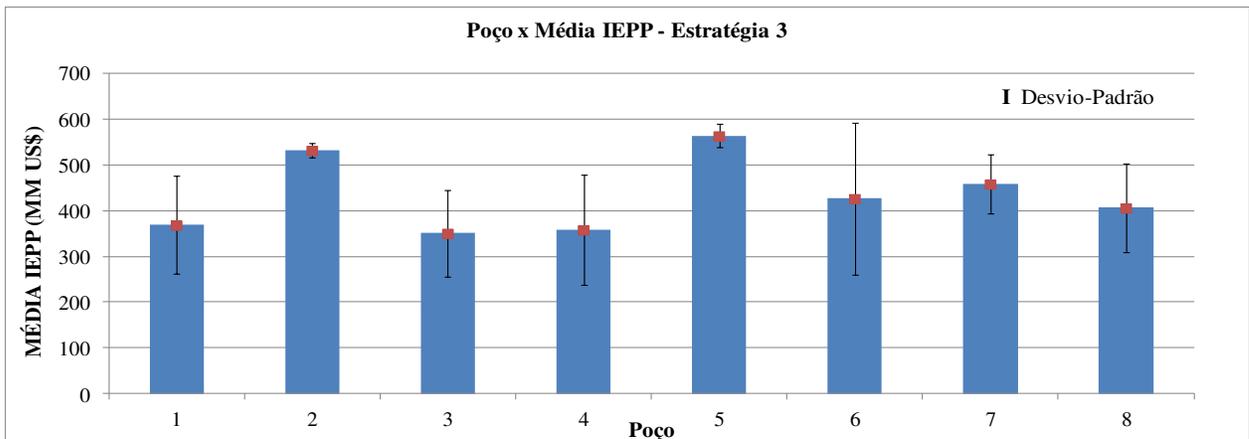


Figura 6.20 – Poço x Média dos IEPP para a Estratégia 3.

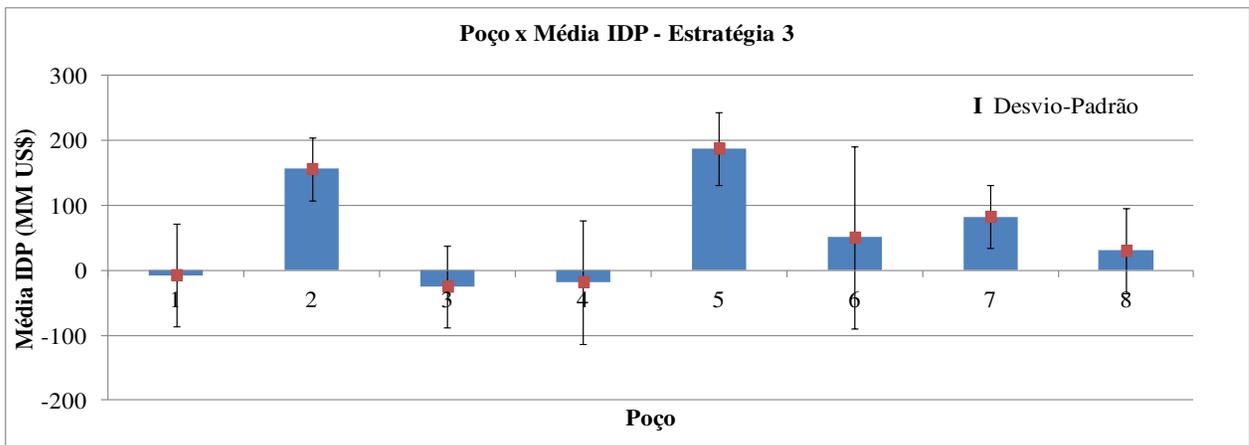


Figura 6.21 – Poço x Média dos IDP para a Estratégia 3.

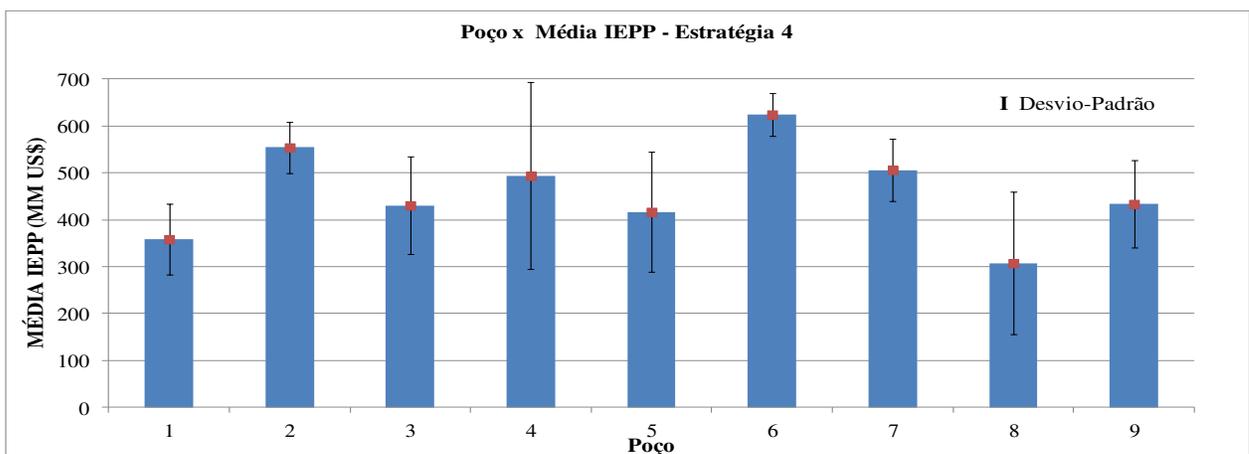


Figura 6.22 – Poço x Média dos IEPP para a Estratégia 4.

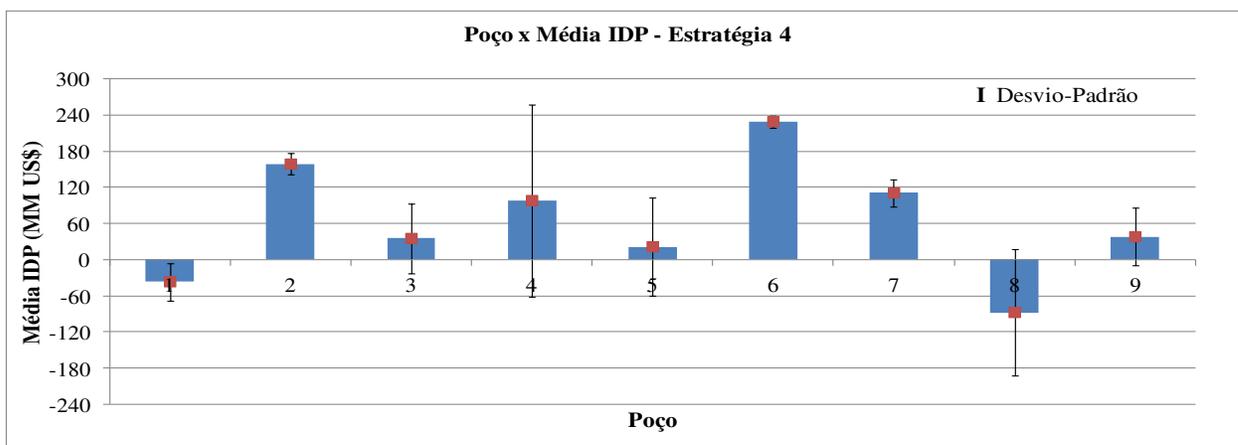


Figura 6.23 – Poço x Média dos IDP para a Estratégia 4.

Percebe-se pelos gráficos acima que, de acordo com o IDP, alguns poços apresentaram retorno negativo na média dos modelos (Poços 1, 3 e 4 da Estratégia 3 e Poços 1 e 8 da Estratégia 4), ao contrário do IEPP, que apresentou somente valores positivos para todos os poços. Portanto, o IDP é mais o indicador mais recomendado para se fazer uma posterior análise de poços visando melhorar a seleção da estratégia de produção.

A terceira forma de avaliar o desempenho de um poço sugerida neste trabalho é retirando-se o poço em questão e verificando sua influência no VPL do campo, calculando-se a diferença no VPL do campo simulando-se a estratégia com e sem ele. Esta é a maneira mais precisa de se obter o valor presente líquido dos poços, chamado aqui de VPL_p para poços produtores e VPL_i para poços injetores. Como este processo pode se tornar trabalhoso em estratégias nas quais há muitos poços, o IDP pode servir como base, realizando-se este procedimento apenas para os poços que apresentem IDP negativo para verificar se eles realmente apresentam um valor presente líquido negativo. Neste trabalho, isto foi feito para todos os poços, a fim de se verificar se há correlação entre esses indicadores. As Tabelas 6.13 e 6.14 mostram os resultados obtidos realizando-se este procedimento para os poços das Estratégias 3 e 4, respectivamente.

Tabela 6.13 – Valores de IDP e VPLp para a Estratégia 3.

Estratégia 3				
Poço Produtor	IDP (MM US\$)	VPL do campo com o poço (MM US\$)	VPL do campo sem o poço (MM US\$)	VPLp (MM US\$)
1	-122	223	181	42
2	194	223	95	128
3	-57	223	204	19
4	3	223	168	55
5	217	223	96	127
6	-156	223	214	9
7	132	223	115	108
8	12	223	183	40

Tabela 6.14 – Valores de IDP e VPLp para a Estratégia 4.

Estratégia 4				
Poço Produtor	IDP (MM US\$)	VPL do campo com o poço (MM US\$)	VPL do campo sem o poço (MM US\$)	VPLp (MM US\$)
1	-28	259	174	85
2	138	259	152	107
3	-37	259	202	57
4	152	259	151	108
5	-78	259	216	43
6	241	259	88	171
7	89	259	152	107
8	-193	259	257	2
9	-24	259	200	59

Percebe-se que todos os poços que apresentavam IDP negativo acabaram apresentando VPL_p positivo, ou seja, estes poços devem ser mantidos na estratégia, pois estão contribuindo positivamente para o VPL do campo. Caso algum deles estivesse contribuindo negativamente com o VPL do campo, ele deveria ser retirado do modelo de simulação.

6.4.1 Comparação Entre os Indicadores dos Poços Produtores

Com o objetivo de verificar se existe correlação entre os indicadores econômicos utilizados neste trabalho, foram calculados os VPL_p para todas as estratégias, sendo que os resultados são

mostrados na Tabela 6.15. A Figura 6.24 mostra os gráficos de VPL_p x IDP e VPL_p x IEPP para todas as estratégias.

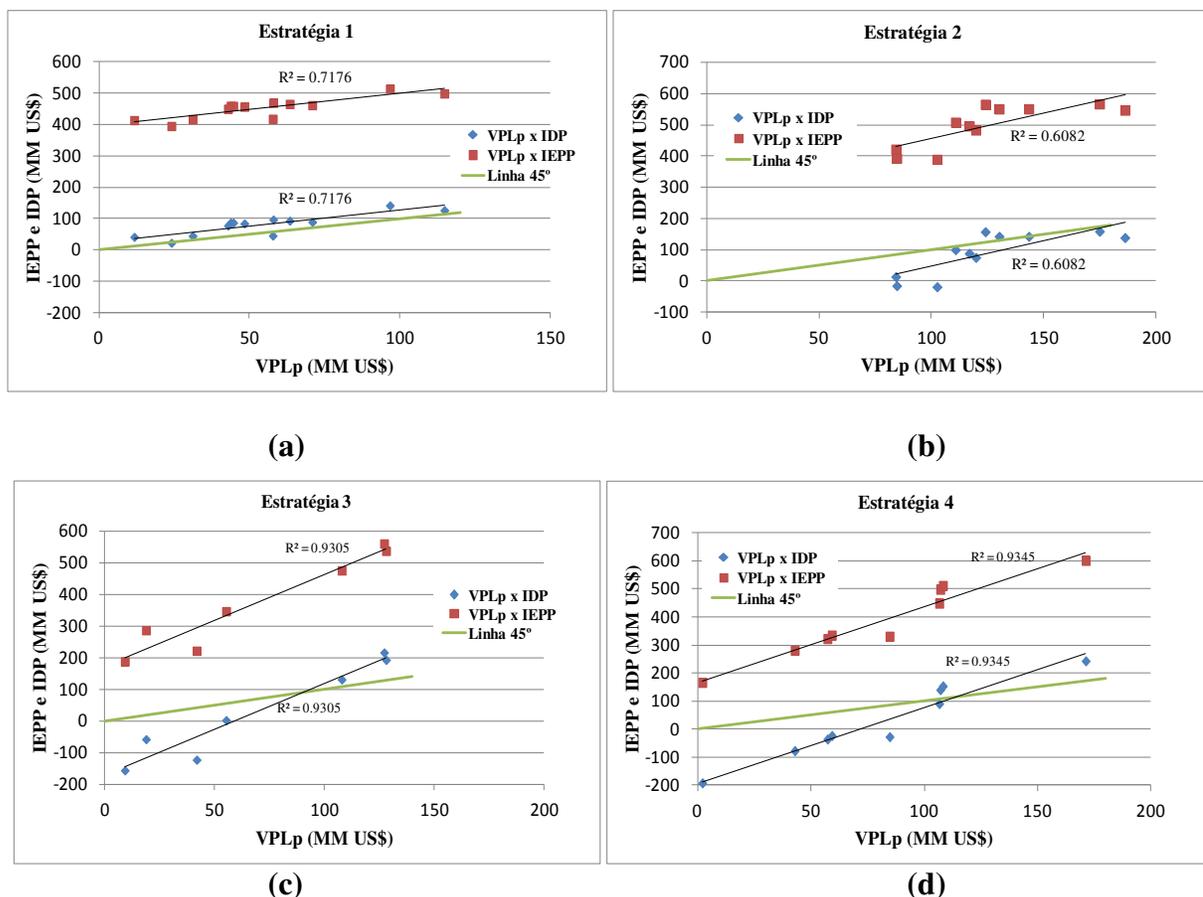


Figura 6.24 – VPL_p x IDP e VPL_p x IEPP para (a) Estratégia 1, (b) Estratégia 2, (c) Estratégia 3 e (d) Estratégia 4.

Verifica-se, desta forma, que existe correlação tanto entre o VPL_p e o IDP quanto entre o VPL_p e o IEPP, ou seja, há uma tendência de que poços que possuem baixos valores de IEPP também possuam baixos valores de IDP e VPL_p e poços que possuam bom desempenho através da análise de um desses indicadores também possuirão bom desempenho analisando os outros dois indicadores. A precisão destas correlações varia para cada caso, como pode ser visto pelos gráficos. Neste caso, a Estratégia 4 foi aquela que apresentou a melhor correlação, com um R^2 de 0,93 e a estratégia 2 apresentou a pior, com um R^2 de 0,60, devido ao fato de haver mais pontos distantes da linha de tendência.

Tabela 6.15 – Resultados obtidos nos cálculos do IDP e do VPL_p para todas as estratégias.

	Poço Produtor	IEPP (MM US\$)	IDP (MM US\$)	VPL _p (MM US\$)
Estratégia 1	1	499	126	114
	2	460	87	43
	3	466	93	63
	4	418	45	57
	5	417	44	31
	6	462	89	70
	7	515	142	96
	8	470	97	57
	9	457	84	48
	10	395	22	24
	11	460	86	44
	12	414	41	11
	13	451	77	42
Estratégia 2	1	566	157	174
	2	507	99	110
	3	495	87	117
	4	388	-19	102
	5	545	137	186
	6	482	74	119
	7	549	141	143
	8	549	141	130
	9	420	12	84
	10	391	-16	84
	11	564	156	124
Estratégia 3	1	223	-122	42
	2	538	194	128
	3	288	-57	19
	4	348	3	55
	5	562	217	127
	6	189	-156	9
	7	476	132	108
	8	356	12	40
Estratégia 4	1	329	-28	85
	2	496	138	107
	3	321	-37	57
	4	510	152	108
	5	279	-78	43
	6	599	241	171
	7	447	89	107
	8	164	-193	2
	9	333	-24	59

Portanto, apesar de o IEPP e o IDP não representarem precisamente o valor presente líquido dos poços produtores, esta análise revela que aqueles indicadores são bons parâmetros para se ter uma ideia do desempenho econômico relativo dos poços. Então, dependendo da análise que se deseja realizar, o VPL_p , cuja forma de cálculo pode ser trabalhosa dependendo do número de poços em questão, pode ser substituído pelos outros indicadores acima mencionados para realização de análises comparativas do desempenho econômico dos poços, em casos nos quais não seja necessário o cálculo preciso do valor presente líquido destes.

6.4.2 Comparação entre os Indicadores dos Poços Injetores

Da mesma forma que foi feita para os poços produtores, foram obtidos os valores de valor presente líquido dos poços injetores (VPL_i), simulando-se a estratégia com e sem o poço em questão e calculando-se a diferença no VPL da campo. A Tabela 6.16 mostra os resultados obtidos dos VPL_i para todas as estratégias, enquanto a Figura 6.25 ilustra os gráficos de VPL_i x IEPI.

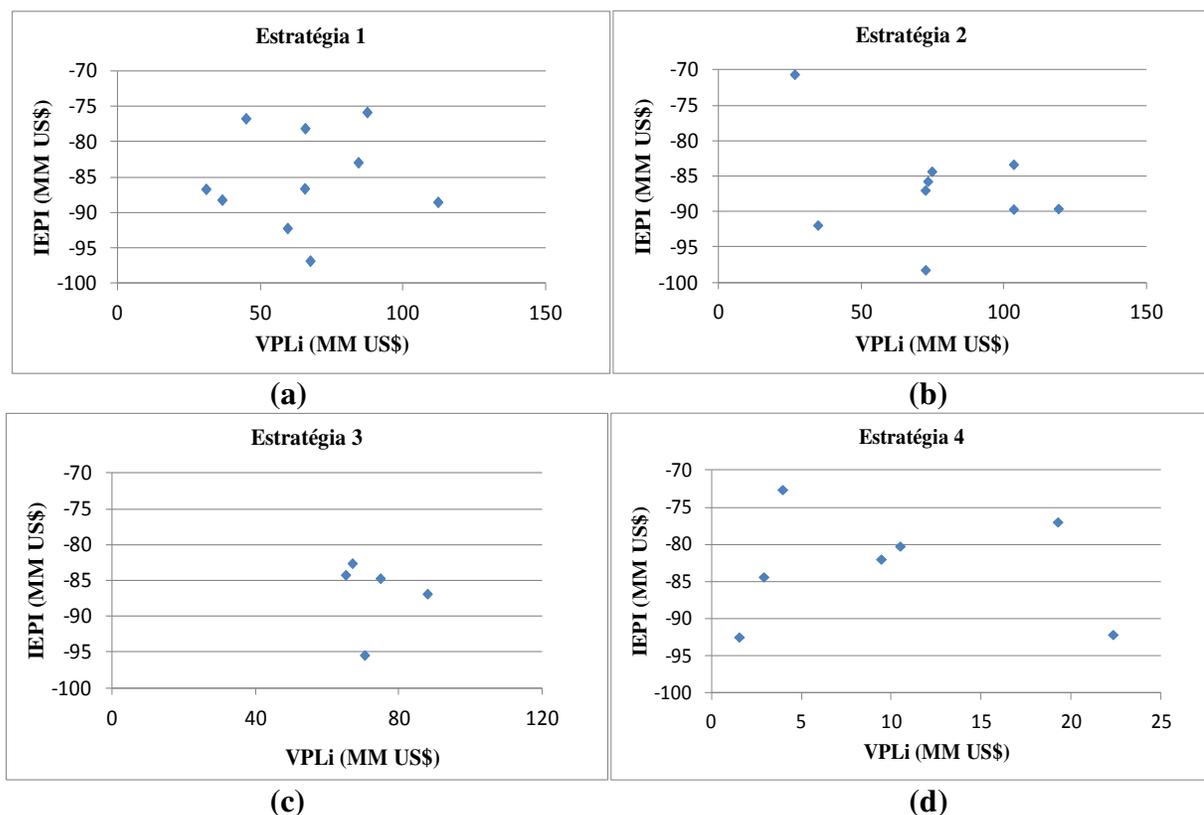


Figura 6.25 – VPL_i x IEPI para (a) Estratégia 1, (b) Estratégia 2, (c) Estratégia 3 e (d) Estratégia 4.

Tabela 6.16 – Resultados obtidos nos cálculos do VPL_i para todas as estratégias

	Poço Injetor	IEPI (MM US\$)	VPL _i (MM US\$)
Estratégia 1	1	-97	67
	2	-78	66
	3	-87	31
	4	-92	59
	5	-87	65
	6	-88	36
	7	-89	112
	8	-83	84
	9	-76	87
	10	-77	45
Estratégia 2	1	-98	72
	2	-87	72
	3	-86	73
	4	-84	75
	5	-92	35
	6	-90	103
	7	-83	103
	8	-90	119
	9	-71	27
Estratégia 3	1	-87	88
	2	-85	75
	3	-84	65
	4	-95	70
	5	-83	67
Estratégia 4	1	-84	3
	2	-80	11
	3	-82	9
	4	-92	22
	5	-92	2
	6	-73	4
	7	-77	19

No cálculo do IEPI considera-se o somatório dos custos de injeção e do poço, resultando em valores negativos, como pode ser visto na Tabela 6.16. Dessa forma, quanto mais negativo o valor do IEPI, maior será a quantidade de água injetada pelo poço. Porém, vê-se pelos gráficos acima que não existe boa correlação entre o VPL_i e o IEPI, logo este pode não ser um bom indicador para se medir o desempenho econômico dos poços injetores, já que nem sempre uma maior quantidade de água injetada resulta em uma boa eficiência econômica. Uma grande quantidade de água injetada pode resultar em injeção não eficiente, antecipação da produção de

água ou ainda causar a formação de cones, que são problemas que devem ser evitados na exploração de campos de petróleo.

6.4.3 Modificação da Estratégia Escolhida com Base no Desempenho de Poços

Com o objetivo de tentar melhorar as estratégias escolhidas, foram gerados gráficos de Risco vs Retorno para os poços destas estratégias, conforme mostram as Figuras 6.26 e 6.27. O indicador considerado nesta análise foi o IDP. O risco foi quantificado através do desvio-padrão dos valores de IDP obtidos para todos os modelos. Já o retorno foi considerado como sendo a média dos valores de IDP para cada poço.

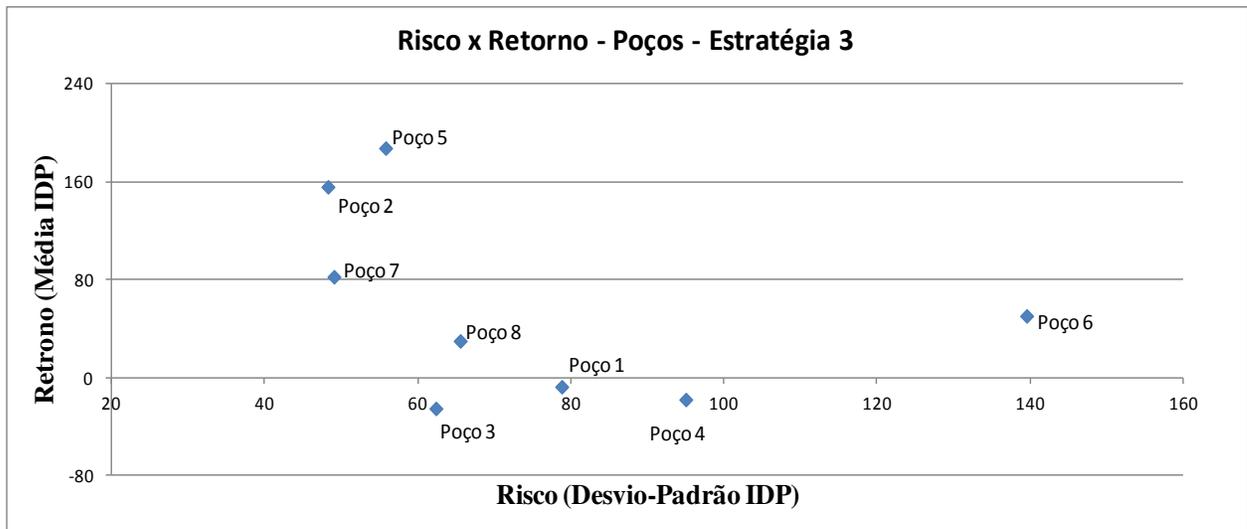


Figura 6.26 – Risco x Retorno para os poços da estratégia 3.

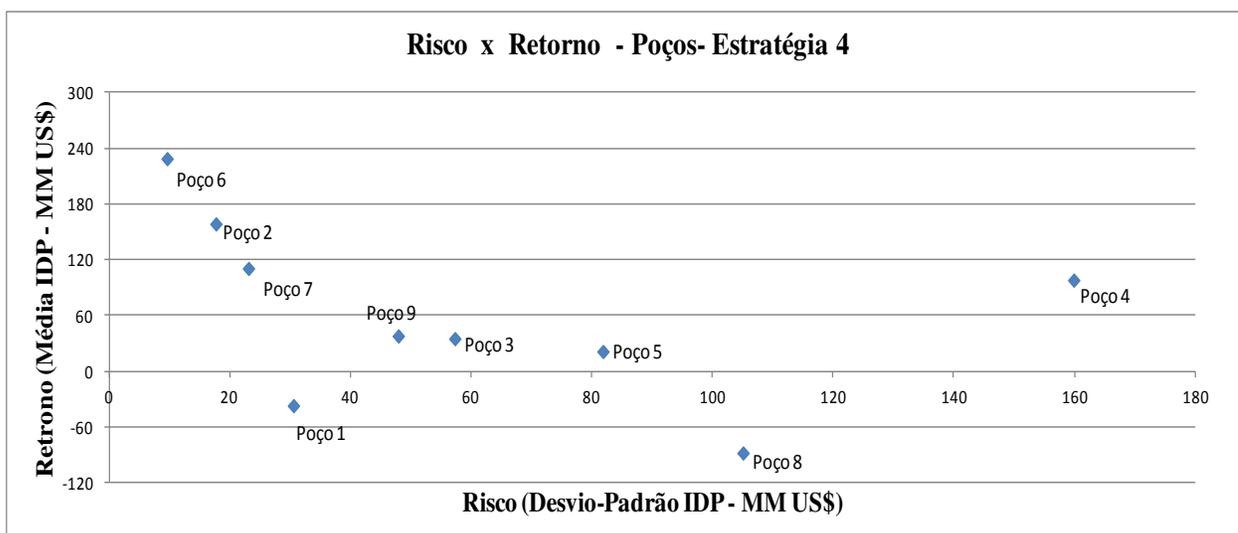


Figura 6.27 – Risco x Retorno para os poços da estratégia 4.

Pelo gráfico da Figura 6.26, vê-se que os Poços 1, 3 e 4 da Estratégia 3 apresentaram retorno negativo, segundo o IDP. Uma maneira de tentar melhorar a estratégia através desta análise foi retirando-se da estratégia primeiramente o Poço 1 e simulando novamente em todos os modelos representativos. O processo foi então repetido retirando-se os Poços 3 e 4, alternadamente. Dessa forma, foi calculado o VPL_p destes poços em todos os modelos, conforme é mostrado na Tabela 6.17, e então, calculado o VME dessas novas estratégias, para verificar se houve ganho ou não. O mesmo procedimento foi efetuado para os Poços 1 e 8 da Estratégia 4, sendo que os resultados estão dispostos na Tabela 6.18. A Tabela 6.19 mostra os resultados obtidos para os novos valores de VME após realizado o procedimento de retirada de poços para as duas estratégias.

Tabela 6.17 – Resultados de VPL do campo e dos poços, ao retirar os piores poços da Estratégia 3.

MR	VPL do Campo Simulando a Estratégia 3 nos MR (MM US\$)	VPL do Campo sem o Poço 1 (MM US\$)	VPL do Campo sem o Poço 3 (MM US\$)	VPL do Campo sem o Poço 4 (MM US\$)	VPL _p do Poço 1 (MM US\$)	VPL _p do Poço 3 (MM US\$)	VPL _p do Poço 4 (MM US\$)
1	691.00	728	749	706	-37	-58	-15
2	658.00	689	715	696	-31	-57	-38
3	223.00	181	204	168	42	19	55
4	257.00	169	247	244	89	10	13

Tabela 6.18 – Resultados de VPL do campo e dos poços, ao retirar os piores poços da Estratégia 4.

MR	VPL do Campo Simulando a Estratégia 4 nos MR (MM US\$)	VPL do Campo sem o Poço 1 (MM US\$)	VPL do Campo sem o Poço 8 (MM US\$)	VPL _p do Poço 1 (MM US\$)	VPL _p do Poço 8 (MM US\$)
1	946	836	838	109	107
2	898	778	821	119	76
3	164	102	159	62	5
4	258	174	256	84	1.8

Tabela 6.19 – Valores de VME e Desvio-Padrão para as Estratégias.

Estratégia	VME (MM US\$)	Desvio-Padrão (MM US\$)
1	341	679
2	424	659
3	457	251
4	567	412
3 Sem Poço 1	442	309
3 Sem Poço 3	479	293
3 Sem Poço 4	453	288
4 Sem Poço 1	473	388
4 Sem Poço 8	519	361

No caso da Estratégia 4, apesar de o IDP destes poços serem negativos em alguns modelos, o VPL_p destes poços foram sempre positivos, mostrando que estes poços, apesar de apresentarem um desempenho ruim em relação aos outros, estão contribuindo positivamente para o VPL do campo. Pela Tabela 6.19, verifica-se que houve redução no valor do VME dessa estratégia ao serem retirados os poços em questão, significando que, em princípio, eles devem ser mantidos na estratégia. Este resultado dá uma maior robustez ao processo, indicando que esta estratégia pode ser adequada. Não é necessário calcular o VPL_p dos outros poços, já que, conforme foi demonstrado anteriormente, este indicador está correlacionado com o IDP. Assim, os poços que apresentaram um bom desempenho segundo o IDP, também apresentarão um bom valor de VPL_p. O cálculo deste indicador é recomendado somente nos casos em que se necessite saber o valor exato do valor presente líquido dos poços.

A Figura 6.28 mostra o gráfico de Risco vs Retorno para todas as estratégias após a análise dos poços. No caso da Estratégia 3, a retirada do Poço 3 resultou em aumento do VME, porém com uma maior variabilidade, ou seja, o risco envolvido, medido pelo desvio-padrão, também aumentou. No caso da Estratégia 3, a retirada do Poço 3 resultou em um maior retorno, porém resultou também em um maior risco. Já para a Estratégia 4 não houve ganhos em relação ao VME com a retirada de poços, entretanto houve uma diminuição do risco ao realizar a retirada dos Poço 8. Portanto, essa análise dos poços proporcionou novas alternativas ao tomador de decisão, intermediárias entre as Estratégias 3 e 4, que poderiam também ser adequadas.

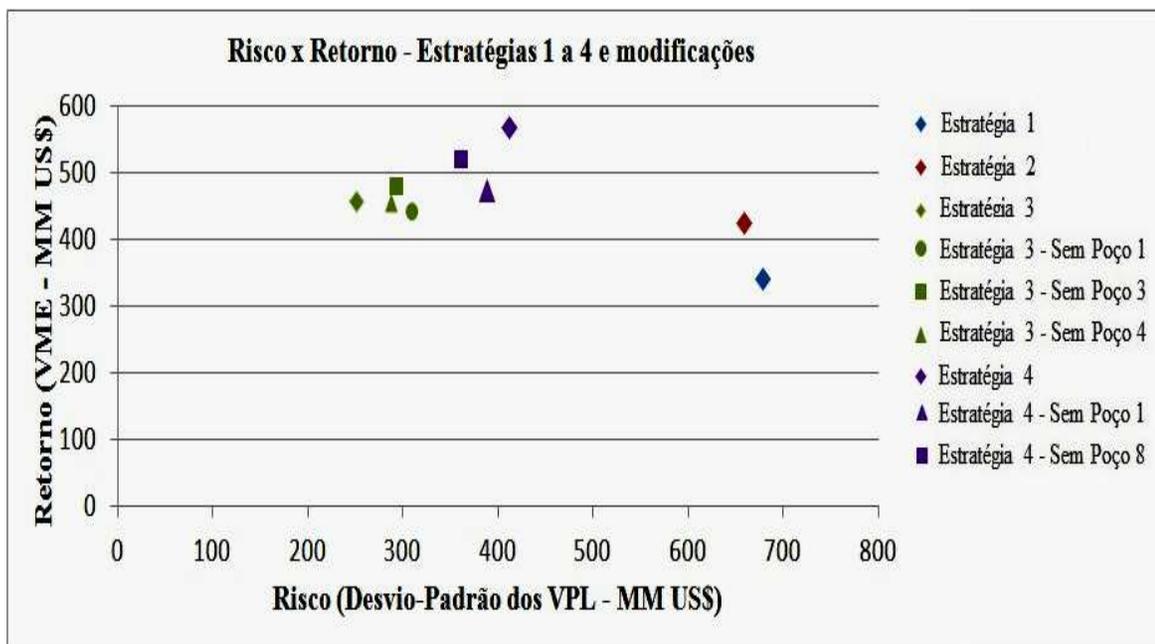


Figura 6.28 – Risco x Retorno das estratégias, após a análise dos poços.

Uma sugestão para trabalhos futuros para tentar melhorar a estratégia de produção ou torná-la mais segura através da análise de poços é reordenando o cronograma de entrada destes, começando a serem perfurados aqueles que apresentarem um maior retorno e um menor risco, deixando os piores poços, ou aqueles com o maior risco (como o poço 6 da Figura 6.26, por exemplo), para serem perfurados posteriormente. À medida que esses poços fossem sendo perfurados, novas informações sobre o campo poderiam ser acrescentadas, fazendo com que pudesse ser conhecido o modelo de simulação que mais realmente se aproximasse do campo, trazendo mais segurança para a perfuração de novos poços.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS

Este trabalho propôs aprimorar o estudo de otimização de estratégias de produção em cenários sob incertezas, dando uma ênfase maior na análise do comportamento dos poços, buscando tornar o processo mais eficiente. No Item 7.1 estão listadas as principais conclusões obtidas após as aplicações da metodologia proposta; no Item 7.2 estão descritas as recomendações para futuras pesquisas.

7.1 Conclusões

Durante o procedimento de otimização de campos de petróleo, informações importantes dos poços geralmente não são utilizadas. Este trabalho mostrou que a análise de poços pode ser muito útil no processo, fornecendo informações importantes sobre o campo, que podem contribuir para dar mais robustez no processo de seleção da estratégia de produção. Dessa forma, a análise de poços pode melhorar ou dar mais confiabilidade à estratégia escolhida, aumentando o retorno médio (como no caso da Estratégia 3 deste trabalho) ou diminuindo o risco (caso da Estratégia 4), propiciando novas alternativas de estratégias ou confirmando se uma determinada estratégia está realmente adequada.

Além disso, em modelos heterogêneos e em cenários sob incertezas, o comportamento dos poços fica muito variável em relação aos cenários. Através da análise de indicadores de poços, é possível conhecer mais profundamente os modelos utilizados, verificando as regiões com as maiores heterogeneidades, regiões com maior ou menor potencial de escoamento de fluidos, localização das fraturas etc.

A utilização de processos automáticos para a otimização de campos de petróleo faz com haja uma maior varredura do espaço de busca, porém, como o processo é automático, muitas informações, principalmente as de poços, são perdidas, o que faz com que haja uma perda de sensibilidade em relação ao problema. Além disso, processos automáticos podem demandar um número elevado de simulações, inviabilizando o estudo, dependendo do caso. Dessa forma, a

vantagem da utilização de procedimentos manuais é o ganho de sensibilidade, já que diversos dados podem ser obtidos, revelando informações importantes sobre os modelos utilizados.

Outras conclusões em relação à seleção de estratégia probabilística e à análise de poços são listadas a seguir:

- Quando há incertezas envolvidas na análise, além do valor monetário esperado, é importante incorporar à análise uma medida de risco nos processos de tomada de decisão;
- O indicador econômico de poços produtores (IEPP) pode não ser suficiente para medir o desempenho econômico dos poços produtores, já que no seu cálculo não são levados em consideração as taxas e impostos relativos ao campo. Dessa forma, mesmo poços que não possuem bom desempenho podem apresentar IEPP positivo, podendo levar à ideia errada de que o poço está apresentando um bom desempenho, em uma análise inicial; entretanto, o IEPP possui boa correlação com o valor estimado dos poços e, portanto, pode ser usado como indicador de desempenho relativo entre poços com boa confiabilidade;
- O indicador de desempenho de poços (IDP) dilui os custos inerentes ao campo entre todos os poços produtores, sendo útil para se analisar de maneira mais clara quais poços apresentam desempenho ruim nos cenários considerados. Porém, a diluição uniforme de custos entre os poços testada neste trabalho precisa ser melhorada, já que estes contribuem de maneira diferente nesta diluição; assim, poços que apresentam IDP negativo podem estar contribuindo positivamente no valor presente líquido total do campo; a correlação com o valor dos poços é também boa e, por isso, o IDP pode ser usado como indicador relativo de forma até mais precisa que o IEPP;
- A maneira mais precisa utilizada neste trabalho, para calcular o valor presente líquido dos poços foi retirando-se o poço em questão do modelo de simulação e verificando sua influência no VPL do campo, calculando-se a diferença no VPL do campo simulando-se a estratégia com e sem ele. Como este processo pode ser trabalhoso dependendo do número de poços presentes no modelo, o IDP pode servir como parâmetro para realização deste procedimento, sendo retirados do modelo de simulação apenas os poços que apresentam IDP negativo, caso não seja necessário o cálculo mais preciso do valor presente líquido dos outros poços;

- O conceito de indicador de poço injetor (IEPI) permite avaliar o potencial de injeção dos poços injetores, o que pode ser uma medida de qualidade destes, mas isto é uma simplificação, já que não está sendo medida a eficiência da injeção. O IEPI considera que os melhores poços são aqueles que mais injetam água, o que nem sempre é verdade, já que nem sempre uma maior quantidade de água injetada resulta em uma boa eficiência econômica. Neste trabalho, a melhor maneira para avaliar economicamente os poços injetores foi simulando a estratégia sem o poço e verificando a diferença no VPL do campo.

Em relação à metodologia de otimização determinística proposta neste trabalho, chegou-se às seguintes conclusões:

- A metodologia dividida em passos apresentou bons resultados sem um número excessivo de simulações; mostrou-se também flexível, possibilitando a execução do processo em uma ordem diferente daquela que foi proposta, sendo que o número de vezes que os passos devem ser executados depende do tempo disponível e da precisão dos resultados requerida;
- O procedimento assistido de otimização, com etapas manuais e outras que podem ser automatizadas, faz com que o número de simulações possa ser controlado, reservando um maior número de simulações para as etapas mais críticas;
- O procedimento proposto apresentou resultados semelhantes em termos de valor presente líquido (VPL) para as duas estratégias estudadas, apesar de apresentarem um número diferente de poços demonstrando que a solução do problema não é única, podendo existir diversas estratégias que cheguem a resultados parecidos.
- A determinação de uma estimativa inicial mais adequada do número de poços pode resultar em um menor número de simulações e menor tempo computacional despendido, porém isto não é determinante para se alcançar um bom resultado ao final do procedimento, já que soluções adequadas podem ser obtidas mesmo com uma estratégia inicial com um número superestimado de poços; outras formas de determinação do número inicial de poços podem ser utilizadas;
- Para o modelo estudado, que é heterogêneo, o Passo 3, que consistiu na modificação do posicionamento dos poços, mostrou que este posicionamento é importante e influencia diretamente nos resultados, devido às heterogeneidades presentes no modelo.

7.2 Sugestões Para Trabalhos Futuros

Alguns pontos que não puderam ser abordados neste trabalho ou que poderiam ser aperfeiçoados são ressaltados a seguir como recomendações para trabalhos futuros:

- Uma sugestão para trabalhos futuros é tentar melhorar a estratégia ou mitigar o risco através da incorporação da flexibilidade ao longo do tempo na implantação de estratégias de desenvolvimento;
- O conceito de valor de informação poderia ser incorporado ao estudo, verificando a viabilidade de se utilizar novas informações sobre o campo (aumentando custos e investimentos, já que seriam necessárias perfurações de novos poços, trabalhos sísmicos, etc.) para tentar melhorar a estratégia;
- O mapa de qualidade utilizado neste trabalho foi uma simplificação, já que o modelo utilizado foi para um reservatório fraturado. Nos trabalhos futuros sugere-se um estudo mais aprofundado deste assunto para reservatórios fraturados, incorporando outros atributos à geração do mapa e fazendo uma integração entre os sistemas de matriz e fratura no processo;
- Recomenda-se pesquisar um indicador que dilua os custos referentes ao campo de forma ponderada em relação ao poços, sendo mais preciso que o IDP e menos trabalhoso de calcular do que o VPL_p . Recomenda-se também encontrar um indicador econômico para os poços injetores, levando em consideração a contribuição destes poços por linhas de fluxo.
- Neste trabalho foram consideradas somente incertezas geológicas. Futuras pesquisas poderiam incorporar ao estudo outros tipos de incertezas, como econômicas e tecnológicas, por exemplo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADAMS, E. W. **Digital Characterization of Trombolite-Stromatolite Reef Distribution in a Carbonate Ramp System.** AAPG BULLETIN. Vol. 89, Num. 10, pp 1293-1318, Outubro, 2005.

BARRETO, C. E. A. G. **Estudo de Caso Sobre Corte de Água Ótimo.** Unisim On-line, Ano IV, Volume 8, 41ª Edição, julho de 2009. Disponível em <[HTTP://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N41.PDF](http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N41.PDF)>. Acesso em 30/06/2011.

BECKNER, B. L. and SONG, X. **Field Development Using Simulated Annealing – Optimal Economical Well Scheduling and Placement.** SPE 30650. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, EUA, Outubro, 1995.

BOVOLENTA, H. D. **Valor da Informação Incorporando Flexibilidade Operacional.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2010, 124 pp. Dissertação de Mestrado.

CAVALCANTE FILHO, J. S. A. **Metodologia de Geração de Mapas de Qualidade com Aplicação na Seleção e Otimização de Estratégias de Produção.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2004, 111 pp. Dissertação de Mestrado.

COSTA, A. P. A. **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2003, 240 pp. Tese de Doutorado.

CRUZ, P. S., HORNE, R. N., DEUTSCH C. V. **The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making.** SPE 56578. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, EUA, Outubro, 1999.

CULLICK, S., HEATH D., NARAYANAN, K., APRIL, J., KELLY, J. **Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy With Reduced Risk.** SPE 88991. Journal of Petroleum Technology. Vol. 56, Num. 11, pp 77-83, 2004.

DAMSLETH, E., HAGE, A., VOLDEN, R. **Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study Using Experimental Design.** SPE 23139, In: Offshore Europe Conference, Aberdeen, Escócia, Setembro, 1991.

FAYA, L. C. **Probabilistic Model to Develop Multilayer Gas And Oil Prospects.** SPE 69614. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, Março, 2001.

GULSTAD, R. L. **The Determination of Hydrocarbon Reservoir recovery Factors By Using Modern Multiple Linear Regression Techniques.** Texas Tech University, Maio, 1995. Dissertação de Mestrado.

GUTHRIE, R. K., GREENBERGER, M. H. **The Use of Multiple Correlation Analysis for Interpreting Petroleum Engineering Data.** In: Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute, 55-130, 1955.

HARDING, T. J., RADCLIFF, N. J., KING, P. R. **Optimisation of Production Strategies Using Stochastic Search Methods.** SPE 35518. In: European 3-D Reservoir Modeling Conference, Slavanger, Noruega, Abril, 1996.

HAYASHI, S. D. **Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2006, 118 pp. Dissertação de Mestrado.

JENSEN, T. B. **Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production Licence**. SPE 49091. In: Annual Technical Conference and Exhibitions, New Orleans, EUA, Setembro, 1998.

LIGERO, E. L., COSTA, A. P. A. e SCHIOZER, D. J. **Improving The Performance of Risk Analysis Applied to Petroleum Field Development**. SPE 81162, In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad e Tobago, Abril, 2003.

LOSCHIAVO, R. **Estimativa de Incertezas na Previsão de Desempenho de Reservatórios**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999, 87 pp. Dissertação de Mestrado.

MEZZOMO, C. C. **Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada à Análise de Risco**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2005, 175 pp. Tese de Doutorado.

MIAN, M. A. **Project Economics and Decision Analysis – Volume II: Probabilistic Models**. PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma, EUA, 2002, 411pp.

NAKAJIMA, L. **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2003, 128 pp. Dissertação de Mestrado.

NEWENDORP, P. D, SCHUYLER, J. **Decision Analysis for Petroleum Exploration**, 2nd Edition. Planning Press TM, Aurora, CO, EUA, 2000.

NOGUEIRA, P. B. **Metodologia de Otimização Probabilística de Estratégias de Produção Baseada em Algoritmos Genéticos**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2009, 124 pp. Dissertação de Mestrado.

NYSTAD, A. N. **Reservoir Economic Optimization**, SPE 13775. In: SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, EUA, Fevereiro, 1985.

ØVREBERG, O., DAMSLETH, E., HALDORSEN, H.H. **Putting Error-Bars on Reservoir Engineering Forecast**. SPE 20512. In: Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, EUA, Setembro, 1990.

PEDROSO JR., C. **Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999, 125 pp. Dissertação de Mestrado.

PHAM, T. R., STENGER, B. A., AL-AFALEG, N. I., AL-OTAIBI, U. F., AL-ALI, Z. A. **A Probability Approach to Development of a Large Carbonate Reservoir With Natural Fractures And Stratiform Super-Permeabilities**. Saudi Aramco Journal of Technology, Winter 2003.

RAVAGNANI, A. T. S. G. **Avaliação Econômica de Projetos de E&P**. Unisim On-line, Ano III, Volume 2, nº 23, jan. 2008. Disponível em <[HTTP://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF](http://www.unisim.dep.fem.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF)>. Acesso em 10/11/2011.

RAVAGNANI, A. T. S. G., MAZO, E. O. M, SCHIOZER, D. J. **A Case Study of the Structure of the Process for Production Strategy Selection**. International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry. Vol. 4-5, pp 9-15, 2011.

RISSO, F. V. A., RISSO, V. F., SCHIOZER, D. J. **Risk Analysis of Petroleum Fields Using Latin Hypercube, Monte Carlo and Derivative Tree Techniques.** Journal of Petroleum And Gas Exploration Research, pp 014-021, vol. 1, Setembro, 2011.

SANCHO, V., BERRIOS, V., GULINO, F., OQUENDO, O. **A Field Development Strategy: When a Simple Stochastic Model Surpasses Numerical Simulation.** SPE 108061. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, Abril, 2007.

SANTOS, J. A. M. **Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2002, 124 pp. Dissertação de Mestrado.

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B.; COSTA, A. P. A. e SANTOS, J. A. M. **Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition.** Journal of Petroleum Science and Engineering, pp 131-141, número 1-2, vol. 44, Outubro, 2004.

STEAGALL, D. E. **Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 2001, 89 pp. Dissertação de Mestrado.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar.** 1ª Edição, Editora Bluncher, São Paulo, SP, 2003.

THUWAINI, J. S., ALWAN, K. A., AMIT, R. **Uncertainty Analysis of a Fractured Carbonate Reservoir.** SPE 120722 In: 2009 SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain, Março 2009.

XAVIER, A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2004, 159 pp. Dissertação de Mestrado.

WANG, P., LITVAK, M., AZIZ, K. **Optimization of Production Operations in Petroleum Fields.** SPE 77658. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 2002.

WENCES, A., TOMAS, M. **Risk Analysis in the Determination of the Best Exploitation Strategy Using a Calibrated Reservoir-Simulation Model.** SPE 94804. In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, Junho, 2005.

ANEXO I

A seguir são apresentadas algumas correlações existentes na literatura para estimativa de recuperação de óleo de campos de petrolíferos.

- Correlação apresentada por Guthrie e Greenberger (1955), válida para arenitos com mecanismo de influxo de água:

$$FR_o = 0,114 + 0,272 \log(k) + 0,256(S_w) - \\ -0,136 \log(\mu_o) - 1,538(\emptyset) - 0,00035(h)$$

Equação A.1

sendo:

FR_o = recuperação de óleo;

k = permeabilidade, dada em milidarcy;

S_w = saturação de água conata;

μ_o = viscosidade do óleo, dada em centipoise;

\emptyset = porosidade;

h = espessura porosa, em pés.

As correlações a seguir foram retiradas do trabalho de Gulstad (1955):

- Reservatórios de arenitos com mecanismo de influxo de água:

$$REC = -274,94 + 0,44(OOIP) - 56,70 \ln(\mu_{oa}) - 119,45 \ln(S_w) + \\ +0,04(P_{ep}) - 4,73(\mu_{oi}) + 4,38(\mu_{oa}) + 0,24(OOIP_{calc}) - 0,88(T)$$

Equação A.2

- Reservatórios carbonáticos com mecanismo de influxo de água:

$$\begin{aligned}
 REC = & -177,26 - 57,11(\mu_{bp}) + 0,34(OOIP) + \\
 & +33,90(\mu_{oi}) + 0,17(h) - 86,83 \ln(P_i) + 283,27 \ln(B_{oa}) + \\
 & +75,19 \ln(\mu_{bp}) + 175,89 \ln(T)
 \end{aligned}$$

Equação A.3

- Reservatórios de arenitos com mecanismo de gás em solução:

$$\begin{aligned}
 REC = & -264,59 + 0,34(OOIP) + 29,37 \ln(R_{si}) - \\
 & -0,06(\lambda_o) + 10,70 \ln(\lambda_o) - 12,64 \ln(h)
 \end{aligned}$$

Equação A.4

- Reservatórios carbonáticos com mecanismo de gás em solução:

$$\begin{aligned}
 REC = & -711,29 + 0,30(k) + 46,64 \ln(OOIP) + \\
 & +420,18(\mu_w) + +0,01(P_i) + 2,19(API) - \\
 & -190,00 \ln(\mu_w) + 79,32(S_w)
 \end{aligned}$$

Equação A.5

sendo:

REC = recuperação de óleo, em STB/NAF;

OOIP = volume de óleo original na pressão inicial, em STB/NAF;

OOIP_{calc} = volume de óleo original calculado na pressão inicial, em STB/NAF

$$OOIP_{calc} = \left[\frac{7758\emptyset(1-S_w)}{B_{oi}} \right] \text{ (reservatórios com mecanismo de influxo de água)}$$

volume de óleo original calculado na pressão de bolha, em STB/NAF

$$OOIP_{calc} = \left[\frac{7758\emptyset(1-S_w)}{B_{ob}} \right] \text{ (reservatórios com mecanismo de gás em solução);}$$

NAF = volume poroso do reservatório, em acre-pé;

B_{ob} = Fator volume de formação do óleo na pressão de bolha;

B_{oi} = Fator volume de formação do óleo na pressão de bolha;

h = espessura porosa, em pés;

P_i = pressão inicial, em psig;

P_{ep} = pressão ao fim da recuperação primária, em psig;

k = permeabilidade da rocha ao ar, em darcy;

R_{si} = razão de solubilidade gás/óleo na pressão inicial, em SCF/STB;

S_w = saturação de água conata;

T = temperatura do reservatório, em °F;

μ_{oi} = viscosidade do óleo na pressão inicial, em centipoise;

μ_{oa} = viscosidade do óleo na pressão de abandono, em centipoise;

μ_{bp} = viscosidade do óleo na pressão de bolha, em centipoise;

λ_o = mobilidade do óleo, definida por $\lambda_o = k/\mu_{bp}$, em darcy/centipoise.

ANEXO II

Neste anexo são apresentados alguns dos resultados obtidos durante o processo de otimização dos Modelos 2, 3 e 4.

Passo 1: Estratégia Inicial e Otimização da Restrição de Produção da Plataforma

As Tabelas A.1, A.2 e A.3 mostram os resultados obtidos para o IEC, produções acumuladas de óleo e água e investimentos ao se aplicar diversas restrições de produção de líquidos da plataforma nos modelos considerados.

Tabela A.1 – Resultados do Passo 1 para o Modelo 2.

	Restrição Prod. de Líq. - Plataforma (m³/dia)	IEC (MM US\$)	Invest. Total (MM US\$)	N_p (MM m³)	W_p (MM m³)	Número de Poços	FR_o
Modelo 2	7000	446	2238	47	28	24 Poços (14P + 10I)	0.43
	8000	641	2263	50	36	24 Poços (14P + 10I)	0.45
	9000	801	2289	52	44	24 Poços (14P + 10I)	0.47
	10000	787	2314	52	45	24 Poços (14P + 10I)	0.47

Tabela A.2 – Resultados do Passo 1 para o Modelo 3.

	Restrição Prod. de Líq. - Plataforma (m³/dia)	IEC (MM US\$)	Invest. Total (MM US\$)	N_p (MM m³)	W_p (MM m³)	Número de Poços	FR_o
Modelo 3	4000	-35	1806	25	19	17 Poços (10P + 7I)	0.25
	5000	45	1732	26	22	17 Poços (10P + 7I)	0.26
	6000	38	1757	26	22	17 Poços (10P + 7I)	0.26
	7000	16	1783	26	22	17 Poços (10P + 7I)	0.26
	8000	-9	1808	26	22	17 Poços (10P + 7I)	0.26

Tabela A.3 – Resultados do Passo 1 para o Modelo 4.

	Restrição Prod. de Líq. - Plataforma (m³/dia)	IEC (MM US\$)	Invest. Total (MM US\$)	N_p (MM m³)	W_p (MM m³)	Número de Poços	FR_o
Modelo 4	4000	6	1806	28	16	17 Poços (10P + 7I)	0.28
	5000	231	1732	30	24	17 Poços (10P + 7I)	0.31
	6000	258	1757	32	29	17 Poços (10P + 7I)	0.33
	7000	275	1783	33	30	17 Poços (10P + 7I)	0.33
	8000	253	1808	33	30	17 Poços (10P + 7I)	0.33

Desta forma, foram definidas como restrições de produção de líquidos os valores de 9000 m³/dia, 5000 m³/dia e 7000 m³/dia, para os Modelos 2, 3 e 4, respectivamente, por terem apresentado os maiores valores de IEC.

Passo 2: Otimização do Número de Poços

Nesta etapa foram retirados os poços com desempenho ruim, que contribuíam negativamente para o indicador econômico do campo (Passo 2.1) e acrescidos poços em regiões com potencial de produção (Passo 2.2), de forma a otimizar o número de poços. A Figura A.1 mostra a evolução da produção acumulada de óleo em função do IEC para os três modelos em questão, enquanto a Figura A.2 mostra a produção acumulada de água em função do IEC também para os três modelos.

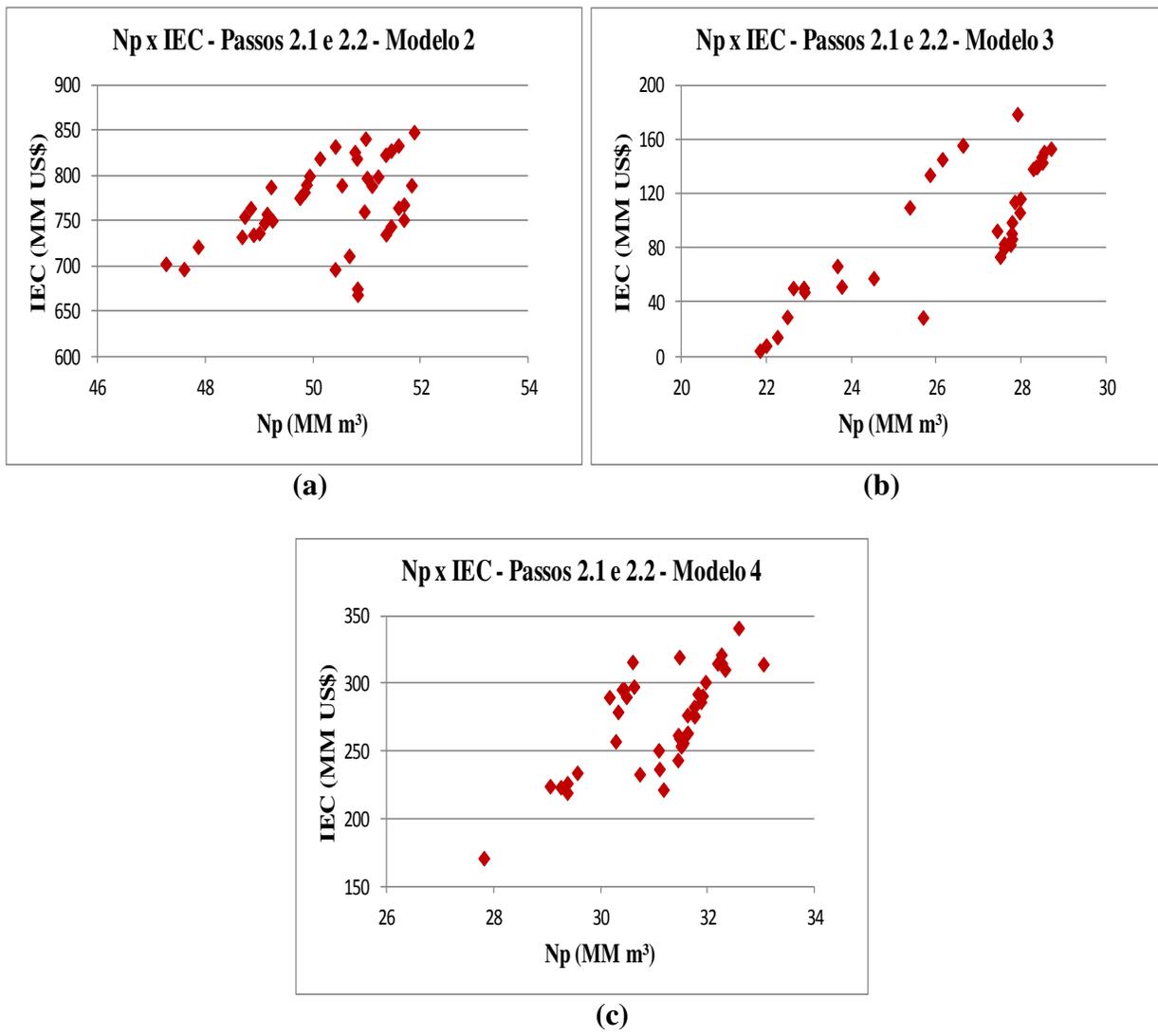


Figura A.1 – Np em função do IEC no Passo 2 (otimização do número de poços) para (a) o Modelo 2, (b) o Modelo 3 e (c) o Modelo 4.

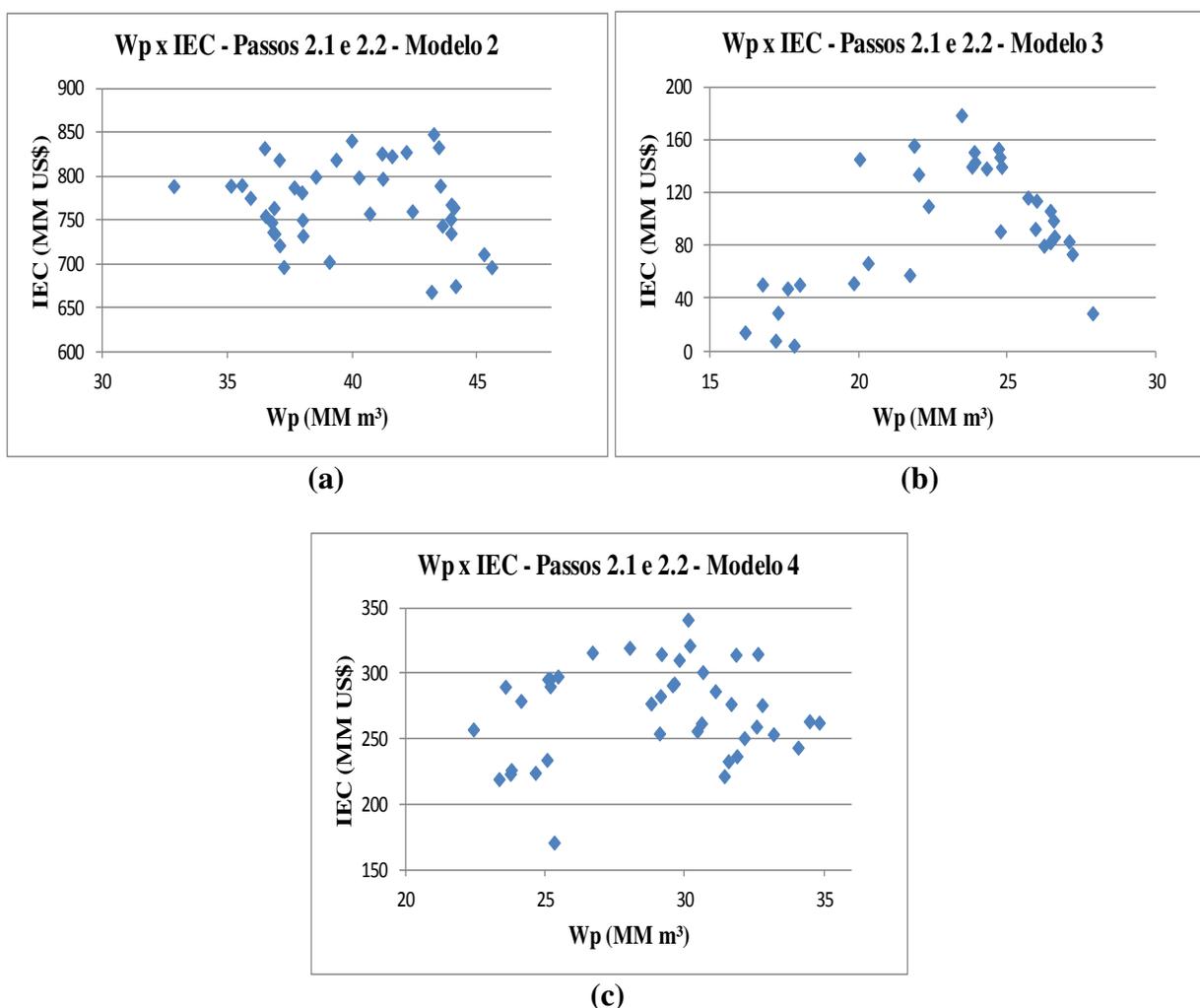


Figura A.2 – N_p em função do IEC no Passo 2 (otimização do número de poços) para (a) o Modelo 2, (b) o Modelo 3 e (c) o Modelo 4.

A Tabela A.4 mostra os resultados obtidos ao final deste passo para os três modelos.

Tabela A.4 – Resultados após o Passo 2.2 para os Modelos 2, 3 e 4.

	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
N° Poços Inicial	24 Poços (14P + 10I)	17 Poços (10P + 7I)	17 Poços (10P + 7I)
N° Poços Após Passo 2.1	22 Poços (12P + 10I)	14 Poços (8P + 6I)	15 Poços (9P + 6I)
N° Poços Após Passo 2.2	23 Poços (13P + 10I)	14 Poços (8P + 6I)	16 Poços (9P + 7I)
IEC (MM US\$)	848	179	341
N_p (MM m³)	52	28	33
W_p (MM m³)	43	23	30
Invest. Total (MM US\$)	2224	1537	1718
FR_O	0.47	0.29	0.34

No Modelo 2, foram retirados dois poços produtores, para posteriormente ser acrescido um novo produtor. Não houve modificação no número de poços injetores, totalizando, desta forma, 23 poços ao final desta etapa, sendo 13 produtores e 10 injetores. O IEC resultante nesta etapa foi de US\$848 milhões.

Já no Modelo 3, foram retirados dois produtores e um injetor, sendo que não houve acréscimo de novos poços com sucesso. Assim, após esta etapa, este modelo ficou no total com 14 poços, sendo 8 produtores e 6 injetores, resultando num IEC de US\$179 milhões.

Para o Modelo 4 foram retirados um produtor e um injetor, sendo que posteriormente foi inserido no modelo um novo injetor, totalizando 16 poços, sendo 9 produtores e 7 injetores. O IEC encontrado foi de US\$341 milhões.

Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços.

Neste passo, os poços foram movidos para outras células do modelo de simulação, sendo adotado o posicionamento com maior incremento no IEC. A Tabela A.5 exibe os resultados encontrados para o IEC, N_p , W_p e FR_O ao término deste passo, para os três modelos.

Tabela A.5 – Resultados após o Passo 3 (modificação no posicionamento dos poços) para os Modelos 2, 3 e 4.

	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Nº Poços	23 Poços (13P + 10I)	14 Poços (8P + 6I)	16 Poços (9P + 7I)
IEC (MM US\$)	950	252	371
N_p (MM m³)	53	29	33
W_p (MM m³)	40	19	28
Invest. (MM US\$)	2224	1537	1718
FR_O	0.48	0.30	0.34

Passo 4: Cronograma de abertura de pocos

Neste passo a função-objetivo passou a ser o VPL, por obedecer as restrições operacionais do problema. Neste passo, os valores apresentados são inferiores ao IEC, pois a produção é adiada pela aplicação da restrição operacional de entrada de poços. As Tabelas A.6, A.7 e A.8 mostram os resultados obtidos para as aplicações dos cronogramas apresentados no Item 4.1, para

os Modelos 2, 3 e 4, respectivamente. Neste trabalho foi considerada sempre a abertura de um poço a cada 30 dias.

Tabela A.6 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Modelo 2.

Modelo 2					
Cronograma	Descrição	VPL (MM US\$)	Np (MM m ³)	Wp (MM m ³)	FR _o
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	922	52.9	39.6	0.48
2.1.A	2 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	921	52.8	40.0	0.48
1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo maior IEPP)	873	52.8	39.1	0.48
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	919	52.8	39.1	0.48
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	914	52.8	39.5	0.48
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo menor IEPP)	867	52.7	38.7	0.48

Tabela A.7 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Modelo 3.

Modelo 3					
Cronograma	Descrição	VPL (MM US\$)	Np (MM m ³)	Wp (MM m ³)	FR _o
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	164	28.9	18.2	0.30
2.1.A	2 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	179	29.0	18.3	0.30
1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo maior IEPP)	147	28.9	18.1	0.30
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	152	28.9	18.0	0.30
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	170	29.0	18.1	0.30
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo menor IEPP)	135	28.9	17.9	0.30

Tabela A.8 – Resultados após a implantação do cronograma de abertura de poços, considerando a abertura de um poço a cada 30 dias – Modelo 4.

Modelo 4					
Cronograma	Descrição	VPL (MM US\$)	Np (MM m³)	Wp (MM m³)	FR_o
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	247	33.1	26.9	0.34
2.1.A	2 Prod + 1 Inj (começando pelo maior IEPP)	259	33.1	27.0	0.34
1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo maior IEPP)	231	33.0	26.7	0.34
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	236	33.1	26.8	0.34
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo menor IEPP)	251	33.1	26.9	0.34
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo menor IEPP)	222	33.0	26.6	0.34

Assim, o cronograma escolhido para o Modelo 2 foi a abertura de um produtor e um injetor, começando pelo maior IEPP, enquanto para os Modelos 3 e 4 foi escolhida a abertura de dois produtores e um injetor, também começando pelo maior IEPP.

Passo 5: Corte de Água para Fechamento dos Poços

A Figura A.3 abaixo mostra os resultados obtidos com as simulações de diferentes valores de corte de água para fechamento dos poços para os três modelos. O valor adotado para o Modelo 2 foi de 93%, para o Modelo 3 foi de 87% e para o Modelo 4 foi de 91%.

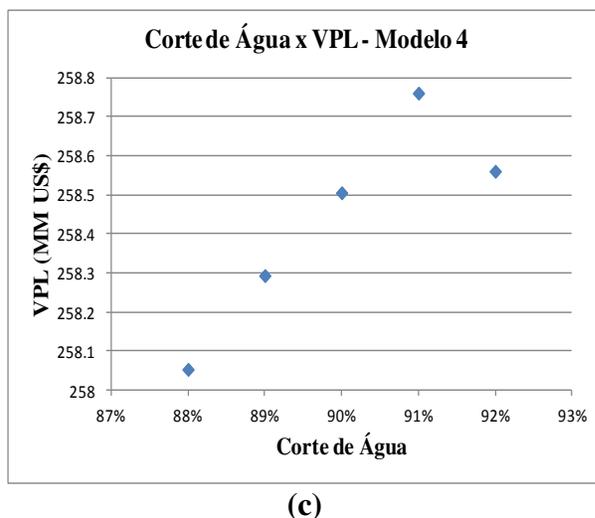
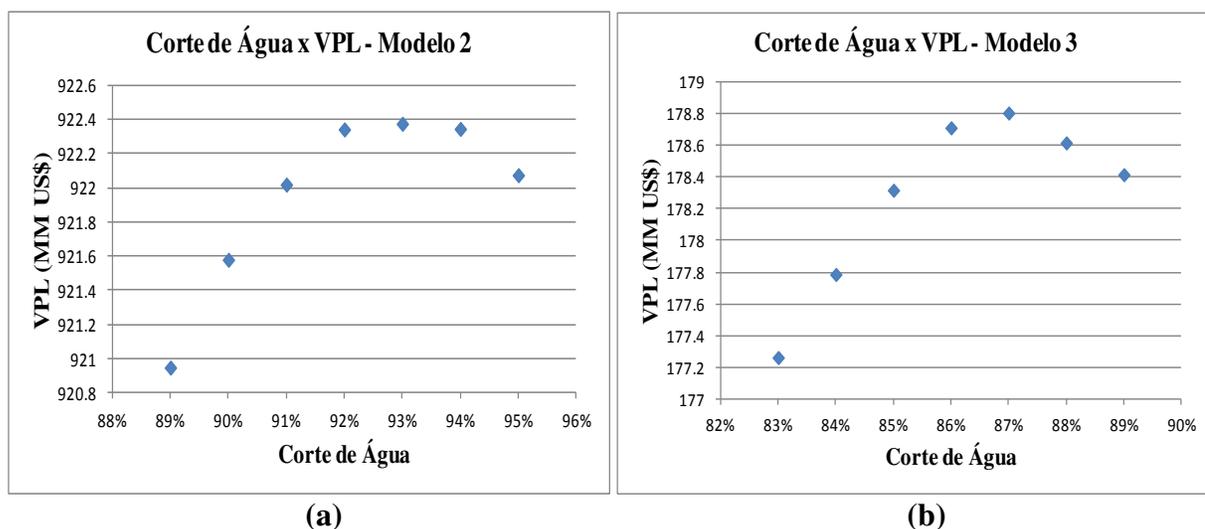


Figura A.3 – Corte de Água x VPL para (a) Modelo 1, (b) Modelo 2 e (c) Modelo 3.

Refinamento da Estratégia – Repetição de Passos Anteriores

Os casos foram submetidos novamente aos Passos 1 e 2 anteriores. No Modelo 2 foram retirados mais dois poços produtores e um injetor. No modelo 3 foram retirados um produtor e um injetor, e então acrescido outro produtor. O Modelo 4 não sofreu mudanças.

A Tabela A.9 mostra os resultados finais para os modelos otimizados.

Tabela A.9 – Resultados finais para os modelos otimizados.

	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Nº Poços	20 Poços (11P + 9I)	13 Poços (8P + 5I)	16 Poços (9P + 7I)
VPL	974	223	259
N_p	52	29	33
W_p	35	16	27
Invest.	2029	1472	1718
FR_O	0.47	0.30	0.34