

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Integração de Ferramentas Quantitativas na Seleção de
Portfólios de Projetos de Produção de Petróleo**

Autor: **Rafael Costa Galeno**
Orientador: **Saul B. Suslick**

07/2008

UNIDADE BC
Nº CHAMADA: T/UNICAMP
V. EX.
TOMBO BCCL 79992
PROC 16P-148-09
C D X
PREÇO 11,00
DATA 13-01-08
BIB-ID

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

G132s Galeno, Rafael Costa
Integração de ferramentas quantitativas na seleção de portfólios de projetos de produção de petróleo / Rafael Costa Galeno. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Orientador: Saul Barisnik Suslick
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Algoritmos genéticos 2. Teoria da utilidade. 3. Método de Monte Carlo. 4. Portfólio. I. Suslick, Saul Barisnik. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Quantitative tools integration in the portfolio selection of petroleum production projects.

Palavras-chave em Inglês: Genetic algorithms, Utility theory, Monte Carlo method, Portfolio.

Área de concentração: Exploração.

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Francisco Nepomuceno.

Data da defesa: 30/7/2008.

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

**Integração de Ferramentas Quantitativas na Seleção de
Portfólios de Projetos de Produção de Petróleo**

Autor: **Rafael Costa Galeno**
Orientador: **Saul B. Suslick**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 2008
SP – Brasil

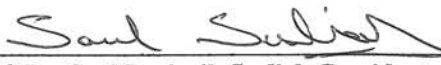
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

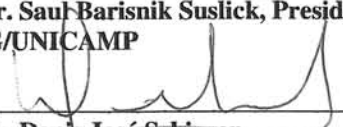
**Integração de Ferramentas Quantitativas na Seleção de
Portfólios de Projetos de Produção de Petróleo**

Autor: **Rafael Costa Galeno**
Orientador: **Saul B. Suslick**

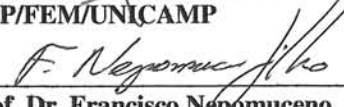
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick, Presidente
DEP/IG/UNICAMP



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



Prof. Dr. Francisco Nepomuceno
PETROBRAS

Campinas, 30 de Julho de 2008

Dedicatória

Dedico esta dissertação:

Aos meus pais, João Galeno e Erivane, os quais sempre foram modelos de caráter e também pelo incentivo e apoio em diversas horas da minha vida.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais expresso meus agradecimentos:

Ao professor Saul. B. Suslick, meu orientador, pelo apoio, paciência e orientação que recebi durante o processo de elaboração da minha dissertação.

Inicialmente ao CEPETRO, posteriormente a CAPES e por último a FAPESP pela concessão da bolsa de mestrado.

À banca de qualificação composta pelos professores Dr. Denis J. Schiozer e Dr. Gabriel Alves da Costa Lima, pela oportunidade de discussões e sugestões que visaram na melhoria do trabalho.

Aos meus amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo pela amizade, horas de descontração e pelas discussões realizadas nesse períodos.

Aos colegas do Laboratório de Análise Geoeconômica (LAGE).

Aos amigos que sempre estiveram por perto morando na república e agregados desta, pela companhia e incentivo: Presi, Rui, Serjão, Zé, Zanão, Baruk, Carlos Barreto, Márcio, Reynaldo, Perin, Avansi, Philipe, Diego.

A todos os professores e funcionários do CEPETRO, DEP, IG e LAGE que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

*Se não acabou não é porque não chegou ao fim, é porque você não
procurou o fim.*

Resumo

GALENO, Rafael Costa. *Integração de Ferramentas Quantitativas na Seleção de Portfólios de Projetos de Produção de Petróleo*: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 179 p. Dissertação (Mestrado).

Um dos principais impactos resultantes dos novos avanços tecnológicos na indústria do petróleo refere-se ao aumento do número de projetos que compõem as carteiras no segmento de exploração e produção (E&P), passando a competir no orçamento das empresas de petróleo. Apesar do aumento de preços do petróleo, observa-se diversos níveis de restrições (recursos humanos, sondas, materiais etc.) para a execução dos projetos, tornando o processo decisório de seleção de projetos uma tarefa bastante complexa. Nesta dissertação, foi desenvolvida uma solução integrada para análise de portfólios de projetos de E&P que levou em consideração um modelo exponencial de aversão ao risco (teoria da preferência) e as características inerentes de risco e retorno, incorporando novas métricas para seleção de portfólios. A metodologia para executar a otimização de portfólios foi baseada minimização do risco, sujeito a um determinado retorno. A ferramenta quantitativa utilizada para otimização de portfólios foram os algoritmos genéticos. A seleção de portfólios foi realizada em diferentes cenários. Como estudo de caso, foram utilizados projetos que envolvem reservas descobertas, mas não desenvolvidas em águas profundas que apresentam diferentes tipos de restrições e incertezas geológicas e tecnológicas para a sua viabilização. Os resultados permitiram a seleção de um portfólio ótimo, baseando-se não somente nas restrições financeiras, mas também incorporando os diversos tipos de componentes geológicas, operacionais, tecnológicas, entre outras.

Palavras-chaves: Portfólio, Teoria da Utilidade, Método de Monte Carlo, Algoritmos Genéticos

Abstract

GALENO, Rafael Costa. *Quantitative Tools Integration in the Portfolio Selection of Petroleum Production Project*. Mechanics Engineering Faculty, Campinas State University, 2007. 179 p. Dissertation (Master)

One of the main impacts of the new technological progress in the petroleum companies is the increasing number of projects in E&P portfolios competing in a company's budget constraint. Despite of the increase of oil prices, several types of restrictions (workforce, rigs, materials, etc.) occurs in the project management, making the decision process of projects selection a complex task. In this dissertation was developed an integrated solution for analysis of E&P portfolios projects, considering an exponential model of risk aversion (preference theory) and the characteristics of risk and return, and incorporating new types of metric for projects selection. The methodology used to achieve the portfolio optimization was based on risk minimization for a certain return. The quantitative tool for portfolio optimization was the genetic algorithms. The portfolio selection was build upon different scenarios. Undeveloped oil reserves in deep-waters was used as a case-study because they present different types of constraints and geological and technological uncertainties in the feasibility analysis. The results of this research allowed the selection of an optimal portfolio using not only the financial restrictions, but also incorporating various types of geological, operational, and technological variables, among others.

Key words: Portfolio, Utility Theory, Monte Carlo Method, Genetic Algorithms

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura	xv
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação	4
1.2 Objetivos	6
1.3 Organização da Dissertação	7
Capítulo 2	8
Revisão Bibliográfica	8
2.1 Análise Econômica	8
2.2 Risco e Incerteza	11
2.2.1 Simulação de Monte Carlo	11
2.3 Métricas de Risco e Retorno dos Projetos	14
2.3.1 Média	15
2.3.2 Desvio padrão	16
2.3.3 Semi-desvio padrão	18
2.3.4 Comparação entre as métricas	20
2.4 Teoria Moderna do Portfólio	23
2.4.1 Retorno	23
2.4.2 Risco	24
2.4.3 Covariância	27
2.4.4 Diversificação	31
2.4.5 Fronteira Eficiente	34
2.5 Otimização de Portfólio	39
2.5.1 Algoritmos genéticos	40
2.5.2 Restrições	42
2.5.3 Equações gerais	44
2.6 Seleção de Portfólio	47
2.6.1 Teoria da Utilidade	47
2.6.1.1 Coeficiente de Aversão ao Risco	49
2.6.1.2 Funções de utilidade	51
2.6.1.3 Equivalente Certo	59
2.7 Reservas Descobertas, não Desenvolvidas	66
2.7.1 Valoração	67
Capítulo 3	72
Metodologia	72
3.1 Avaliação Econômica	73

3.1.1 Obtenção dos Dados dos Projetos	73
3.1.2 Fluxos de caixa	75
3.2 Simulação de Monte Carlo	79
3.3 Otimização	83
3.4 Seleção de Portfólio	87
3.4.1 Primeira seleção	87
3.4.2 Segunda seleção	90
Capítulo 4	93
Análise de Resultados	93
4.1 Resumo dos resultados da otimização de portfólios	93
4.2 Análise das frequências dos projetos nos portfólios otimizados	95
4.3 Primeira seleção	100
4.4 Segunda seleção	110
Capítulo 5	121
Conclusões e Sugestões	121
5.1 Sugestões para trabalhos futuros	122
Referências Bibliográficas	123
Anexos	133
Anexo A: Formulação do EqC para uma distribuição contínua	133
Anexo B: Curvas de produção dos projetos	139
Anexo C: Fluxos de caixas dos projetos de produção	143
Anexo D: Distribuição de frequência de probabilidades dos projetos	175

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Funções de distribuição de probabilidade	14
Figura 2.2 – Desvio padrão.....	17
Figura 2.3 – Pontos que são medidos no semi-desvio padrão	20
Figura 2.4 – Distribuição de cenários.....	21
Figura 2.5 – Risco e Retorno em função da correlação	28
Figura 2.6 – Matriz de covariâncias	30
Figura 2.7 – Relação do número de ativos com a quantidade de covariâncias calculadas...	31
Figura 2.8 – Efeito da diversificação.....	33
Figura 2.9 – Fronteira eficiente	36
Figura 2.10 – Fronteira eficiente dos dois projetos	38
Figura 2.11 – Comportamento de um decisor em relação ao risco	49
Figura 2.12 – Medição da tolerância ao risco.....	51
Figura 2.13 – Equivalente certo e prêmio do risco.....	59
Figura 2.14 – Equivalente-certo dos portfólios	64
Figura 2.15 – Curva de distribuição de probabilidade acumulada	71
Figura 3.1 – Fluxograma geral do trabalho	72
Figura 3.2 – Curva de produção do Projeto 01	75
Figura 3.3 – Distribuição de frequência de probabilidade do Projeto 01	81
Figura 3.4 – Fronteira eficiente para E06	89
Figura 3.5 – Fronteira eficiente para E06	90
Figura 4.1 – Número de portfólios viáveis	94
Figura 4.2 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E06	96
Figura 4.3 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de SDP e E06 ...	96
Figura 4.4 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E01	99
Figura 4.5 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E07 ...	100
Figura 4.6 – EqC dos portfólios da E06	101
Figura 4.7 – EqC para diferentes valores de R	104
Figura 4.8 – Investimento em função do portfólio selecionado para E06	105
Figura 4.9 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para E06.....	106
Figura 4.10 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para E06	106
Figura 4.11 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para E06.....	107
Figura 4.12 – Investimento em função do portfólio selecionado para cada estratégia.....	108
Figura 4.13 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia	108
Figura 4.14 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia.....	109
Figura 4.15 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia.....	109
Figura 4.16 – EqC dos portfólios da E06	111
Figura 4.17 – EqC para diferentes valores de r_T e r_{SV}	114
Figura 4.18 – Investimento em função do portfólio selecionado para E06.....	115
Figura 4.19 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para E06.....	116
Figura 4.20 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para E06	116

Figura 4.21 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para E06.....	117
Figura 4.22 – Investimento em função do portfólio selecionado para cada estratégia.....	118
Figura 4.23 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia	118
Figura 4.24 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia.....	119
Figura 4.25 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia.....	119
Figura A.1 – Gráfico da função erro.....	136

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Simulação de Monte Carlo para 100 iterações do VPL (valores em Milhões US\$).....	16
Tabela 2.2 – Distribuição do retorno e da fração de investimento.....	24
Tabela 2.3 – Distribuição do risco e da fração de investimento.....	26
Tabela 2.4 – Exemplo utilizando uma matriz de variâncias e covariâncias.....	29
Tabela 2.5 – Matriz de variâncias e covariâncias de um portfólio.....	32
Tabela 2.6 – Valores esperados de risco e retorno dos dois projetos.....	36
Tabela 2.7 – Valores esperados de risco e retorno dos dois projetos para diversas frações de investimentos.....	37
Tabela 2.8 – Valores do EqC dos vinte e um portfólios das duas empresas.....	63
Tabela 2.9 – Histórico das transações de reservas no mercado de 1979 a 2001.....	68
Tabela 2.10 – Valor da reserva descoberta, mas não desenvolvida.....	70
Tabela 3.1 – Características dos projetos de produção.....	74
Tabela 3.2 – Características dos projetos de RDND.....	75
Tabela 3.3 – VPL dos projetos de produção.....	78
Tabela 3.4 – Valor das RDND.....	78
Tabela 3.5 – Resumo da simulação de Monte Carlo.....	82
Tabela 3.6 – Estratégias para otimização de portfólios.....	83
Tabela 3.7 – Valor do investimento em cada projeto em função do tempo.....	85
Tabela 3.8 – Valor do fluxo de caixa em cada projeto em função do tempo.....	85
Tabela 3.9 – Valor da produção de óleo em cada projeto em função do tempo.....	86
Tabela 3.10 – Valor da produção de água em cada projeto em função do tempo.....	86
Tabela 3.11 – Composição dos portfólios para E06 e métrica DP.....	88
Tabela 3.12 – Composição dos portfólios para E06 e métrica SDP.....	91
Tabela 4.1 – Resumo dos resultados dos portfólios.....	93
Tabela 4.2 – Combinação dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E06.....	97
Tabela 4.3 – Combinação dos projetos nos portfólios para métrica de SDP e E06.....	98
Tabela 4.4 – EqC dos portfólios da E06.....	102
Tabela 4.5 – Análise de sensibilidade do valor de tolerância ao risco.....	103
Tabela 4.6 – EqC dos portfólios da E06.....	112
Tabela 4.7 – Análise de sensibilidade do valor de r_T e r_{SV}	113
Tabela 4.8 – Tabela com os valores dos EqC da Figura 4.17.....	113

Nomenclatura

AG	Algoritmo genético
Capex	Custo de capital de um projeto
DP	Desvio padrão
E	Estratégia
E&P	Exploração e produção
EqC	Equivalente-certo
Opex	Custos operacionais de um projeto
PL	Programação linear
r_T	Coefficiente de aversão ao risco do desvio padrão
r_{SV}	Coefficiente de aversão ao risco do semi-desvio padrão
R	Tolerância ao risco
RDND	Reserva descoberta, mas não desenvolvida
SDP	Semi-desvio padrão
TIR	Taxa interna de retorno
VME	Valor monetário esperado
VPL	Valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

O segmento de exploração e produção de petróleo apresenta características únicas e peculiares que o distinguem de diversos outros setores econômicos. Projetos de exploração e produção requisitam intensos volumes de capital e possuem longos períodos de maturação (Siddiqui, 2007). Além disso, a alta volatilidade dos preços, os custos crescentes, as demandas atuais e futuras dos produtos derivados apresentam incertezas e riscos nas suas diferentes etapas, com impacto direto nos estudos de viabilidade econômica dos projetos e na construção de suas carteiras (Suslick e Schiozer, 2004).

Esse cenário vem provocando um crescimento do número de oportunidades de projetos, obrigando as empresas a criarem novas abordagens e procedimentos para fazer frente a novos desafios. Projetos originalmente vistos ou ordenados como não-centrais ou materialmente insignificantes para uma determinada empresa podem ter um significativo impacto no portfólio de outra empresa que possui outro tipo de sinergia (infra-estrutura, logística, parcerias, entre outras) (Adekunle, 2006).

Estes projetos disputam os recursos orçamentários de uma empresa de petróleo, obrigando os tomadores de decisão a alocar o capital da empresa nos melhores projetos, ou seja, os que forneçam maiores retornos e menores riscos. A este processo dá-se o nome de otimização de portfólios (Back, 2001, Lima et al., 2006).

Denney (2003) definiu otimização de portfólios como o conjunto de processos que permite aos decisores esboçarem estratégias de forma a maximizar ou minimizar a função-objetivo do portfólio (geralmente VPL ou TIR), respeitando-se as metas corporativas (restrições) da companhia. Estas metas podem ser técnicas, econômicas e/ou geológicas.

Destinar capital da empresa através desses projetos constitui uma alta responsabilidade do processo decisório que necessita de abordagens quantitativas e racionais. Para criar valor para a empresa, deve-se investir o capital da empresa em projetos de portfólios que gerem retornos que excedam o seu custo do capital.

A teoria moderna do portfólio mostra a relação entre risco e retorno pela criação de uma série de portfólios, no qual para diferentes níveis de risco podem ser gerados diferentes níveis de retorno. A teoria de portfólio permite visualizar como diferentes projetos se comportam e se o incremento da expectativa de retorno justifica o incremento do risco.

A metodologia tradicional de avaliação econômica de oportunidades de investimentos (projetos) e de tomada de decisão (seleção de portfólios) é baseada em cenários estáticos. Assume-se que as variáveis econômicas de um projeto (preços, Capex, Opex, produção, etc.) sejam constantes ao longo do tempo ou oscilem de forma determinística, de modo que não haja risco na recuperação do investimento (Lima 2004). Este fator não se verifica na prática. Além disso, outras características regem as oportunidades de investimentos. Segundo Lima (2004), essas características são: presença de incertezas técnicas e econômicas; irreversibilidade parcial ou total dos altos investimentos; flexibilidades gerenciais operacionais ou estratégicas; e comportamento das empresas de aversão em relação aos riscos associados aos projetos.

Como os projetos de exploração e produção de petróleo possuem estas quatro características, a avaliação econômica e a tomada de decisão na indústria de petróleo devem ser feitas por uma combinação de ferramentas e metodologias que incluem técnicas de otimização, teoria moderna do portfólio, análise de risco, teoria da preferência, valor da informação, entre outras (Lima et al 2005; Pereira, 2005).

Existem empresas que não utilizam nenhuma dessas ferramentas ou metodologias, mas que mesmo assim realizam decisões de sucesso. Esse fato se

deve a vasta experiência de seus tomadores de decisão e conseqüentemente acabam realizando decisões de sucesso. Porém, o aumento da complexidade das jazidas de petróleo e de gás natural aliado aos novos desafios tecnológicos dos projetos de E&P, torna a tomada de decisão, sem o uso de ferramentas ou metodologias adequadas, um processo mais arriscado.

A seleção de portfólios é uma componente importante de um ciclo de negócios dentro de uma empresa, portanto merece uma atenção especial por parte dos gerentes e decisores. Neste sentido, o objetivo principal de toda a seleção de portfólios é escolher o melhor portfólio para a empresa.

Na abordagem tradicional, geralmente não se considera que as características citadas anteriormente interajam entre si, possibilitando uma avaliação inadequada dos projetos e, conseqüentemente, uma alocação ineficiente dos recursos da empresa. Logo, a empresa pode ser orientada a assumir um alto nível de participação financeira em projetos com baixa rentabilidade, da mesma forma que pode ser aconselhada a rejeitar projetos com altos retornos (Merrit, 2000).

1.1 Motivação

Um dos grandes desafios na área de exploração e produção refere-se às decisões de alocação do capital de maneira otimizada, levando-se em consideração os riscos e as incertezas inerentes aos projetos. O primeiro passo de uma análise de portfólios envolve a escolha de um conjunto de projetos que geralmente é muito maior que o desejado na prática (McVean, 2000). Após essa escolha é feita a otimização do portfólio que é composto pelos projetos escolhidos, no qual será gerada uma enorme variedade de portfólios com diferentes níveis de risco e retorno. Por último é então selecionado um único portfólio. Logicamente, esse processo não é simples.

Portanto, a motivação para elaborar este trabalho são as limitações da abordagem tradicional do processo decisório associado aos projetos de exploração e produção na indústria de petróleo, o que pode ocasionar, posteriormente, uma seleção de portfólios inadequada. Entende-se por abordagem tradicional o processo baseado unicamente nos indicadores de fluxo de caixa descontado, como por exemplo o VPL, onde, caso o valor do VPL seja positivo, a empresa deve aceitá-lo e incorrer em 100% de seu investimento. Esse critério ignora o montante exposto ao risco e a limitação do orçamento da empresa.

A motivação também está ligada à dificuldade de se trabalhar com as métricas tradicionais; por isso, o objetivo de incorporar novas métricas, bem como, a inclusão de novos tipos de informações no processo de seleção de portfólios de projetos de produção de petróleo. Essa situação é freqüente nos projetos de reservas descobertas, mas não desenvolvidas no portfólio das empresas e/ou informações que relacione os portfólios com altos retornos com os diferentes tipos de restrições e incertezas geológicas e tecnológicas para a sua viabilização. As jazidas localizadas em águas profundas representam um bom estudo de caso já que essa é uma tendência nesses ambientes no atual perfil das recentes descobertas dos campos de petróleo no Brasil.

O Brasil, segundo a ANP (2008) no final de 2007, dispõe de uma reserva provada de petróleo líquido de 11.410 bilhões de barris, em sua maior parte situada em campos marítimos. O leque de desafios que se abre para o desenvolvimento dessas reservas é amplo. O termo reservas descobertas, não desenvolvidas é aplicado aos projetos, nos quais o reservatório foi descoberto, mas não está sendo desenvolvido devido a necessidade de incorporar novas informações de viabilidade econômica. Nesse contexto, a escolha adequada do portfólio de projetos candidatos ao desenvolvimento é uma tarefa complexa que exige o uso de abordagens específicas visando escolhas adequadas e representativas.

1.2 Objetivos

Esse projeto tem como principais objetivos:

- Utilizar uma solução integrada para análise de portfólios de projetos de E&P que leve em consideração as características inerentes de risco e retorno dos projetos;
- Incorporar novas métricas na seleção de portfólios de projetos de exploração e produção de petróleo;
- Utilizar técnicas de seleção de portfólios que relacione os portfólios com altos retornos, mas com diferentes tipos de restrições e incertezas geológicas e tecnológicas para a sua viabilização.
- Aplicar a metodologia proposta em projetos de campos descobertos, mas não desenvolvidos em águas profundas e/ou ultra-profundas em portfólios que apresentem características complexas que envolvem a necessidade de construção de portfólios com as características mencionadas;

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos. O Capítulo 1 fornece uma visão geral sobre o tema desenvolvido na dissertação, os objetivos e a motivação para elaborar esta dissertação.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos tópicos abordados nessa dissertação. Este capítulo é dividido em sete seções. A primeira seção destaca a análise econômica de projetos de E&P de petróleo. A segunda seção aborda a questão do risco e incerteza na indústria de E&P de petróleo e o método da simulação de Monte Carlo. A terceira seção avalia as métricas de risco e retorno de projetos. A quarta seção resume conceitos importantes e fundamentais da teoria moderna do portfólio. A quinta seção apresenta uma abordagem teórica sobre as técnicas de otimização de portfólios. A sexta seção apresenta a teoria da preferência e aborda o conceito da seleção de portfólios. A sétima seção destaca as reservas descobertas, mas não desenvolvidas.

O Capítulo 3 descreve a metodologia desenvolvida. A metodologia está dividida em quatro etapas principais: avaliação econômica; simulação de Monte Carlo; otimização de portfólio; e seleção dos portfólios.

O Capítulo 4 consiste na análise dos resultados gerados pela metodologia descrita no capítulo anterior.

O Capítulo 5 é dividido em duas seções. A primeira apresenta as conclusões gerais do trabalho e a segunda mostra sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Análise Econômica

A análise econômica de projetos sempre foi considerada de grande importância em qualquer ramo da indústria. Essa análise de projetos ou de oportunidades de investimentos é baseada em critérios de rentabilidade, os quais servem de parâmetros para um tomador de decisão aceitar, rejeitar e comparar estas oportunidades (Ross et al., 1995). Newendorp (1975) afirma que nenhuma medida de rentabilidade, por si só, considera todos os fatores que são pertinentes a um decisor. Uma companhia, portanto, deve selecionar os parâmetros de rentabilidade mais adequados à sua política financeira.

Os indicadores de valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR) são os critérios mais usados na indústria do petróleo (Rose, 2001). Neste trabalho, o VPL será o indicador utilizado e, por esse motivo, iremos tecer alguns comentários sobre ele.

O valor presente líquido é um método padrão para a avaliação de projetos de longos períodos. A sua formulação matemática é:

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

onde:

VPL = Valor presente líquido

t = Tempo

n = Total de tempo do projeto

i = Taxa de desconto ajustada ao risco

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

Atualmente, a utilização isolada de tais métodos não é considerada adequada na quantificação dos riscos financeiros associados a projetos de exploração e produção de petróleo (Lima, 2004; Suslick & Schiozer, 2004). Walls & Dyer (1996) colocam como restrições a esses métodos o desconto do valor do projeto no tempo, as inconsistências relacionadas aos riscos e as valorações de projetos com diferentes durações. A utilização destes métodos é focalizada nos retornos dos projetos, pois os riscos associados a eles não são considerados de forma conveniente, o que pode levar, muitas vezes, a escolhas incorretas.

Segundo Nepomuceno & Suslick (2000), os projetos de E&P de petróleo envolvem geralmente três tipos de riscos: geológicos, econômicos e financeiros. A probabilidade de sucesso na perfuração de poços de petróleo está associada aos riscos geológicos (existência de um sistema petrolífero), às estimativas de volumes de óleo a serem descobertos e aos tamanhos individuais dos campos de óleo e gás e dependem das ferramentas e tecnologias de E&P utilizadas. Ultimamente, o aumento de informações e o avanço tecnológico, sobretudo em sísmica, modelos geológicos, programas de modelagem e simulação numérica, têm reduzido esses riscos.

Os riscos econômicos estão associados às expectativas futuras do preço do petróleo, aos custos operacionais e dos investimentos, à avaliação acurada dos volumes de óleo a serem produzidos e à realização de seu fluxo de caixa previsto.

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

A análise quantitativa do risco é fundamental neste trabalho. Aliás, essa metodologia só tem sentido quando se opera com projetos de risco. Se o projeto não tem risco e o tomador de decisão sabe com antecedência tudo o que vai acontecer no futuro, basta fazer uma análise econômica convencional e está tudo resolvido. No entanto, se o projeto envolve riscos, o gerente precisa de uma técnica que minimize os riscos e maximize o retorno (Nepomuenko e Suslick, 2000).

2.2 Risco e Incerteza

Na metodologia de análise de decisão estão muito claras as definições e utilização de alguns termos. Entretanto, os conceitos de incerteza e risco se confundem e as definições variam entre autores.

No contexto atual das atividades de E&P não se encontra um evento futuro com certeza absoluta. As incertezas nos fatores de mercado como preço, infraestrutura, recursos humanos, custos e demais componentes que envolvem o fluxo de caixa de um projeto de investimentos, tornam praticamente impossível prever fluxos com exatidão. A incerteza pode se referir a situações nas quais muitos resultados são possíveis com probabilidade de ocorrência desconhecida. O risco, por sua vez, refere-se a situações às quais podemos relacionar todos os possíveis resultados, assim como estabelecer a probabilidade de ocorrência de cada um deles. Definições mais completas sobre risco e retorno podem ser encontradas em Whitney & Whitney (1978), Gentry & O'Neil (1984), Diaz Galeano, (1998), Stermole & Stermole (1993) e Groebner & Shannon (1993).

2.2.1 Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo é uma ferramenta que permite incorporar incertezas econômicas, financeiras e geológicas à estimativa de volatilidade da taxa de retorno do projeto.

A simulação de Monte Carlo consiste na geração de valores aleatórios para a criação de vários cenários de um problema. Esses valores estão dentro de uma determinada faixa e seguem uma determinada função de distribuição de probabilidade.

Neste método, o processo de geração de valores aleatórios é repetido várias vezes, gerando vários cenários do problema. Para cada valor criado há um cenário e uma solução para o problema. Juntos, todos os cenários criados darão uma faixa das soluções possíveis, todas equiprováveis. Portanto, é necessária a

geração de um número mínimo de valores aleatórios para criar vários cenários, fazendo com que a solução média passe a representar uma resposta aproximada ao problema.

O número de mínimo de valores aleatórios gerados (iterações) é um ponto que merece destaque. Segundo Campbell (2001), o número de iterações depende individualmente de cada modelo. O princípio básico é executar um número adequado de iterações necessárias para que o valor final entre em convergência. Por convergência, entende-se que os parâmetros chaves variem pouco com adicionais iterações. A maioria dos softwares permitem a geração de quantas iterações o usuário desejar.

Outro ponto que merece destaque é a função distribuição de probabilidades. Segundo Newendorp (1975), para definir ou estimar uma distribuição de probabilidades para cada uma das variáveis, são seguidas as seguintes regras:

- As distribuições podem ser de qualquer forma e ter qualquer escala. Entretanto, a experiência prévia sobre os principais condicionantes auxiliam na escolha do modelo adequado.
- As distribuições das variáveis podem ser baseadas em histogramas ou distribuições de dados de campos similares, com conhecimento prévio de que certas variáveis seguem uma distribuição comum e/ou um julgamento puramente subjetivo.
- A análise de sensibilidade é recomendada quando existem várias opiniões sobre a distribuição de uma determinada variável.

O Método de Monte Carlo é considerado muito simples e flexível para ser aplicado em problemas de qualquer nível de complexidade. Entretanto, Trigeorgis (1998) cita uma série de desvantagens a respeito da simulação de Monte Carlo, como:

- Dificuldades em selecionar as distribuições de probabilidades reais, sobretudo para o caso em que se dispõe de poucos dados;
- Pode ser difícil identificar as correlações entre as diversas variáveis, como, por exemplo, os custos de produção, que tendem a ser correlacionados com as taxas de inflação, entre outros;
- A técnica não resolve o problema da taxa de desconto ajustada ao risco;
- Existe a possibilidade de que a simulação do VPL seja contagem dupla do risco, uma vez que ele já é computado pela taxa de desconto;
- Há uma forte tendência em interpretar o risco da distribuição do VPL como sendo o risco global do projeto, mas isso não é verdade: apenas o risco sistemático deve ser remunerado. No entanto, o desvio padrão percentual do VPL pode ser considerado como uma medida de sua volatilidade;
- Os valores extremos do VPL são pouco significativos, uma vez que refletem a possibilidade de eventos improváveis;
- Não permite capturar o valor das flexibilidades (por exemplo, diferir, abandonar, etc.), uma vez que as simulações ocorrem num cenário básico pré-definido.

Segundo Motta et al. (2000) um modelo determinístico pode ser convertido em um modelo estocástico ou probabilístico fazendo uma simulação de Monte Carlo nos parâmetros de sua equação. O modelo estocástico é executado muitas vezes com valores de parâmetros de entradas diferentes, e todos os resultados são coletados para definir a distribuição de resultados da função-objetivo.

2.3 Métricas de Risco e Retorno dos Projetos

Como foi citado anteriormente, o retorno de um projeto depende da evolução de variáveis como preço, produção, custo, etc. Desde que nós não conhecemos como essas variáveis irão se comportar no futuro, o retorno passa a ser uma variável aleatória e é correto afirmar que o seu valor venha de uma função de distribuição de probabilidade.

Para calcular o VPL devemos primeiramente definir as funções de distribuição de probabilidade das variáveis que compõe o fluxo de caixa. Neste trabalho iremos considerar o preço como uma variável de distribuição normal e o custo e a produção como variáveis de distribuição triangular. A partir dessas premissas podemos perceber em alguns casos que a função de distribuição de probabilidade do VPL será semelhante a uma distribuição normal como observado tradicionalmente na estatística (Schaffer e McClave, 1986). A Figura 2.1 mostra esse processo.

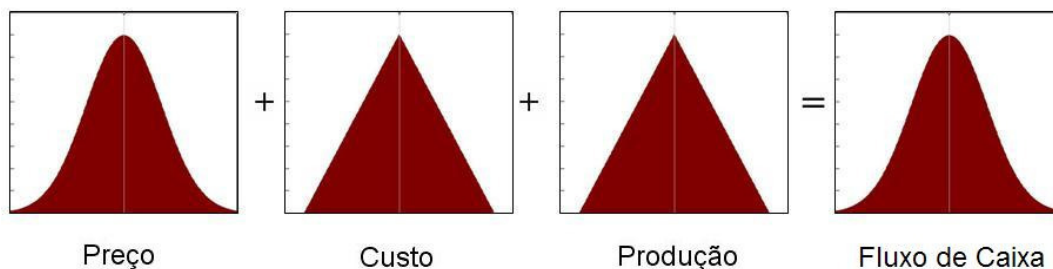


Figura 2.1 – Funções de distribuição de probabilidade

A partir dessa semelhança entre a função de distribuição de probabilidade normal e a função de distribuição de probabilidade do VPL, podemos definir o risco e o retorno dos projetos através de dois tipos de medidas: as medidas de tendência central e as medidas de dispersão. A medida de tendência central que será analisada nessa dissertação, e que servirá de medida de retorno, será a média. Enquanto que as medidas de dispersão que serão analisadas nessa

dissertação, e que servirão de medida de risco, serão o desvio padrão e o semi-desvio padrão.

2.3.1 Média

A média é uma medida de tendência central sendo um valor típico ou representativo de um conjunto de dados. Para o nosso estudo, o retorno do projeto será dado pela média aritmética dos valores de VPL gerados. A formulação matemática do retorno do projeto é:

$$\mu_{pro} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad 2.2$$

onde:

μ_{pro} = Retorno do projeto

x_i = Valor do VPL gerado pela simulação de Monte Carlo

n = Total de valores gerados .

Vamos tomar como exemplo a Tabela 2.1, onde foi feita uma simulação de Monte Carlo que gerou 100 valores de VPL.

Tabela 2.1 – Simulação de Monte Carlo para 100 iterações do VPL (valores em Milhões US\$)

1	10,62	21	16,03	41	14,06	61	13,91	81	15,50
2	14,87	22	22,34	42	10,01	62	11,61	82	15,35
3	13,22	23	14,58	43	8,22	63	17,09	83	11,42
4	17,59	24	14,68	44	11,08	64	16,13	84	16,53
5	24,48	25	14,61	45	20,78	65	21,64	85	11,27
6	17,95	26	13,41	46	15,07	66	13,46	86	19,34
7	14,23	27	11,17	47	19,51	67	7,59	87	9,97
8	19,63	28	22,17	48	13,73	68	18,61	88	8,79
9	13,73	29	12,98	49	4,64	69	4,91	89	8,20
10	10,07	30	17,23	50	14,41	70	9,46	90	16,69
11	10,60	31	13,08	51	13,43	71	7,04	91	15,99
12	15,23	32	15,20	52	12,61	72	14,84	92	12,17
13	17,15	33	11,69	53	19,12	73	15,61	93	12,72
14	9,60	34	16,82	54	10,55	74	7,75	94	9,07
15	16,89	35	14,26	55	21,83	75	16,73	95	28,11
16	15,02	36	15,05	56	8,50	76	14,54	96	10,04
17	10,12	37	12,81	57	11,19	77	17,98	97	13,12
18	22,53	38	10,97	58	13,74	78	9,22	98	7,67
19	19,04	39	16,17	59	15,19	79	22,63	99	25,25
20	10,78	40	15,28	60	16,41	80	10,83	100	15,04

O retorno desse projeto será a média dos 100 valores gerados, ou seja:

$$\mu_{pro} = \frac{1.431,77}{100}$$

$$\mu_{pro} = 14,32 \text{ Milhões US\$}$$

2.3.2 Desvio padrão

O desvio padrão é comumente usado como medida de risco em mercados financeiros, onde as distribuições do retorno têm geralmente uma distribuição normal (Walls, 2004). Devido a esse fato, o risco do projeto é dado pelo desvio padrão dos valores de VPL gerados. A formulação matemática do risco do projeto através do desvio padrão é:

$$\sigma_{pro} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}}$$

2.3

onde:

σ_{pro} = Risco do projeto

x_i = Valor do VPL gerado pela simulação de Monte Carlo

μ = Média dos valores de VPL

n = Total de valores gerados

O desvio padrão é o somatório da diferença entre todos os pontos da distribuição e a média. Uma outra forma entender o desvio padrão é através da curva de distribuição de probabilidade. O desvio padrão é a medida horizontal entre a mediatriz da distribuição ao ponto de inflexão da curva. A Figura 2.2 mostra graficamente o desvio padrão.

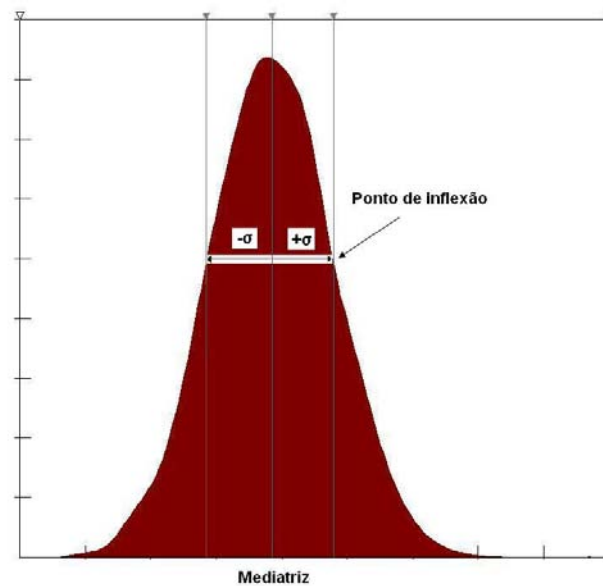


Figura 2.2 – Desvio padrão

Como exemplo, podemos utilizar também os dados da Tabela 2.1. O risco desse projeto será o desvio padrão dos 100 valores gerados, ou seja:

$$\sigma_{pro} = \sqrt{\frac{1\,948,29}{100}}$$

$$\sigma_{pro} = 4,41 \text{ Milhões US\$}$$

2.3.3 Semi-desvio padrão

Apesar de o desvio padrão ser utilizado como medida de risco na literatura financeira é importante apontar que o mesmo é mais precisamente definido como uma medida estatística da incerteza. Na essência, ele é uma dispersão da variável ao redor do valor médio. Entretanto, o decisor pode caracterizar o risco como a exposição à perda, e não como a completa dispersão. O desvio padrão não diferencia a incerteza de “perda” da incerteza de “ganho” (Walls, 2004).

É importante notar que no caso de projetos de investimento de capitais, especialmente no setor de E&P, os retornos de projetos podem não ter uma distribuição normal. Projetos no setor de E&P tipicamente têm uma grande assimetria na distribuição dos valores com uma grande probabilidade de alcançar baixos valores de saídas e com uma pequena probabilidade de alcançar altos valores de saídas. O semi-desvio padrão supera esse problema pela medição da probabilidade e magnitude da perda (Orman & Duggan, 1999).

Em certos casos, pode ser mais apropriado utilizar uma medida alternativa de risco, como é o caso do semi-desvio padrão. Dessa forma, o risco do projeto é dado pelo semi-desvio padrão dos valores de VPL gerados. A formulação matemática do risco do projeto através do semi-desvio padrão é:

$$\sigma_{pro} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\min[0, x_i - b])^2}{n}} \quad 2.4$$

onde:

σ_{pro} = Risco do projeto

x_i = Valor do VPL gerado pela simulação de Monte Carlo

b = Ponto de perda

n = Total de valores

O valor do ponto de perda (b) representa o mínimo retorno aceitável. O seu valor indica o ponto no qual a dispersão da distribuição à esquerda é medida. Enquanto o desvio padrão é o somatório da diferença entre todos os pontos da distribuição e a média, tanto os pontos à esquerda da média, quanto os pontos à direita, o semi-desvio padrão é o somatório da diferença entre todos os pontos da distribuição e o ponto de perda, mas apenas os pontos à esquerda do ponto de perda. Ou seja, o somatório inclui apenas os valores da distribuição que são menores que o ponto de perda. Essa é a função do zero na fórmula do semi-desvio padrão. Para esta dissertação usaremos como valor de b o valor da média aritmética simples da distribuição. A Figura 2.3 mostra que pontos são medidos no semi-desvio padrão.

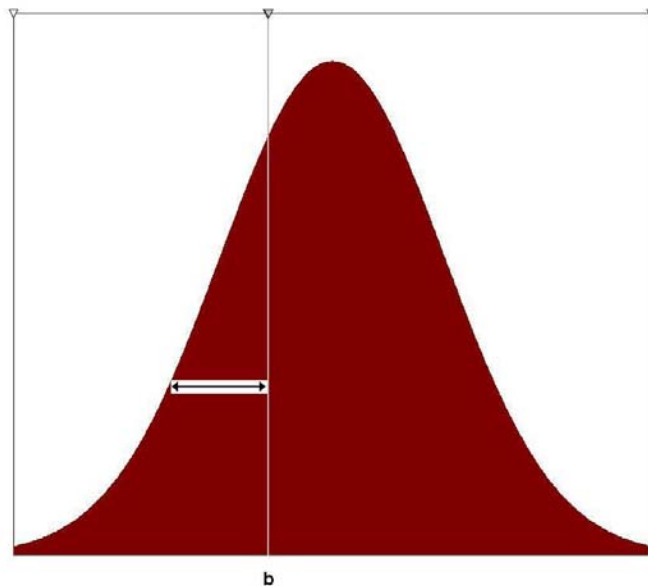


Figura 2.3 – Pontos que são medidos no semi-desvio padrão

Como exemplo, podemos utilizar também os dados da Tabela 2.1. O risco desse projeto será o semi-desvio padrão dos 100 valores gerados. Então:

$$\sigma_{pro} = \sqrt{\frac{859,08}{100}}$$

$$\sigma_{pro} = 2,93 \text{ Milhões US\$}$$

Entretanto, existe complicações práticas com a aplicação da medida do semi-desvio padrão, como por exemplo, consequências associadas com a seleção apropriada do ponto de perda para a distribuição dos resultados (Walls, 2004).

2.3.4 Comparação entre as métricas

Markowitz (1959) afirma que existem uma série de considerações na escolha entre o desvio padrão e o semi-desvio padrão como métrica de risco para um projeto. Essas considerações incluem custo, conveniência, familiaridade e diferenças entre os portfólios produzidos por diferentes métricas.

Projetos que tem o semi-desvio padrão como métrica de risco têm o menor valor de risco, em relação aos projetos que tem o desvio padrão como métrica de risco.

Todas as métricas de risco têm os seus pontos positivos e os seus pontos negativos. No caso do desvio padrão, o mesmo tem uma boa facilidade de uso, mas em compensação penaliza os cenários onde existem grandes possibilidades de ganhos. A sua formulação define a priori valores equidistantes da média, tanto à esquerda (cenário pessimista) quanto à direita (cenário otimista). A Figura 2.4 mostra essa distribuição de cenários em uma função de distribuição de probabilidade.

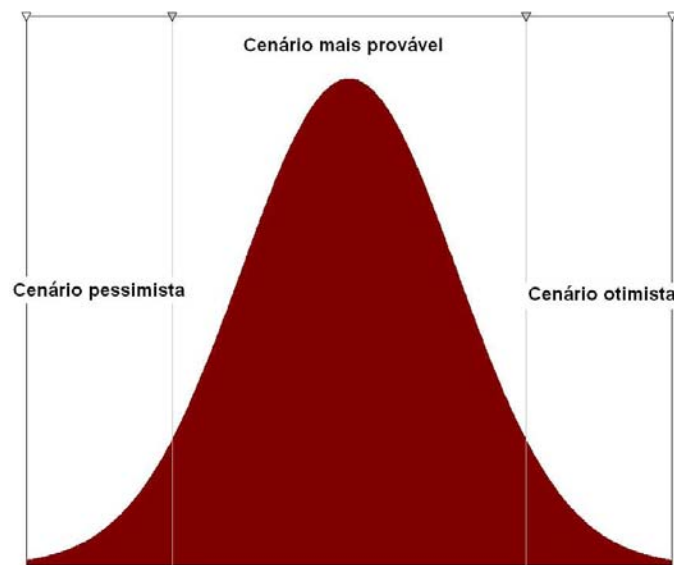


Figura 2.4 – Distribuição de cenários

A métrica de semi-desvio padrão pode ser usada com projetos que tenham uma função de distribuição de probabilidade assimétrica. Faya e Lake(2007) consideram três vantagens para o uso dessa métrica. A primeira é que ela assume que o investidor tem aversão ao risco, o que é consistente com o observado no comportamento prático. A segunda vantagem é que diferentes medidas de risco podem ser construídas considerando diferentes níveis de aversão ao risco,

mudando o ponto de perda da métrica (fator b). A terceira vantagem é a priorização do lado à esquerda da curva de distribuição de probabilidade, ou seja, no cenário pessimista.

2.4 Teoria Moderna do Portfólio

Harry Markowitz revolucionou a área da teoria do portfólio com o seu trabalho pioneiro nos anos cinquenta (Markowitz, 1952). Markowitz demonstrou como os investidores com diferentes ativos poderiam selecionar um conjunto eficiente de portfólios, minimizando o desvio padrão (risco), sujeito a um particular retorno.

Markowitz (1959) concluiu que o retorno de um portfólio era uma variável aleatória com distribuição normal, ou seja, ele é descrito totalmente pela média e variância. O critério da média-variância é uma regra ótima de decisão quando se assume uma distribuição normal para o retorno de um portfólio. Sendo assim, esse critério emprega a média de retornos passados para estimar o retorno futuro de um ativo, e o risco é representado, geralmente, pela variância ou desvio padrão. Em resumo, não somente é necessário ter uma medida do retorno médio, mas também uma medida da quantidade de valores que diferem da média (Lazo, 2000).

Além do retorno médio, torna-se necessário a existencia de uma hipótese de que investidores e decisores preferem menores risco a maior risco, mantendo todas as outras variáveis constantes. Em outras palavras, a certo retorno esperado, um investidor racional sempre irá preferir o portfólio que tem o menor risco. Similarmente, a certo nível de risco, os mesmos investidores irão sempre preferir portfólios com altos retornos esperados (Walls, 2004).

2.4.1 Retorno

O retorno de um portfólio é o somatório de pesos multiplicado pelo retorno de cada projeto. O peso aplicado para cada projeto é a fração investida em cada projeto. Segundo Markowitz (1952), a formulação matemática geral do retorno de um portfólio é:

$$\mu_p = \sum_{i=1}^n \mu_i x_i \quad 2.5$$

onde:

μ_p = Retorno do portfólio

μ_i = Retorno do projeto i

x_i = Fração investida no projeto i

Vamos tomar como exemplo um portfólio composto por dois projetos no qual temos a seguinte distribuição da fração investida (nível de participação) e do retorno:

Tabela 2.2 – Distribuição do retorno e da fração de investimento

	Projeto 1	Projeto 2
Fração Investida	80%	20%
Retorno (Milhões US\$)	94,18	415,12

O retorno obtido para esse portfólio será dado por:

$$\mu_p = 94,18 * 80\% + 415,12 * 20\%$$

$$\mu_p = 158,37 \text{ Milhões US\$}$$

2.4.2 Risco

O risco de um portfólio pode ser estimado pela variância em relação à média do retorno. Segundo Markowitz (1952), a formulação matemática do risco de um portfólio através da variância é:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n x_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n x_i x_j \sigma_{i,j} \quad 2.6$$

onde:

σ_p^2 = Variância do portfólio

x_i = Fração investida no projeto i

x_j = Fração de investida no projeto j

$\sigma_{i,j}$ = Covariância entre os projetos i e j

σ_i^2 = Variância do projeto i

Na Equação 2.6, a variância de um portfólio depende tanto das variâncias dos projetos que a compõem quanto da covariância entre dois projetos. A variância mede uma variabilidade do retorno de um dado projeto em torno da média. A covariância mede a relação entre dois projetos. Uma covariância positiva entre pares de projetos aumenta a variância de todo o portfólio, ao passo que uma covariância negativa entre pares de projetos reduz a variância do portfólio, a este processo dá-se o nome de efeito de diversificação de um portfólio. Adiante falaremos mais sobre o processo de diversificação.

O risco de um portfólio pode ser também definido como o desvio-padrão em relação à média do retorno. O desvio-padrão, matematicamente, é representado pela Equação 2.7:

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma_p^2} \quad 2.7$$

onde:

σ_p = Desvio padrão do portfólio

σ_p^2 = Variância do portfólio

Conforme foi dito anteriormente tanto a variância quanto o desvio-padrão são usados como medidas de risco. Entretanto o desvio padrão é preferencial ao invés da variância. O desvio padrão mostra o resultado na mesma unidade do retorno facilitando assim a sua comparação.

Vamos tomar como exemplo a continuação do exemplo anterior feito para a medida de retorno. Considerando um portfólio composto por dois projetos e com o coeficiente de correlação entre os projetos igual a 0,7 no qual temos a seguinte distribuição para a fração investida e risco:

Tabela 2.3 – Distribuição do risco e da fração de investimento

	Projeto 1	Projeto 2
Fração Investida	80%	20%
Risco (Milhões US\$)	175,25	424,05

O risco obtido através da variância para esse portfólio será:

$$\sigma_p^2 = (175,25 \cdot 80\%)^2 + (424,05 \cdot 20\%)^2 + 80\% \cdot 20\% \cdot 175,25 \cdot 424,05 \cdot 0,7 + 80\% \cdot 20\% \cdot 175,25 \cdot 424,05 \cdot 0,7$$

$$\sigma_p^2 = 43.495,28 \text{ (Milhões US\$)}^2$$

O risco obtido através do desvio-padrão para esse portfólio será:

$$\sigma_p = 208,56 \text{ Milhões US\$}$$

2.4.3 Covariância

A covariância ($\sigma_{i,j}$) mede o comportamento do risco da carteira de investimento quando existe a combinação de dois ou mais projetos. Em muitas ocasiões, é utilizado o coeficiente de correlação ($\rho_{i,j}$) para o seu entendimento. Esse coeficiente varia do intervalo de -1 a $+1$. O valor $(+1)$ demonstra que os projetos se movimentam juntos, indicando que o risco da carteira de investimentos é uma combinação linear do risco de cada projeto. Por outro lado, um valor de correlação igual a (-1) indica que os comportamentos dos projetos são opostos. Neste caso, o risco do portfólio é sempre menor em comparação com o caso anterior. Por último, quando o coeficiente de correlação é igual a zero, os projetos não apresentam nenhuma correlação, ou seja, eles são independentes.

Quando dois ou mais projetos compõem um portfólio consegue-se um risco menor que a média ponderada dos riscos individuais, obtendo algumas vezes um risco menor que o do projeto de menor risco com um retorno maior que o deste projeto. A Figura 2.5 mostra a combinação de cinco projetos, onde foram feitas todas as combinações possíveis entre os mesmos, variando o seu nível de participação de 10 em 10%. Observa-se que quanto menor a correlação entre os dois projetos, mantendo o retorno constante, menor é o risco do portfólio.

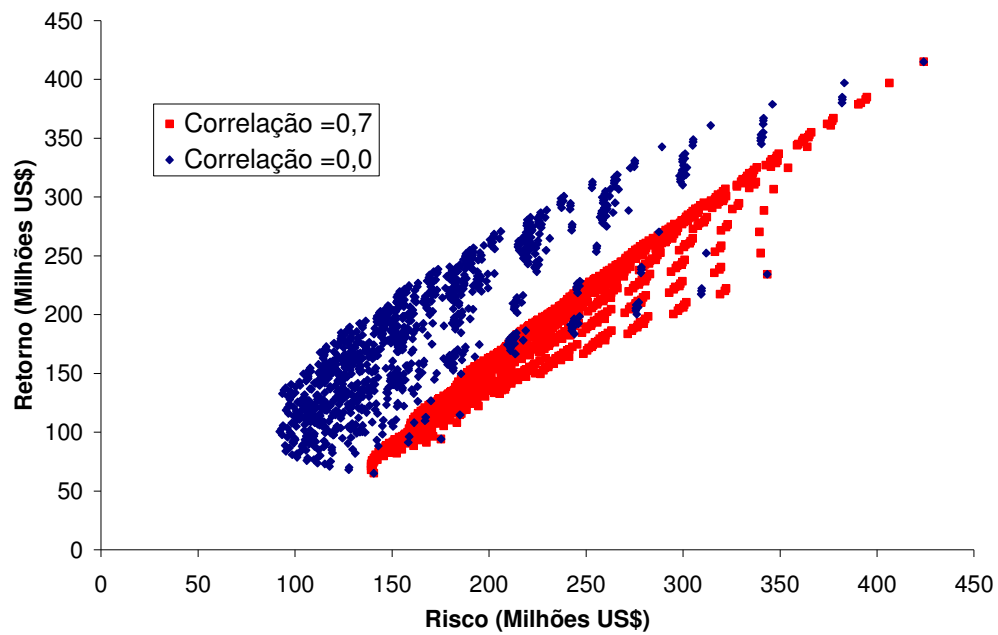


Figura 2.5 – Risco e Retorno em função da correlação

A Equação 2.8 mostra o coeficiente de correlação:

$$\rho_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i^2 \sigma_j^2} \quad 2.8$$

onde:

$\rho_{i,j}$ = Coeficiente de correlação entre projetos

$\sigma_{i,j}$ = Covariância dos retornos dos projetos i e j

σ_i^2 = Variância do projeto i

σ_j^2 = Variância do projeto j

Outro aspecto relevante a respeito das covariâncias é a construção da matriz de variâncias e de covariâncias. A matriz de variâncias e de covariâncias é uma alternativa para o cálculo do risco de um portfólio que consiste na construção de uma matriz, onde na sua diagonal principal encontram-se os valores das variâncias dos projetos e nas outras células encontram-se as covariâncias entre os projetos. Para ficar mais claro o seu uso, resolveremos novamente o exemplo do cálculo do risco usando essa alternativa.

Tabela 2.4 – Exemplo utilizando uma matriz de variâncias e covariâncias

	Projeto 1	Projeto 2
Projeto 1	$x_{\text{Projeto 1}}^2 \sigma_{\text{Projeto 1}}^2$ $(175,25)^2 \cdot (80\%)^2 = 19656,04$	$x_{\text{Projeto 1}} x_{\text{Projeto 2}} \sigma_{\text{Projeto 1, Projeto 2}}$ $80\% \cdot 20\% \cdot 175,25 \cdot 424,05 \cdot 0,7 = 8323,25$
Projeto 2	$x_{\text{Projeto 1}} x_{\text{Projeto 2}} \sigma_{\text{Projeto 1, Projeto 2}}$ $80\% \cdot 20\% \cdot 175,25 \cdot 424,05 \cdot 0,7 = 8323,25$	$x_{\text{Projeto 2}}^2 \sigma_{\text{Projeto 2}}^2$ $(424,05)^2 \cdot (20\%)^2 = 7192,74$

Quando somamos as quatro células da matriz obtemos o mesmo valor de risco anterior de:

$$\sigma_p^2 = 43.495,28 \text{ (Milhões US\$)}^2$$

$$\sigma_p = 208,56 \text{ Milhões US\$}$$

A Figura 2.6 é um exemplo de matriz de variâncias e covariâncias para um portfólio formado por n ativos (projetos). O risco associado a um portfólio com n ativos será a somatória de todas as células dessa matriz.

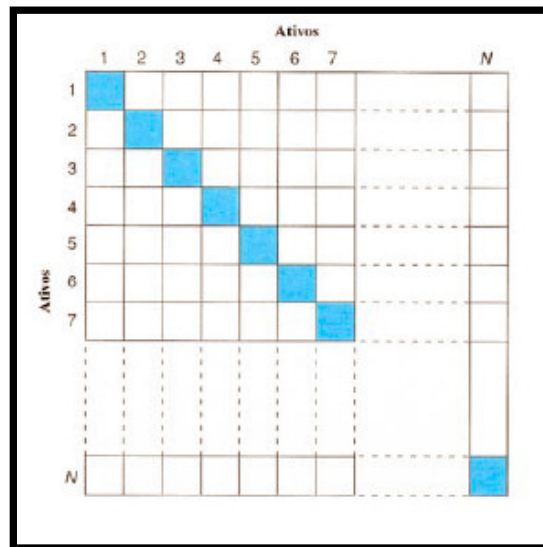


Figura 2.6 – Matriz de covariâncias

Para se encontrar o risco de um portfólio de n projeto, existe a necessidade de que sejam calculadas $\frac{n \cdot (n-1)}{2}$ covariâncias entre projetos. Assim, se desejarmos montar um portfólio a partir de um conjunto de 50 projetos, há a necessidade de que sejam calculadas 1225 covariâncias. Para um conjunto de 100 projetos, a necessidade aumenta para 4950 covariâncias calculadas entre suas taxas de retorno. Conforme mostrado na Figura 2.7 este número aumenta exponencialmente com o aumento dos ativos (projetos).

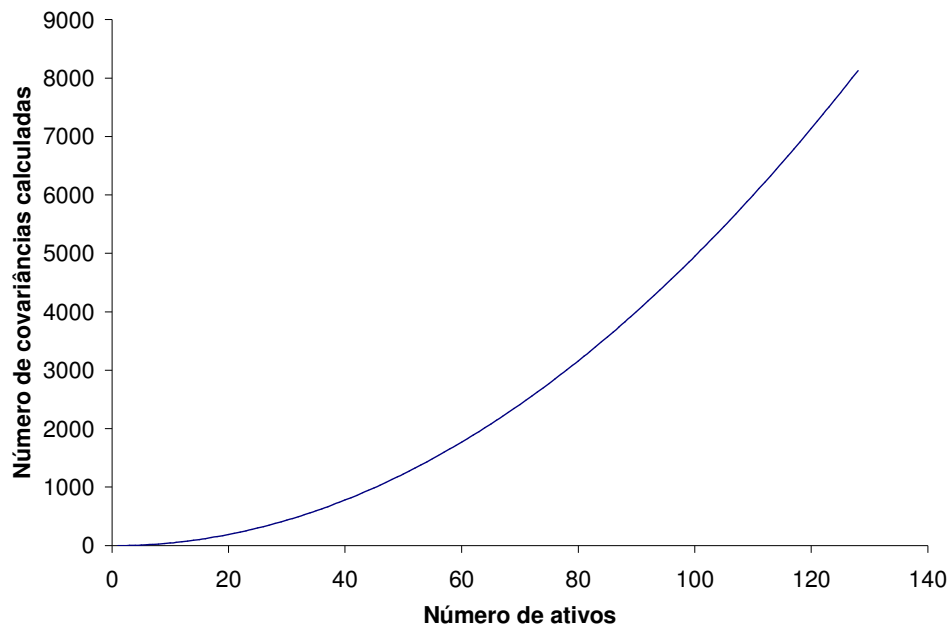


Figura 2.7 – Relação do número de ativos com a quantidade de covariâncias calculadas

2.4.4 Diversificação

Uma das maneiras que a indústria utiliza como técnica para reduzir os riscos de perdas é o processo de diversificação de seus portfólios. A diversificação é muito eficaz como procedimento de redução de risco. Entretanto, o risco não pode ser completamente eliminado com a diversificação (Markowitz, 1952).

Markowitz (1952) mostrou que os investidores poderiam eliminar virtualmente a sua exposição ao risco não-sistemático. Essa otimização é aplicada no contexto de um montante fixo de investimento para o portfólio. Os riscos não-sistemáticos são riscos específicos com o negócio ou a indústria. Essa habilidade de diversificar os riscos deixa o investidor de ações com um portfólio contendo somente os riscos sistemáticos ou de mercado, como inflação, poder de compra, dentre outros.

Para provar essa diversificação, suponhamos que:

1. Todos os projetos de um portfólio tenham a mesma variância, que representamos por σ^2 ;
2. Todas as covariâncias são iguais, que representamos por $\sigma_{i,j}$;
3. Todos os projetos têm pesos iguais no portfólio. Como existem N projetos, o peso de cada projeto no portfólio é $1/N$.

Dessa forma a matriz de variâncias e covariâncias para um portfólio formado por N projetos fica na forma da Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Matriz de variâncias e covariâncias de um portfólio

Projeto	1	2	3	...	N
1	$(1/N^2)\sigma^2$	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$		$(1/N^2)\sigma_{i,j}$
2	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$	$(1/N^2)\sigma^2$	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$		$(1/N^2)\sigma_{i,j}$
3	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$	$(1/N^2)\sigma^2$		$(1/N^2)\sigma_{i,j}$
.					
.					
.					
N	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$	$(1/N^2)\sigma_{i,j}$		$(1/N^2)\sigma^2$

Podemos notar que na Tabela 2.5 os termos da diagonal principal são idênticos, bem como todos os outros termos situados fora da mesma são iguais. Dessa forma, a variância do portfólio é dada pela soma de todos os termos da Tabela 2.7. Sabemos que há N termos na diagonal principal envolvendo variâncias. Da mesma forma, há $N(N-1)$ termos fora da diagonal principal envolvendo covariâncias. Somando todos os termos da Tabela 2.7, podemos expressar a variância do portfólio da seguinte forma:

$$\sigma_p^2 = N\left(\frac{1}{N^2}\right)\sigma^2 + N(N-1)\left(\frac{1}{N^2}\right)\sigma_{i,j}$$

$$\sigma_p^2 = \left(\frac{1}{N}\right)\sigma^2 + \left(\frac{N-1}{N}\right)\sigma_{i,j}$$

$$\sigma_p^2 = \left(\frac{1}{N}\right)\sigma^2 + \left(1 - \frac{1}{N}\right)\sigma_{i,j}$$

A equação acima mostra que quando aumentamos o valor de N temos uma diminuição da contribuição relativa à variância no risco do portfólio (variância do portfólio). Quando o número de projetos tende ao infinito, o risco do portfólio é igual a covariância, ou seja:

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \sigma_p^2 = \sigma_{i,j}$$

Segundo Ross (2004), esse efeito de redução de risco também vale para o caso em que as variâncias e covariâncias não são iguais. Statman (1987) argumenta que um portfólio contenha cerca de 30 ativos para se atingir a diversificação ótima, ou seja, a eliminação do risco não-sistemático.

Como abordado anteriormente, a Figura 2.8 mostra a diminuição do risco do portfólio através do aumento do número de projetos.

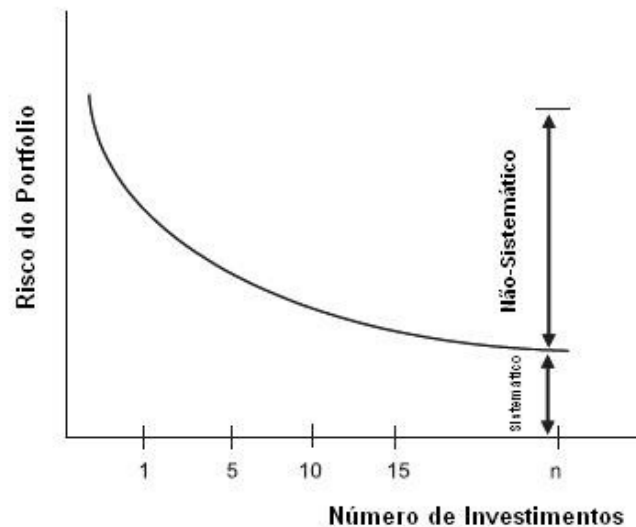


Figura 2.8 – Efeito da diversificação

Em qualquer caso, a noção atrás da diversificação é que ela trabalha na redução do risco porque os retornos de diferentes ativos não se movem exatamente juntos. Até mesmo com um portfólio com dois ativos, a diminuição de valor de um ativo pode ser contrabalanceada pelo aumento de valor do outro ativo (Walls, 2004).

A forma como a empresa diversifica suas aplicações depende do seu perfil, especialmente do nível de risco aceitável, do prazo que espera obter rendimento e do volume de capital que pode investir, ou seja, dos seus objetivos. No segmento de E&P, as possibilidades de diversificação são limitadas, e um pouco diferente do contexto do mercado de ações. A empresa de E&P diversifica seus negócios investindo em projetos dentro da própria área de E&P. Alguns exemplos de projetos nos quais as empresas de E&P podem investir: desenvolvimento de campos maduros terrestres e marítimo; projetos de óleo leve, pesado ou extrapesado e/ou parcerias em projetos de gás natural; projetos de biocombustíveis.

Segundo Ball & Savage (1999) as principais formas de diversificar a carteira de investimentos nas empresas de E&P de petróleo são: quando dois projetos são pertencentes a distintas regiões geológicas; quando existe diversificação no tipo de combustível, ou seja, projetos que envolvam óleo, gás ou biocombustíveis; quando existe uma diversificação política, ou seja, quando a empresa possui ativos em diferentes países; e através os contratos de partilha de produção, permitem certa flexibilidade (diversificação) no “timing” na distribuição dos fluxos dos projetos, sendo que essa última forma não é aplicável ao sistema brasileiro.

Em qualquer situação, o coeficiente de correlação será menor do que o caso onde ele é perfeitamente correlacionado (+1,0), o que nos diz que alguma redução do risco será possível combinando ativos em um portfólio (Walls, 2004).

2.4.5 Fronteira Eficiente

O produto final do modelo de Markowitz é a fronteira eficiente, que é a curva geométrica composta por um numero infinito de portfólios viáveis (Lima, Schiozer & Suslick 2006).

Seleção de portfólio usando a análise da fronteira eficiente é uma técnica de decisão que quantifica a seleção de múltiplas oportunidades de investimento na qual o risco é minimizado e o retorno é maximizado (Merritt, 2000). O problema da

seleção de portfólio através fronteira eficiente é como selecionar o portfólio ótimo. Lima, Schiozer & Suslick (2006) mostram como fazer essa seleção através da teoria da preferência.

Existem três importantes hipóteses que envolvem a construção sobre fronteira eficiente:

- Um investidor racional preferirá um maior retorno a um menor retorno, mas também preferirá um menor risco a um maior risco;
- Cada investimento deve ser considerado, levando-se em conta qual a sua contribuição com o portfólio. O risco e o retorno de um portfólio podem ser maiores ou menores que a soma de suas partes, dependendo de como os ativos interagem entre si;
- Há mais de um portfólio ótimo, pois é possível ganhar um maior valor aceitando um maior risco.

Esse último ponto é essencialmente uma expressão da concepção de portfólios eficientes. Um portfólio é dito eficiente se caso não exista outro portfólio com um maior retorno enquanto tem o mesmo ou menor risco.

Isto pode ser explicado mais claramente usando um gráfico de risco versus retorno. Se cada possível portfólio for colocado nesse gráfico, ocorrerá que não haverá nenhum portfólio acima de uma linha superior. Essa linha superior é a fronteira eficiente, conforme pode ser visto na Figura 2.9.

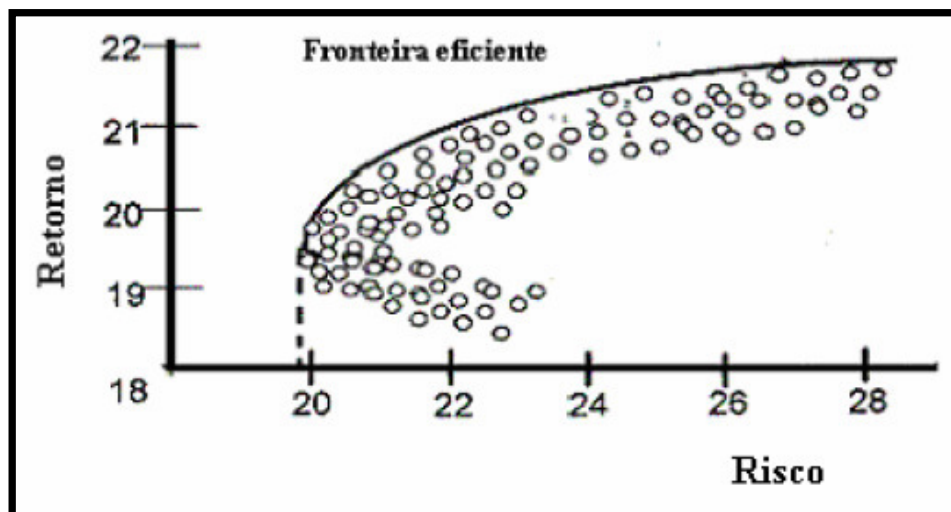


Figura 2.9 – Fronteira eficiente
 Fonte: Ross *et al.* (1995)

Para ilustrar melhor esse conceito iremos realizar a construção de uma fronteira eficiente através de um exemplo. Considerando a continuação do nosso exemplo, suponhamos que a empresa tenha a possibilidade de investir em dois projetos, cujos valores esperados de risco e retorno estão na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Valores esperados de risco e retorno dos dois projetos

	Projeto 1	Projeto 2
Retorno (Milhões US\$)	94,18	415,12
Risco (Milhões US\$)	175,25	424,05

Fazendo uma combinação de diversas frações de investimento entre os dois projetos, podemos gerar vários portfólios, que podem ser vistos na Tabela 2.7. Nesse exemplo o coeficiente de correlação igual a 0,5.

Tabela 2.7 – Valores esperados de risco e retorno dos dois projetos para diversas frações de investimentos

	Fração de Investimento		Retorno (Milhões US\$)	Risco (Milhões US\$)
	Projeto 1	Projeto 2		
Portfólio 1	100%	0%	94,18	175,25
Portfólio 2	95%	5%	110,23	178,04
Portfólio 3	90%	10%	126,27	182,66
Portfólio 4	85%	15%	142,32	188,97
Portfólio 5	80%	20%	158,37	196,82
Portfólio 6	75%	25%	174,42	206,03
Portfólio 7	70%	30%	190,46	216,42
Portfólio 8	65%	35%	206,51	227,84
Portfólio 9	60%	40%	222,56	240,13
Portfólio 10	55%	45%	238,60	253,17
Portfólio 11	50%	50%	254,65	266,85
Portfólio 12	45%	55%	270,70	281,08
Portfólio 13	40%	60%	286,74	295,78
Portfólio 14	35%	65%	302,79	310,87
Portfólio 15	30%	70%	318,84	326,31
Portfólio 16	25%	75%	334,89	342,05
Portfólio 17	20%	80%	350,93	358,05
Portfólio 18	15%	85%	366,98	374,28
Portfólio 19	10%	90%	383,03	390,70
Portfólio 20	5%	95%	399,07	407,30
Portfólio 21	0%	100%	415,12	424,05

Na Tabela 2.7, nós podemos ver dois casos extremos. O primeiro, quando a empresa investe todo o seu capital no projeto 1, que gera um portfólio com um mesmo risco e retorno do projeto 1. E o segundo, quando a empresa investe todo o seu capital no projeto 2, que também gera um portfólio com um mesmo risco e retorno do projeto 2. Entre esse dois casos, poderemos ter infinitas combinações envolvendo esses dois projetos. A Figura 2.10 mostra a fronteira eficiente formada por esses 21 portfólios.

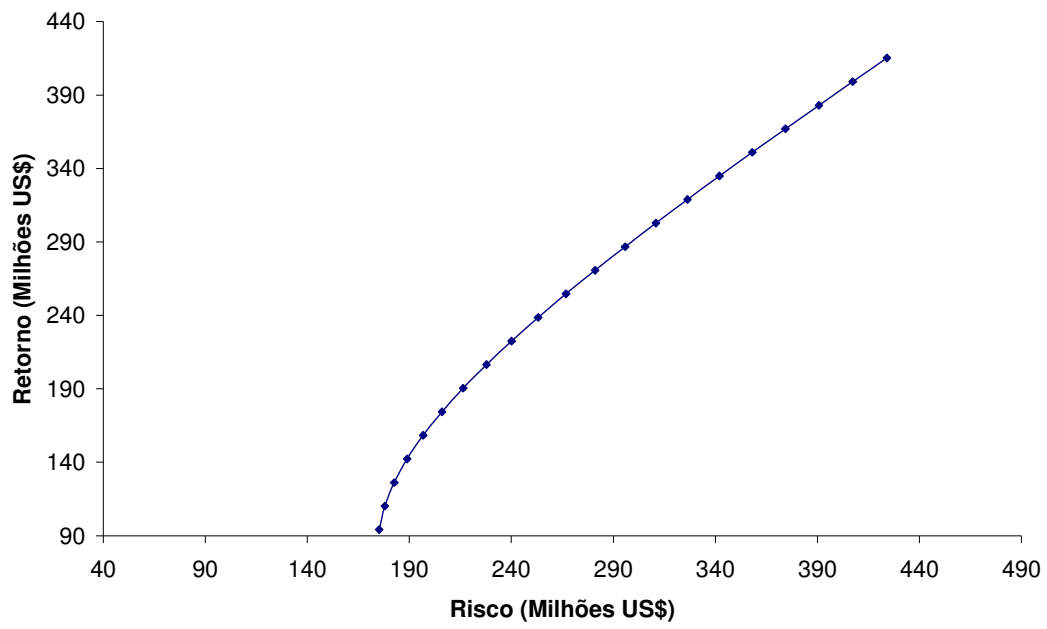


Figura 2.10 – Fronteira eficiente dos dois projetos

2.5 Otimização de Portfólio

Atualmente, um grande problema que empresas de E&P possuem é ter mais projetos para selecionar do que capital para desenvolver-los. Além de selecionar em quais projetos investir, as empresas devem considerar a partir de quando começar a investir e com quanto investir (Lessard, 2003).

Qualquer empresa de petróleo de porte médio com um modesto conjunto de 30 projetos à disposição para alocar seu capital terá mais de um bilhão de portfólios possíveis (Fichter, 2000). Fichter (op. cit.) e Lessard (2003) fornecem um tratamento matemático para se calcular o número total de portfólios possíveis para um determinado conjunto de projetos.

Por isso, as técnicas de otimização de portfólios estão se tornando bastante importante nas empresas de E&P. Segundo Denney (2003), a otimização de portfólios é o conjunto de processos que permite aos decisores esboçarem estratégias de forma a maximizar ou minimizar a função-objetivo do portfólio, respeitando-se as restrições da companhia, que podem ser técnicas, econômicas e/ou geológicas.

O principal objetivo da otimização de portfólios é determinar a fronteira eficiente, formada pelos portfólios eficientes, para depois selecionar o portfólio ótimo para a empresa. O portfólio é dito eficiente se não existir nenhum outro portfólio que tenha maior valor, enquanto tem o mesmo ou um menor risco, e se não existir nenhum outro portfólio que tenha menor risco, enquanto tem o mesmo ou um maior retorno (McVean, 2000).

Devido a essa grande quantidade de portfólios possíveis, seria impossível um gerente analisar e comparar todas as combinações de portfólios sem o auxílio da computação. A situação torna-se ainda mais complexa à medida que o número de projetos aumenta, pois a quantidade de portfólios cresce exponencialmente com o número de projetos (April, 2003). Os avanços em tecnologia computacional minimizaram este problema e permitiram disponibilizar uma grande quantidade de

informações em um curto período de tempo e organizá-las em bancos de dados robustos que são compartilhados, em tempo real, entre empresas. Decisores dispõem, também, de programas computacionais que modelam milhares de permutações e combinações de projetos em potencial usando técnicas quantitativas de otimização (Back, 2001).

Nesta dissertação, o processo de otimização dos projetos de exploração e produção de petróleo será feito por intermédio da técnica de otimização por algoritmos genéticos.

2.5.1 Algoritmos genéticos

Holland (1975) buscou elaborar algoritmos que descrevessem o comportamento da natureza no que tange à evolução das espécies e aos processos genéticos dos organismos biológicos. Segundo Goldberg (1989) os objetivos de suas pesquisas visavam explicar o processo adaptativo do sistema natural e projetar um software de sistema artificial que retivesse o importante mecanismo de sistema natural. Isto conduziu a importantes descobertas tanto no sistema de ciência natural e artificial.

O tema central da pesquisa em algoritmos genéticos foi a robustez, o balanço entre eficiência e eficácia em diferentes ambientes. As implicações da robustez para sistemas artificiais são múltiplas. Se um sistema artificial pode ser feito mais robusto, os custos de replanejamento podem ser reduzidos ou eliminados. Se altos níveis de adaptação podem ser alcançados, os sistemas existentes podem executar suas funções mais longas e melhores. Projetistas de sistemas artificiais podem se maravilhar com a robustez, a eficiência e a flexibilidade de sistemas biológicos (Goldberg, 1989).

Mas o que são algoritmos genéticos? Algoritmos genéticos são algoritmos de busca estocástica que são baseados no processo genético natural presente diariamente em sistemas biológicos. O algoritmo genético (AG) é um processo

iterativo, continuamente propondo e testando soluções, e então propondo um conjunto de soluções final (Fichter, 2000).

A otimização por AG usa um algoritmo que combina a geração de números aleatórios e com uma metodologia de teste de aptidão. A busca genética é uma rotina iterativa que modela o processo de seleção natural da genética. A combinação do processo aleatório e do teste de aptidão resulta em uma solução ótima ou sub-ótima, enquanto avalia continuamente soluções novas. Em cada iteração, o otimizador gera um conjunto de portfólios, alguns dos quais são gerados em uma base puramente aleatória, enquanto outros são escolhidos do conjunto de portfólios da última geração (Pereira, 2005).

Para finalizar um processo de otimização, podem-se usar os seguintes artifícios: número de indivíduos criados e número de iterações (tempo de processamento), ou pode-se também condicionar o algoritmo a parar quando atingir uma solução satisfatória (Lazo, 2000; Pereira, 2005).

É importante notar que o AG é um mecanismo de busca, e não a solução do problema. A solução geralmente requer algum tipo de hipótese no formato ou na forma da solução espacial. Entretanto, os algoritmos genéticos não é assunto dessa limitação. Um bem projetado algoritmo genético pode ser capaz de lidar com grandes ou pequenos problemas, com qualquer tipo de arbitrariedade de complexas restrições aplicadas (Lessard, 2003).

O benefício fundamental de um otimizador baseado em algoritmos genéticos é a forma de tratar problemas que têm muitas restrições. Ele não requer que a solução ótima exista. Em lugar disso, o otimizador indicará ao decisor a solução que mais se aproximar da solução ótima. Desta maneira, pode-se inferir que a técnica de otimização por AG é uma boa ferramenta para análise de portfólios de projetos de E&P (Pereira, 2005).

Segundo Fichter (2000), a otimização por meio de AG produz um portfólio que é igual, ou melhor, do que qualquer outro produzido por outro método. Ainda

segundo Fichter (2000), duas conclusões podem ser tiradas do uso de AG: a primeira é que o tempo de processamento na otimização é linearmente dependente do número de projetos e a segunda é que o desempenho da otimização comparada com outro método aumenta tanto com o número de projetos como com o número de restrições.

2.5.2 Restrições

Geralmente existem restrições na otimização dos portfólios exigidas pela empresa. Essas restrições podem ser técnicas, econômicas e/ou geológicas, como por exemplo, volumes de produção e reservas, gastos de capital e operação, etc. Durante o período de planejamento, os decisores devem decidir quais restrições são relevantes e quais os valores que elas devem ter.

No caso de uma otimização sem restrições, temos muitos graus de liberdade e o algoritmo de otimização procura a melhor solução no espaço amostral formado pelas variáveis. Quando as restrições são aplicadas, limitamos o espaço da solução. Nessa situação pode ser que ocorra ou não solução que satisfaça as restrições (Faya, 2007).

Segundo Lessard (2003), as empresas comumente restringem demasiadamente o problema. Nesse caso, para que a otimização tenha solução são necessários fazer alguns ajustes. Esses ajustes podem ser na forma de adição de mais projetos ou na flexibilização das restrições adotadas. Entretanto a forma como são feitos esses ajustes é desconhecida.

Nesse nosso trabalho, as restrições (ou metas) que serão utilizadas são de investimento, de fluxo de caixa, de produção de óleo e de produção de água.

As restrições investimento são expressas por:

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot I_i(t) \leq I_i^*(t) \quad 2.9$$

onde:

x_i = Fração investida no projeto i

$I_i(t)$ = Investimento em cada projeto em função do tempo

$I_i^*(t)$ = Restrição de investimento da empresa em função do tempo

As metas de fluxo de caixa são expressas por:

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot FCD_i(t) \geq FCD_i^*(t) \quad 2.10$$

onde:

x_i = Fração investida no projeto i

$FCD_i(t)$ = Fluxo de caixa descontado de cada projeto em função do tempo

$FCD_i^*(t)$ = Meta de fluxo de caixa descontado da empresa em função do tempo

As metas de produção de óleo são expressas por:

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot Np_i(t) \geq Np_i^*(t) \quad 2.11$$

onde:

x_i = Fração investida no projeto i

$Np_i(t)$ = Produção de óleo de cada projeto em função do tempo

$Np_i^*(t)$ = Meta de produção de óleo da empresa em função do tempo

As restrições de produção de água são expressas por:

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot Wp_i(t) \leq Wp_i^*(t) \quad 2.12$$

onde:

x_i = Fração investida no projeto i

$Wp_i(t)$ = Produção de água de cada projeto em função do tempo

$Wp_i^*(t)$ = Restrição de produção de água da empresa em função do tempo

2.5.3 Equações gerais

Como foi dito anteriormente, a otimização de portfólios permite aos decisores esboçarem estratégias de forma a maximizar ou minimizar a função-objetivo do portfólio, respeitando-se as restrições da companhia.

Nesta dissertação, a otimização será feita através da minimização da função objetivo, que neste trabalho será o risco, sujeita a um determinado nível de retorno máximo e também sujeita às restrições corporativas. A fronteira eficiente será gerada modificando o nível de retorno progressivamente, ou seja, será feita a otimização para um determinado nível de retorno, achando um portfolio eficiente, depois para outro determinado nível de retorno, achando outro portfolio eficiente, e assim sucessivamente. A linha que une esses portfólios otimizados é a fronteira eficiente.

A função a ser otimizado pode ser expresso de forma simplificada da seguinte forma:

$$\text{Minimização } \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n x_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n x_i x_j \sigma_{i,j}$$

sujeito à:

$$\sum_{i=1}^n \mu_i x_i \geq \mu_p$$

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot I_i(t) \leq I_i^*(t)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot FCD_i(t) \geq FCD_i^*(t)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot Np_i(t) \geq Np_i^*(t)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i \cdot Wp_i(t) \leq Wp_i^*(t)$$

$$0 \leq x_i \leq 1$$

onde:

σ_p^2 = Variância do portfólio

x_i = Fração investida no projeto i

x_j = Fração de investida no projeto j

$\sigma_{i,j}$ = Covariância entre os projetos i e j

σ_i^2 = Variância do projeto i

μ_p = Retorno do portfólio

μ_i = Retorno do projeto i

$I_i(t)$ = Investimento em função do tempo de cada projeto

$I_i^*(t)$ = Restrição de investimento em função do tempo da empresa

$FCD_i(t)$ = Fluxo de caixa descontado em função do tempo de cada projeto

$FCD_i^*(t)$ = Meta de fluxo de caixa descontado em função do tempo da empresa

$Np_i(t)$ = Produção de óleo em função do tempo de cada projeto

$Np_i^*(t)$ = Meta de produção de óleo em função do tempo da empresa

$Wp_i(t)$ = Produção de água em função do tempo de cada projeto

$Wp_i^*(t)$ = Meta de produção de água em função do tempo da empresa

2.6 Seleção de Portfólio

Como citado anteriormente, a seleção de portfólios é a parte principal de um ciclo de atividades dentro de uma empresa, portanto merece uma atenção especial por parte dos gerentes e decisores. Neste sentido, o objetivo principal de toda a seleção de portfólios é escolher o melhor portfólio para a empresa. Entretanto, geralmente não é muito óbvio qual é o melhor portfólio para a empresa.

A escolha do melhor portfólio depende do tipo de risco que a empresa está disposta a correr. Segundo Lima (2006), existe três maneiras de interpretar o risco de um projeto:

- Através de uma maneira isolada, se a empresa tem apenas projetos;
- Internamente para o portfólio de projetos da empresa;
- Através do ponto de vista de investidores diversificados.

Classicamente, a seleção de portfólios é baseada no valor presente líquido (VPL). Se tivermos dois portfólios com o mesmo VPL, mas um tem um risco menor, a escolha do investidor avesso ao risco é imediata: escolher o portfólio com o menor risco. Mas, se tivermos dois portfólios onde um tem baixo VPL e baixo risco e o outro tem alto VPL e alto risco, a escolha não é óbvia, ou seja, a escolha depende da preferência do investidor em relação ao risco. Alternativamente, funções de utilidade podem ser usadas para descrever a preferência do investidor em relação ao risco.

2.6.1 Teoria da Utilidade

A teoria da utilidade foi proposta por Von Neumann e Morgenstern (1953). Eles criaram essa teoria para quantificar matematicamente as atitudes e sentimentos dos decisores em relação ao risco, onde os mesmos fazem suas

decisões incorporando a atitude da empresa em relação ao risco no processo de tomada de decisão.

Os princípios básicos da análise pela teoria da utilidade implicam que a atratividade das alternativas deve depender da probabilidade de possíveis conseqüências de cada alternativa e da preferência do decisor por essas conseqüências. Utilizando essa teoria, os decisores podem incorporar a tendência dos riscos financeiros de suas empresas na direção de suas escolhas entre alternativas de portfólios (Walls, 2004).

A teoria da utilidade ou teoria da preferência é uma ferramenta de grande importância na tomada de decisão. Esta teoria visa definir a curva de utilidade de um gerente em relação ao risco, bem como o seu nível de aversão ao risco diante da restrição do capital exploratório disponível (Nepomuceno & Suslick, 2000).

Segundo Nepomuceno (1997) a utilidade é um número abstrato que é agregado a um possível resultado da decisão. Cada resultado tem uma utilidade, as mais desejáveis têm valores mais altos que as menos desejáveis. A utilidade esperada, semelhantemente ao valor monetário esperado (VME), é o somatório das utilidades de cada possível evento pela suas probabilidade de ocorrência. Um decisor racional maximizará a utilidade esperada.

A forma funcional da teoria da utilidade pode ser definida empiricamente ou analiticamente. Nepomuceno & Suslick (2000) citam o procedimento de como definir a forma funcional pelo método empírico e também citam quatro exemplos de expressões analíticas (funções de utilidade) que podem ser usadas (linear, exponencial, logarítmica e raiz quadrática).

As curvas dessas funções, dispostas em um gráfico de valor do investimento versus função utilidade, apresentam-se como uma reta para um decisor indiferente ao risco, como uma parábola com concavidade para baixo para um decisor com aversão ao risco e como uma curva com concavidade para cima para um decisor propenso ao risco, conforme mostrado na Figura 2.11.

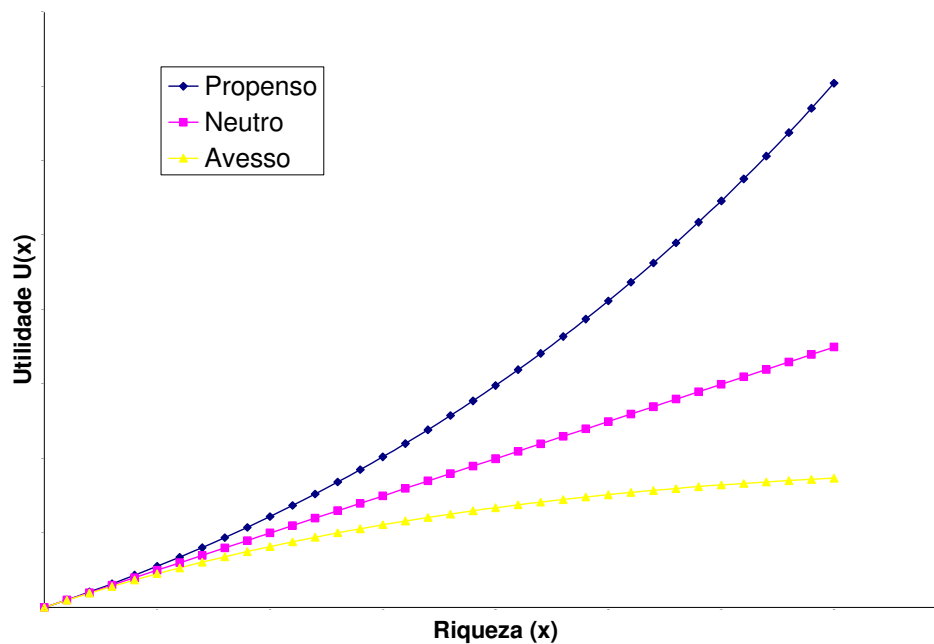


Figura 2.11 – Comportamento de um decisor em relação ao risco

Segundo Luenberger (1998), estas funções são representações matemáticas do comportamento do investidor e tomador de decisões em situações que envolvem risco, e servem para ordenar as alternativas de investimento.

2.6.1.1 Coeficiente de Aversão ao Risco

O coeficiente de aversão ao risco ($c(x)$) é uma grandeza importante na teoria da utilidade. Segundo Pratt (1964), ele é definido por:

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2 U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}} \quad 2.13$$

onde:

$c(x)$ = Coeficiente de aversão ao risco

$U(x)$ = Função utilidade

De acordo com Lima (2004), a primeira derivada permite conhecer se a função é crescente ou decrescente em cada valor de x . A segunda derivada fornece informações sobre a concavidade da função em cada valor de x . Se a segunda derivada for positiva, a função tem concavidade para cima (convexa); caso contrário, tem a concavidade para baixo (côncava). Assim, vê-se que o coeficiente de aversão ao risco é uma grandeza que indica como varia o comportamento do investidor em relação ao risco, para diversas magnitudes dos valores monetários envolvidos representados por x .

Com o intuito de fornecer algum significado para o coeficiente de aversão ao risco, analistas de decisão utilizam o inverso desse coeficiente ($1/c$), como medida de tolerância ao risco (R). A unidade de valor da medida de tolerância ao risco é o mesmo do valor monetário (US\$, R\$, etc.).

Na teoria da utilidade, a tolerância ao risco tem um considerável efeito na avaliação de um projeto arriscado. Por definição, o valor da tolerância ao risco representa a soma de dinheiro que os decisores são indiferentes, em relação ao investimento da empresa, num negócio que envolve uma probabilidade de 50% de ganhar tal soma e uma probabilidade de 50% de perder metade dessa soma (Walls, 2004).

O principal ponto associado com a medição da tolerância ao risco é a relação entre a parte positiva dos ganhos e a parte negativa de perdas sob condições de incerteza. A atitude do decisor a respeito da magnitude do capital que está sendo exposto com chance de perda é um importante componente nessa análise.

Considere como exemplo que um decisor é apresentado a três jogos com uma probabilidade de 50% de ganhar certa quantia e uma probabilidade de 50% de perder metade dessa quantia, conforme a Figura 2.12.

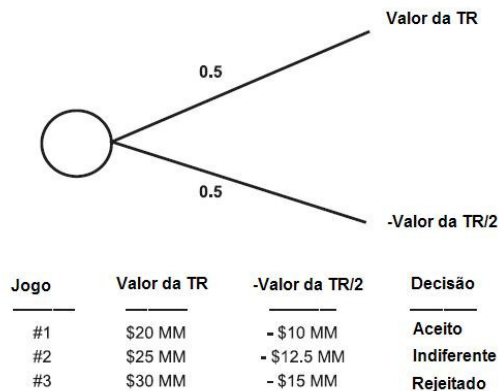


Figura 2.12 – Medição da tolerância ao risco

A decisão de rejeitar o jogo #3 tem uma chance de ganhar \$30 MM, mas em compensação tem uma chance de perder \$15 MM, podendo ser vista como um investimento muito arriscado para a empresa. De maneira análoga, a decisão da empresa de aceitar o jogo #1 implica que o risco/retorno associado a esse jogo é aceitável. Este procedimento de interação continua até nós identificarmos um jogo no qual a empresa é indiferente. No nosso exemplo, o montante de \$25 MM é a tolerância ao risco da empresa.

Um estudo empírico de Walls e Dyer (1996), no qual foi utilizado o modelo de teoria da utilidade, mediu a tolerância ao risco aplicado nas 25 maiores independentes e integradas companhias de petróleo no período de 1983 a 1990, descobrindo uma regra simples que relaciona a tolerância ao risco da firma com o seu nível de orçamento anual. Essa relação indica que, como primeira aproximação, o valor da tolerância ao risco de uma firma é igual a $\frac{1}{4}$ do seu orçamento anual da exploração.

2.6.1.2 Funções de utilidade

As relações funcionais mostradas genericamente na Figura 2.15 podem ser explicitadas. Dentre estas, destacam-se as funções de utilidade exponencial, logarítmica, logística e raiz quadrada.

a) Função de utilidade exponencial

Segundo Lima (2004), a função exponencial é muito usada para modelar a tomada de decisões, principalmente naquelas associadas a análises econômicas. De acordo com Tversky e Kahnemann (1974) e Newendorp (1975), a forma funcional da função de utilidade exponencial é:

$$U(x) = a - b \cdot e^{-dx} \quad 2.14$$

onde:

$U(x)$ = Função utilidade

x = Valor monetário

a, b e d = Constantes

O coeficiente de aversão ao risco da função de utilidade exponencial é dado por:

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2 U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}}$$

$$\frac{dU(x)}{dx} = -b \cdot (-d) \cdot e^{-dx} = b \cdot d \cdot e^{-dx}$$

$$\frac{d^2 U(x)}{dx^2} = b \cdot d \cdot (-d) \cdot e^{-dx} = -b \cdot d^2 \cdot e^{-dx}$$

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2 U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}} = - \left(\frac{-b \cdot d^2 \cdot e^{-dx}}{b \cdot d \cdot e^{-dx}} \right)$$

$$c(x) = d$$

A equação acima mostra que o coeficiente de aversão ao risco é independente de x . Isto significa que, para uma empresa que toma as decisões de acordo com a função de utilidade exponencial, o coeficiente independe do montante exposto ao risco. Assim, se $c > 0$, o tomador de decisões é avesso ao risco; se $c < 0$, o investidor é propenso ao risco; se $c = 0$ o investidor é indiferente ao risco.

Então, agora podemos escrever a função de utilidade exponencial como sendo:

$$U(x) = a - b \cdot e^{-cx} \quad 2.15$$

onde:

$U(x)$ = Função utilidade

x = Valor monetário

c = Coeficiente de aversão ao risco

a e b = Constantes

Hammond III (1974) mostrou que uma função-utilidade exponencial serviria para substituir outras funções utilidades, sob algumas condições. Cozzolino (1980) propôs que a função-utilidade exponencial poderia ser utilizada na avaliação da análise de risco nos projetos de exploração e produção (E&P) de petróleo, pois a maioria das empresas não sabiam quais eram as suas funções de utilidades. Walls (1995) mostrou que a função-utilidade mais usada na indústria de petróleo é uma função exponencial, conforme a Equação 2.16:

$$U(x) = -e^{-cx} \quad 2.16$$

onde:

$U(x)$ = Função utilidade

c = Coeficiente de aversão ao risco

x = Valor monetário

b) Função de utilidade logarítmica

A função de utilidade logarítmica é definida por uma relação funcional da forma:

$$U(x) = \ln(x + b) \quad 2.17$$

onde:

$U(x)$ = Função utilidade

x = Valor monetário

b = Constante

Observe que esta função é definida para $x > -b$ e $b > 0$. Esta função de utilidade foi também usada por Cozzolino (1977, 1980) para estudar o comportamento das empresas em relação ao risco na exploração de petróleo.

O coeficiente de aversão ao risco da função de utilidade logarítmica é dado por:

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}}$$

$$\frac{dU(x)}{dx} = \frac{1}{(x+b)} \cdot 1 = \frac{1}{(x+b)}$$

$$\frac{d^2U(x)}{dx^2} = \frac{0 \cdot (x+b) - 1 \cdot 1}{(x+b)^2} = - \frac{1}{(x+b)^2}$$

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}} = - \left(\frac{- \frac{1}{(x+b)^2}}{\frac{1}{(x+b)}} \right)$$

$$c(x) = \frac{1}{(x+b)}$$

A equação acima mostra que o coeficiente de aversão ao risco decresce com o aumento do montante exposto ao risco, evidenciando que as mudanças no comportamento do investidor dependem do montante monetário envolvido. Assim, o coeficiente de aversão ao risco da função logarítmica é mais conservador que o da função exponencial (Lima, 2004).

c) Função de utilidade logística

A função de utilidade logística é definida por uma relação funcional da forma:

$$U(x) = \frac{1}{a - b \cdot e^{mx}} \quad 2.18$$

onde:

$U(x)$ = Função utilidade

x = Valor monetário

a, b e m = Constantes

O domínio da função de utilidade logística possui a seguinte restrição:

$$x \neq \frac{\ln\left(\frac{a}{b}\right)}{m}$$

A função de utilidade logística é usada na modelagem de fenômenos biológicos, químicos, tecnológicos, econômicos, etc. Um exemplo em ciências biológicas é a modelagem do crescimento de populações bacterianas. Na área de exploração de petróleo, Lerche & Mackay (1999) e Suslick, Furtado e Nepomuceno (2001) usaram a função logística para modelar o avanço do desenvolvimento tecnológico para produção de óleos pesados em águas ultraprofundas. Suslick & Furtado (2001) fizeram a aplicação da função de utilidade logística junto à teoria de utilidade com múltiplos atributos (MAUT)

O coeficiente de aversão ao risco da função de utilidade logística é dado por:

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}}$$

$$\frac{dU(x)}{dx} = \frac{0 \cdot (a - b \cdot e^{mx}) - 1 \cdot (-b \cdot m \cdot e^{mx})}{(a - b \cdot e^{mx})^2} = \frac{b \cdot m \cdot e^{mx}}{(a - b \cdot e^{mx})^2}$$

$$\frac{d^2U(x)}{dx^2} = \frac{b \cdot m^2 \cdot e^{mx} \cdot (a - b \cdot e^{mx})^2 - b \cdot m \cdot e^{mx} \cdot [2 \cdot (-b \cdot m \cdot e^{mx}) \cdot (a - b \cdot e^{mx})]}{(a - b \cdot e^{mx})^4}$$

$$\frac{d^2U(x)}{dx^2} = \frac{(a \cdot b \cdot m^2 \cdot e^{mx} - b^2 \cdot m^2 \cdot e^{2mx}) \cdot (a - b \cdot e^{mx}) + 2 \cdot b^2 \cdot m^2 \cdot e^{2mx} \cdot (a - b \cdot e^{mx})}{(a - b \cdot e^{mx})^4}$$

$$\frac{d^2U(x)}{dx^2} = \frac{(a \cdot b \cdot m^2 \cdot e^{mx} - b^2 \cdot m^2 \cdot e^{2mx} + 2 \cdot b^2 \cdot m^2 \cdot e^{2mx}) \cdot (a - b \cdot e^{mx})}{(a - b \cdot e^{mx})^4}$$

$$\frac{d^2U(x)}{dx^2} = \frac{(a \cdot b \cdot m^2 \cdot e^{mx} + b^2 \cdot m^2 \cdot e^{2mx})}{(a - b \cdot e^{mx})^3} = \frac{b \cdot m^2 \cdot e^{mx} (a + b \cdot e^{mx})}{(a - b \cdot e^{mx})^3}$$

$$c(x) = -\frac{\frac{d^2U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}} = -\left(\frac{\frac{b \cdot m^2 \cdot e^{mx} (a + b \cdot e^{mx})}{(a - b \cdot e^{mx})^3}}{\frac{b \cdot m \cdot e^{mx}}{(a - b \cdot e^{mx})^2}} \right)$$

$$c(x) = -\left(\frac{m \cdot (a + b \cdot e^{mx})}{a - b \cdot e^{mx}} \right)$$

A equação acima mostra que o coeficiente de aversão ao risco dependente de valor monetário (x). Ele adquire uma forma decrescente para valores de a e b com mesmo sinal e uma forma crescente para valores de a e b com sinais diferentes.

d) Função de utilidade raiz quadrada

A função de utilidade raiz quadrada é definida por uma relação funcional da forma:

$$U(x) = \sqrt{x + a} \tag{2.19}$$

onde:

$U(x)$ = Função utilidade

x = Valor monetário

$a = \text{Constante}$

Observe que esta função é definida para $x > -a$ e $a > 0$.

O coeficiente de aversão ao risco da função de utilidade logarítmica é dado por:

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}}$$

$$\frac{dU(x)}{dx} = \frac{1}{2 \cdot \sqrt{x+a}}$$

$$\frac{d^2U(x)}{dx^2} = - \frac{1}{4 \cdot (x+a) \cdot \sqrt{x+a}}$$

$$c(x) = - \frac{\frac{d^2U(x)}{dx^2}}{\frac{dU(x)}{dx}} = - \left(\frac{- \frac{1}{4 \cdot (x+a) \cdot \sqrt{x+a}}}{\frac{1}{2 \cdot \sqrt{x+a}}} \right)$$

$$c(x) = \frac{1}{2 \cdot (x+a)}$$

A equação acima mostra que o coeficiente de aversão ao risco decresce com o aumento do montante exposto ao risco, evidenciando que as mudanças no comportamento do investidor dependem do montante monetário envolvido. Esse decréscimo é maior do que o da função logarítmica, mostrando que o coeficiente de aversão ao risco da função raiz quadrada é mais conservador que o da função logarítmica.

2.6.1.3 Equivalente Certo

O valor da função utilidade não possui significado prático quando analisado isoladamente, pois é apenas um número que reflete as preferências de um indivíduo por um determinado investimento (Lima 2004).

A medida de avaliação que utilizamos na teoria da utilidade é conhecida como equivalente certo (EqC). Segundo Holloway (1979), o equivalente certo é definido como um valor exato para um evento incerto o qual o decisor está disposto a aceitar no lugar de um jogo representado por esse evento, ou seja, o equivalente certo de um projeto de risco é o valor que o decisor está disposto a receber para desistir do projeto. A diferença entre o valor esperado do projeto de risco e o equivalente certo é o prêmio de risco (Figura 2.13).

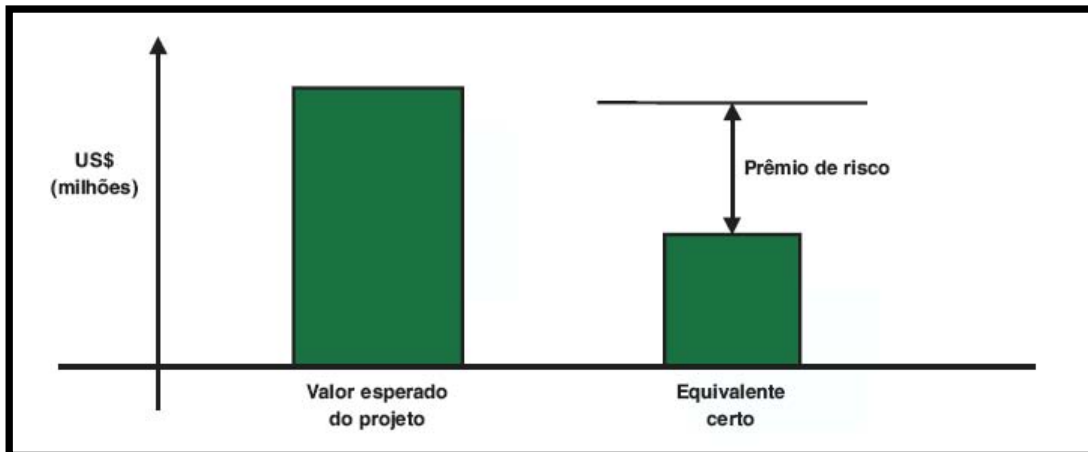


Figura 2.13 – Equivalente certo e prêmio do risco
Fonte: Nepomuceno & Suslick (2000)

A utilidade esperada é o somatório das utilidades de cada possível evento pela suas probabilidade de ocorrência. Ou seja, a utilidade esperada é:

$$E[U(x)] = \sum_{i=1}^n p_i \cdot U(x_i) \quad 2.20$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1$$

onde:

$E[U(x)]$ = Utilidade esperada

$U(x)$ = Função utilidade

p = Probabilidade de ocorrência do evento

n = Número de eventos

De acordo com Luenberger (1998) e Cozzolino (1977), a utilidade do equivalente certo é igual ao valor esperado da utilidade da grandeza incerta x , ou seja:

$$U(EqC) = E[U(x)] = \sum_{i=1}^n p_i U(x_i) \quad 2.21$$

Para quantificar o EqC, deve-se escolher a função de utilidade do tomador de decisões. De acordo com Walls & Dyer (1996), a função de utilidade exponencial tem sido usada na modelagem do comportamento dos gerentes que tomam decisões na área de E&P de petróleo, sobretudo na forma simplificada de $U(x) = -e^{-cx}$, onde $a = 0$ e $b = 1$. A partir da função de utilidade chegamos à função do EqC, que para a função de utilidade exponencial $U(x) = -e^{-cx}$, assume a seguinte forma:

$$U(EqC) = \sum_{i=1}^n p_i U(x_i)$$

$$-e^{-cEqC} = \sum_{i=1}^n [p_i (-e^{-cx_i})]$$

$$e^{-cEqC} = \sum_{i=1}^n (p_i e^{-cx_i})$$

$$-cEqC = \ln \left[\sum_{i=1}^n (p_i e^{-cx_i}) \right]$$

$$EqC = -\frac{1}{c} \ln \left[\sum_{i=1}^n (p_i e^{-cx_i}) \right] \quad 2.22$$

onde:

EqC = Equivalente certo

c = Coeficiente de aversão ao risco

x = Valor monetário

p = Probabilidade de ocorrência do evento

n = Número de eventos

A Equação 2.22 permite estimar o EqC a partir de um método numérico, considerando os valores de uma distribuição de frequências do VPL. No entanto, a maioria dos analistas trabalha com uma distribuição contínua ao invés de uma distribuição discreta. No caso de distribuições contínuas, o EqC pode ser aproximando por meio de:

$$EqC = \mu_p - \frac{\sigma_p^2}{2R} \quad 2.23$$

onde:

EqC = Equivalente - certo do portfólio

μ_p = Retorno do portfólio

σ_p = Desvio padrão do portfólio

R = Tolerância ao risco

No Anexo A foi realizada a demonstração da Equação 2.23 para uma distribuição contínua, considerando uma função de densidade de probabilidade normal e uma função de utilidade exponencial. Essa aproximação é exata para o caso de uma distribuição normal e uma função de utilidade exponencial. Segundo Howard (1971) e McNamee & Celona (1987), apud Keefer (1994), a Equação 2.23 fornece uma aproximação razoável mesmo quando a função de distribuição de probabilidade não é normal e/o a função de utilidade não é exponencial.

Segundo Campbell (2001), a função de utilidade pode ser expandida para consideração de vários parâmetros de risco. A partir dessa consideração, ele mostra uma nova equação para o EqC, onde existe a combinação do semi-desvio padrão e do desvio padrão da seguinte forma:

$$EqC = \mu_p - r_T \sigma_p^2 - r_{SV} \sigma_{SV}^2 \quad 2.24$$

onde:

EqC = Equivalente - certo do portfólio

μ_p = Retorno do portfólio

σ_p = Desvio padrão do portfólio

σ_{SV} = Semi - desvio padrão do portfólio

r_T = Coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão

r_{SV} = Coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi - desvio padrão

Segundo Lima (2006) e Nepomuceno & Suslick (2000) o melhor portfólio é o que tem maior equivalente certo. Esse fato pode ser analisado através da própria definição de equivalente certo, onde diz que o equivalente certo é o valor que o decisor está disposto a receber para desistir do negócio. Um decisor racional prefere receber mais a receber menos, logo irá selecionar o portfólio de maior equivalente certo.

Para ilustrar melhor esse conceito iremos selecionar o portfólio ótimo para duas determinadas empresas com diferentes níveis de tolerância ao risco. Considerando a continuação do nosso exemplo, suponhamos que uma empresa tenha tolerância ao risco de 300 Milhões US\$ e que a outra tenha tolerância ao risco de 400 Milhões US\$, os valores obtidos do EqC para os 21 portfólios gerados anteriormente podem ser vistos na Tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Valores do EqC dos vinte e um portfólios das duas empresas

	Retorno (Milhões US\$)	Risco (Milhões US\$)	EqC R = 300 Milhões US\$	EqC R = 400 Milhões US\$
Portfólio 1	94,18	175,25	42,99	55,79
Portfólio 2	110,23	178,04	57,40	70,61
Portfólio 3	126,27	182,66	70,67	84,57
Portfólio 4	142,32	188,97	82,80	97,68
Portfólio 5	158,37	196,82	93,80	109,94
Portfólio 6	174,42	206,03	103,67	121,35
Portfólio 7	190,46	216,42	112,40	131,91
Portfólio 8	206,51	227,84	119,99	141,62
Portfólio 9	222,56	240,13	126,45	150,48
Portfólio 10	238,60	253,17	131,78	158,48
Portfólio 11	254,65	266,85	135,96	165,64
Portfólio 12	270,70	281,08	139,02	171,94
Portfólio 13	286,74	295,78	140,94	177,39
Portfólio 14	302,79	310,87	141,72	181,99
Portfólio 15	318,84	326,31	141,37	185,74
Portfólio 16	334,89	342,05	139,88	188,63
Portfólio 17	350,93	358,05	137,26	190,68
Portfólio 18	366,98	374,28	133,50	191,87
Portfólio 19	383,03	390,70	128,61	192,22
Portfólio 20	399,07	407,30	122,58	191,71
Portfólio 21	415,12	424,05	115,42	190,35

Na Tabela 2.8, pode-se ver que para a empresa que tem o menor valor de tolerância ao risco tem como portfólio selecionado o portfólio 14, já a empresa com o maior valor tem de tolerância ao risco tem o portfólio 19 como o portfólio selecionado. A Figura 2.14 mostra o gráfico como do EqC das duas empresas.

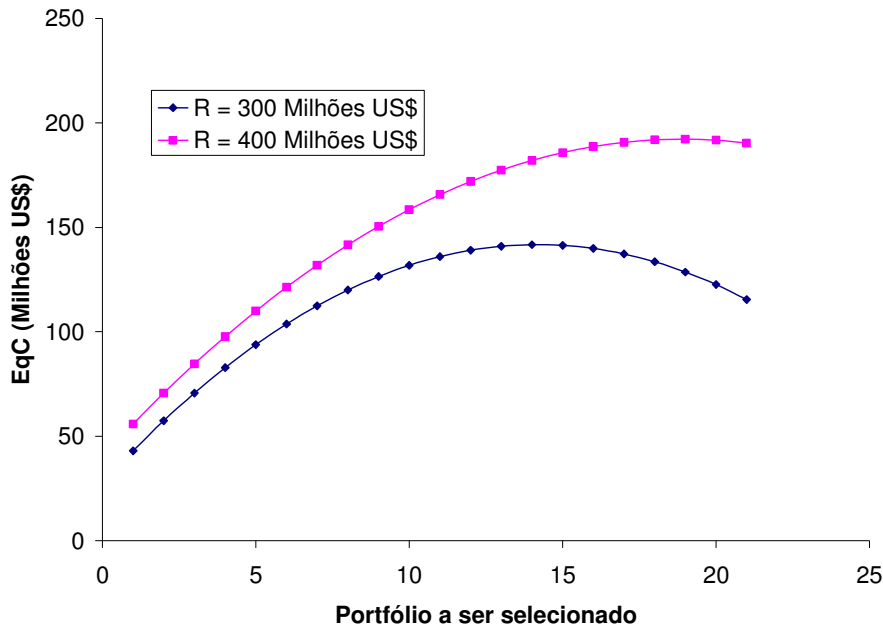


Figura 2.14 – Equivalente-certo dos portfólios

O EqC depende da atitude diante ao risco do decisor, medido pela tolerância ao risco. Na Figura 2.14, a forma de uma parábola da curva de equivalente certo para as duas empresas pode ser explicado da seguinte forma: nos portfólios iniciais (do portfólio 1 ao 13 para a primeira empresa e do portfólio 1 ao 18 para a segunda empresa), o EqC é baixo porque o retorno é baixo, e não devido ao risco. O decisor é propenso a aceitar mais risco, desde que o retorno aumente. Já nos portfólios finais (do portfólio 15 ao 21 para a primeira empresa e do portfólio 20 ao 21 para a segunda empresa), o EqC é baixo porque o risco é alto. O retorno é alto, mas o decisor não está propenso a aceitar o risco excessivo. Já nos portfólios selecionados (portfólio 14 para a primeira empresa e portfólio 19 para a segunda empresa), o EqC é máximo porque foi encontrado um ponto de

equilíbrio entre o máximo retorno possível e o nível de risco aceitável para a empresa.

2.7 Reservas Descobertas, não Desenvolvidas.

A primeira componente para a seleção do portfólio ótimo consiste em estimar o valor da reserva. Segundo Lima (2004), os principais métodos são:

- O fluxo de caixa descontado se for possível fazer estimativas razoáveis sobre custos, preços, etc.;
- A regra de 1/3, quando houver um mercado de reservas bem desenvolvido;
- A análise comparativa com outras reservas;
- Às sugestões de especialistas em projetos de investimentos semelhantes. Assim, faz-se uma estimativa, ainda que grosseira, do valor corrente do projeto. Esta abordagem é importante, sobretudo ao avaliar projetos de novos produtos, reservas em áreas desconhecidas, etc.

Para o caso da análise de reservas descobertas, mas não desenvolvidas, a estimativa do valor da reserva é mais complexa, pois o analista não pode estimar o perfil de produção futuro, investimento em poços produção e de injeção, plataformas, etc devido à carência de informações sobre o projeto futuro de desenvolvimento. Alternativamente, o mercado de reservas utiliza uma abordagem empírica na valoração desses tipos de reservas pela regra do 1/3, o que significa que, na média, o barril de uma reserva descoberta, não desenvolvida vale em torno de 33% do valor do preço à vista do petróleo.

Essa regra foi sugerida inicialmente por Gruy, Garb e Wood (1982) e Lima et al (2006) ao analisarem a relação entre o valor do barril da reserva descoberta, mas não desenvolvida e o preço de mercado do petróleo. Eles coletaram dados de transações realizadas com reservas do Golfo do México e concluíram que cada barril de reserva não-desenvolvida era negociado, em

média, por 12 dólares e correspondia a 1/3 do preço à vista do petróleo vigente em 1981.

Embora seja uma regra simples, ela deve ser usada com cuidado, pois pode não ser verdadeira para alguns tipos específicos de jazidas e mercados. Entretanto, ainda assim, esta alternativa é importante, sobretudo quando não se dispõe de informações suficientes para a construção do fluxo de caixa (Lima, 2004).

2.7.1 Valoração

Desde os anos 80, existe um forte mercado de reservas descobertas, mas não desenvolvidas. Mas ainda assim, reservas descobertas, mas não desenvolvidas envolvem diferentes volumes, valores e corporações. O grupo Scotia fornece um banco de dados com informações sobre a compra e venda desses tipos de reservas. Na Tabela 2.9 estão os dados do preço do óleo, volume das reservas e preço de compra das reservas desse banco de dados. Nessa Tabela 2.10, K é a razão entre o preço de compra de cada barril da reserva descoberta, mas não desenvolvida e o preço do óleo. Note que K varia de 23% a 61% e é negativamente correlacionado com o preço do óleo ($\rho = -0,24$), o que quer dizer, que quando o preço aumenta K diminui.

Segundo Lima et al (2006a), o mercado desses tipos de reservas tem uma série de propósitos. Primeiro, existem muitas companhias (independentes e de serviços) cuja especialidade é encontrar reservas de óleo, e não a extração ou venda. Segundo, especialmente em tempos de altos preços, muitas grandes empresas tende comprar reservas como política de reposição de reservas. Terceiro, a aquisição de reservas é uma importante ferramenta para re-alocar o portfólio da empresa para o determinado nível de retorno e tolerância ao risco esperados.

Tabela 2.9 – Histórico das transações de reservas no mercado de 1979 a 2001

Ano	Preço do óleo (US\$/bbl)	Reserva de óleo (Milhões bbl)	Preço de compra (US\$/bbl)	K
1979	21,54	7,00	6,81	32%
1980	33,98	6,00	17,55	52%
1981	37,07	8,00	12,46	34%
1982	33,59	54,00	10,92	33%
1983	29,34	27,00	8,86	30%
1984	28,86	47,00	9,91	34%
1985	27,00	36,00	10,25	38%
1986	14,32	35,00	8,71	61%
1987	18,00	130,00	6,08	34%
1988	14,42	129,00	6,63	46%
1989	18,07	164,00	7,78	43%
1990	22,20	319,00	5,14	23%
1991	18,74	123,00	7,55	40%
1992	18,12	216,00	5,88	32%
1993	16,66	282,00	6,08	36%
1994	15,41	248,00	5,68	37%
1995	17,51	269,00	6,23	36%
1996	20,57	208,00	5,76	28%
1997	18,62	403,00	6,00	32%
1998	12,14	280,00	4,93	41%
1999	17,27	140,00	6,29	36%
2000	27,68	163,00	7,72	28%
2001	22,00	213,00	7,36	33%

Fonte: *The Scotia Group Database, apud Johnston (2002, p.128-129)*

Como foi dito anteriormente, existe uma dificuldade de fazer a projeção do fluxo de caixa de uma reserva descoberta, mas não desenvolvida porque ainda não existe nem sequer o perfil de produção. Então, muitos analistas usam a regra do 1/3 para estimativa do valor da reserva, considerando que o valor da reserva é uma fração do preço corrente do óleo, de acordo com a fórmula abaixo:

$$P_{RDND} = K \cdot P \quad 2.25$$

onde:

P_{RDND} = Preço de compra de um barril da reserva descoberta, mas não desenvolvida

K = Razão entre o preço de compra de um barril de uma reserva descoberta, mas não desenvolvida e o preço corrente de um barril de óleo

P = Preço corrente de um barril de óleo

Então, o valor da reserva descoberta, mas não desenvolvida será dado pela expressão abaixo:

$$V_{RDND} = P_{RDND} \cdot R \quad 2.26$$

$$V_{RDND} = K \cdot P \cdot R \quad 2.27$$

onde:

V_{RDND} = Valor da reserva descoberta, mas não desenvolvida

P_{RDND} = Preço de compra de um barril da reserva descoberta, mas não desenvolvida

R = Reserva de óleo

K = Razão entre o preço de compra de um barril de uma reserva descoberta, mas não desenvolvida e o preço corrente de um barril de óleo

P = Preço corrente de um barril de óleo

O preço de compra de uma reserva descoberta, mas não desenvolvida tem várias incertezas a respeito do correto valor do barril de óleo, consequência das incertezas a respeito da real dimensão do reservatório, regulamentação, mercado, etc. Ou seja, existe uma série de incerteza a respeito do correto valor

de K, o qual deve ser modelado de acordo com uma distribuição probabilística. O valor da reserva também contém uma série de incertezas, mas que não serão analisadas aqui, já que não se trata do propósito dessa dissertação. Lima (2005) mostra como analisar essas incertezas.

Para um melhor entendimento da valoração das reservas descobertas, mas não desenvolvidas, vamos considerar o seguinte exemplo. Considerando as seguintes premissas:

- a. Reserva: 10 milhões bbl;
- b. K: distribuição lognormal com média de 36%, desvio padrão 8%, mínimo 23% e máximo de 61%;
- c. Preço: distribuição normal com média de US\$ 40, desvio padrão US\$ 10;

Realizando uma simulação de Monte Carlo com 10 000 iterações, obtivemos os resultados mostrados na Tabela 2.10.

Tabela 2.10 – Valor da reserva descoberta, mas não desenvolvida.

Retorno (Milhões US\$)	144,92
Risco (Milhões US\$)	47,40

A Figura 2.15 apresenta a curva de distribuição de probabilidade acumulativa do valor da reserva descoberta, mas não desenvolvida. Note que a configuração mais provável está entre US\$ 76,99 Milhões e US\$ 230,51 Milhões. Ou seja, caso um investidor decida comprar esse campo, ele terá uma probabilidade de apenas 5% que o campo tenha um retorno menor que Milhões US\$ 76,99.

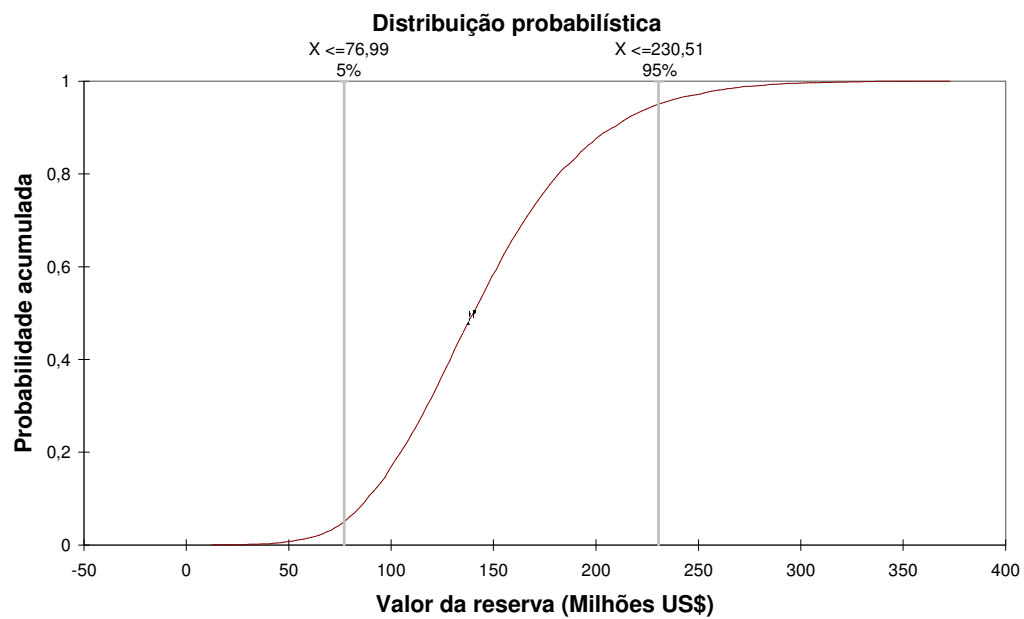


Figura 2.15 – Curva de distribuição de probabilidade acumulada

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo é feita a descrição da metodologia utilizada para a seleção dos portfólios de projetos. A Figura 3.1 está representando o fluxograma simplificado do trabalho, e em seguida, será explicado o procedimento adotado em cada etapa.



Figura 3.1 – Fluxograma geral do trabalho

3.1 Avaliação Econômica

3.1.1 Obtenção dos Dados dos Projetos

Os dados dos projetos foram obtidos de duas formas diferentes. Os dados dos projetos de produção (8 projetos) foram obtidos por meio de um banco de dados pertencentes ao Laboratório de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (Unisim) do DEP-FEM-UNICAMP. Esses dados foram gerados por simulação numérica de reservatórios de campos de petróleo sintéticos com características de volume e propriedades baseadas em campos reais. Esses dados foram utilizados como base para a avaliação econômica e cálculo dos fluxos de caixa dos projetos. Os dados obtidos foram os seguintes:

- Produção de óleo;
- Produção de água;
- Produção de gás;
- Injeção de água;
- Investimento – Exploração;
- Investimento – Facilidades;
- Número de poços.

A Tabela 3.1 mostra as características dos projetos. A Figura 3.2 mostra a forma da curva de produção do projeto 01. No Anexo B estão apresentadas as demais curvas de produção.

Tabela 3.1 – Características dos projetos de produção

	Produção de óleo acumulada (Milhões m³)	Produção de água acumulada (Milhões m³)	Produção de gás acumulada (Milhões m³)	Injeção de água acumulada (Milhões m³)	Investimento em exploração (Milhões US\$)	Investimento em facilidade (Milhões US\$)	Número de poços
Projeto 01	23,34	22,28	2.649,26	49,63	150,00	250,00	18
Projeto 02	422,80	531,39	33.835,61	1.042,02	250,00	1.000,00	124
Projeto 03	44,71	32,48	5.381,48	92,63	70,00	160,00	36
Projeto 04	14,61	29,55	1.274,63	47,00	50,00	100,00	12
Projeto 05	7,68	20,00	678,85	28,93	50,00	50,00	12
Projeto 06	20,60	39,19	1.799,75	63,61	150,00	200,00	12
Projeto 07	25,92	33,05	2.261,37	63,75	150,00	300,00	12
Projeto 08	10,41	21,28	906,42	34,04	50,00	100,00	12

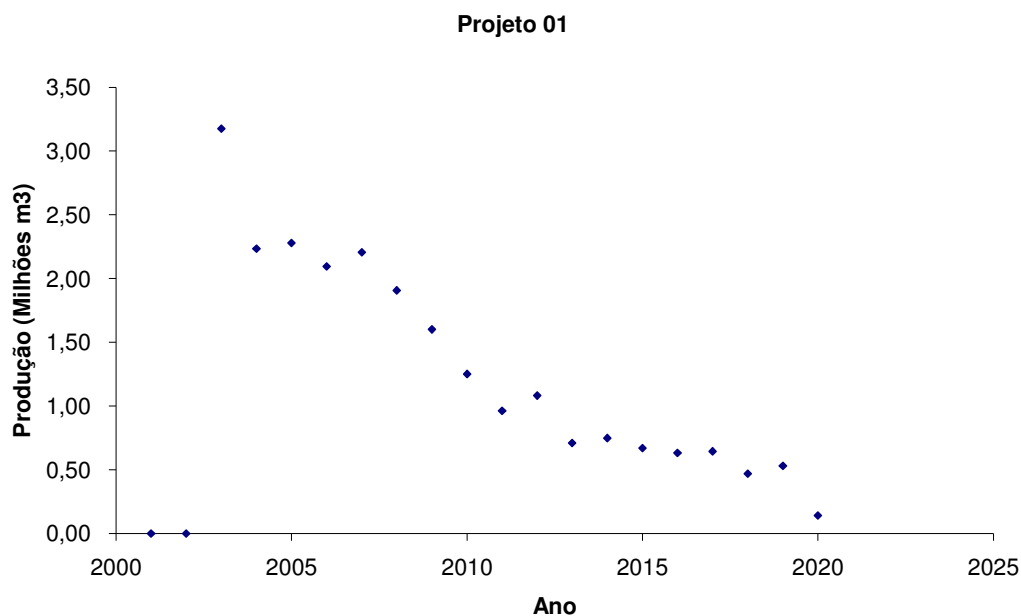


Figura 3.2 – Curva de produção do Projeto 01

Já os dados das reservas descobertas, mas não desenvolvidas (2 projetos) foram obtidos através do grupo Scotia (The Scotia Group). O grupo Scotia fornece um banco de dados com informações sobre a compra e venda de diversos ativos da indústria do petróleo. A Tabela 3.2 mostra as características desses projetos.

Tabela 3.2 – Características dos projetos de RDND

	Projeto 09	Projeto 10
Comprador	Chippewa Resources	Coho Resources Inc
Vendedor	Amber Resources Co	Comada Energy Ltd
Reserva (Milhões bbl)	15,00	3,90

3.1.2 Fluxos de caixa

Os parâmetros de um projeto de produção de petróleo tais como preço do óleo, investimento de capital (Capex), participações governamentais e custos operacionais (Opex) devem ser definidos para um determinado cenário econômico, o qual afeta significativamente a otimização e, conseqüentemente, a seleção do portfólio ótimo para uma determinada empresa. Neste trabalho foram

definidas algumas premissas para a realização da avaliação econômica. As premissas são as seguintes:

- a. Preço do óleo: 40 US\$/barril
- b. Preço do gás: 0,1598 US\$/m³
- c. Custo de produção de óleo: 20,128 US\$/m³
- d. Custo de produção de gás: 0,0373 US\$/m³
- e. Custo de produção de água: 3,145 US\$/m³
- f. Custo de injeção de água: 3,145 US\$/m³
- g. Custo de 1 poço: 40 MM US\$
- h. Custo de abandono: 0,5% do CAPEX em exploração
- i. Parcela depreciável dos custos dos poços: 70%
- j. Taxa de desconto: 13%

O modelo fiscal utilizado neste trabalho é o regime brasileiro (regime de concessão), com algumas simplificações. O regime fiscal brasileiro, assim como os fluxos de caixa dos projetos, é abordado de uma maneira simplificada visto que a análise econômica de projetos não é o objetivo deste trabalho. A análise econômica foi realizada com o propósito de fornecer os dados de entrada para a otimização de portfólios. Uma abordagem mais completa sobre análise econômica e tributação nas atividades de E&P em águas profundas brasileiras pode ser encontrada em Barbosa (2001). A taxação do regime fiscal que incide sobre os projetos está resumida abaixo:

- a. Royalties: 10%
- b. PIS/Cofins: 9,25%

c. Participação especial (PE): a PE constitui uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Ela incide sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo e depende do volume produzido e do tipo de lavra onde está sendo realizada a produção. Ela é regulamentada pelo Decreto Nº. 2.705, de 03/08/1998. Para esta dissertação será utilizada a seguinte simplificação: alíquota de 20% para produção maior de 30 MM barril/ano, consideração usada por Suslick (2003).

d. Contribuição social: 9%

e. Imposto de Renda: 25%

Vale ressaltar que a contribuição social e o imposto de renda incidem sobre o lucro tributável, que é calculado da seguinte forma:

$$LT = RB - Ind - CO - Id - CA - Roy - PIS / Cofins - PE \quad 3.1$$

onde:

LT = Lucro Tributável

RB = Receita Bruta

Ind = Investimentos não Depreciáveis

CO = Custos Operacionais

Id = Investimentos Depreciáveis

CA = Custos de Abandono

Roy = Royalties

PE = Participação Especial

No Anexo C estão apresentadas os fluxos de caixas dos projetos de produção. A Tabela 3.3 mostra o VPL dos projetos de produção e a Tabela 3.4 mostra o valor das reservas descobertas, mas não desenvolvidas (RDND) para o valor de K igual ao valor médio da Tabela 2.10 ($K = 36\%$).

Tabela 3.3 – VPL dos projetos de produção

	VPL (Milhões US\$)
Projeto 01	335,40
Projeto 02	7.295,19
Projeto 03	1.718,96
Projeto 04	356,33
Projeto 05	93,94
Projeto 06	364,90
Projeto 07	463,62
Projeto 08	181,58

Tabela 3.4 – Valor das RDND

	Valor (Milhões US\$)
Projeto 09	217,34
Projeto 10	56,51

Nesta dissertação, foram considerados que os projetos de produção possuem apenas reservas provadas.

3.2 Simulação de Monte Carlo

Depois que a avaliação econômica foi finalizada e os fluxos de caixa foram gerados, iniciou-se a preparação dos projetos para a Simulação de Monte Carlo. Conforme discutido na seção 2.2.1, foram gerados valores aleatórios para algumas variáveis, sendo possível à criação de vários cenários para cada projeto. Esses valores estiveram dentro de uma determinada faixa e seguiram uma determinada função de distribuição de probabilidade.

Para os projetos de produção, a seguir estão as variáveis (incertas), as quais foram geradas valores aleatórios, e sua respectiva função de distribuição de probabilidade:

- a. Preço do óleo: Distribuição Normal ($\mu = 40$; $\sigma = 10$);
- b. Custo de produção de óleo: Distribuição triangular ($a = 15,096$; $b = 20,128$; $c = 25,160$);
- c. Custo de produção de água: Distribuição triangular ($a = 2,3588$; $b = 3,1450$; $c = 3,9313$);
- d. Custo de injeção de água: Distribuição triangular ($a = 2,3588$; $b = 3,1450$; $c = 3,9313$);
- e. Produção de óleo: Distribuição triangular, com a moda igual ao valor determinístico anual, o valor mínimo igual a 75% do valor da moda e o valor máximo igual a 125% do valor da moda;
- f. Produção de água: Distribuição triangular, com a moda igual ao valor determinístico anual, o valor mínimo igual a 75% do valor da moda e o valor máximo igual a 125% do valor da moda;

- g. Injeção de água: Distribuição triangular, com a moda igual ao valor determinístico anual, o valor mínimo igual a 75% do valor da moda e o valor máximo igual a 125% do valor da moda.

Para o caso das reservas descobertas, mas não desenvolvidas, o valor do preço do óleo obedeceu a mesma função de distribuição de probabilidade dos projetos de produção. Já para o valor de K e segundo os dados de K da Tabela 2.10, sua função de distribuição de probabilidade foi definida da seguinte forma:

- a. K: Distribuição Lognormal ($\mu = 0,36$; $\sigma = 0,08$; mínimo = 0,23; máximo = 0,61);

Nesta dissertação, as incertezas (como preço, custo, produção etc.) associadas aos projetos foram quantificadas por meio de distribuições estatísticas de probabilidades. Esta quantificação foi feita de uma maneira simplista e foi baseada em opiniões subjetivas.

Após a execução da simulação de Monte Carlo, uma distribuição de frequência ou histograma é compilada dos resultados para a função-objetivo (VPL e valor da reserva descoberta, mas não desenvolvida) em questão. A Figura 3.3 apresenta o gráfico da distribuição de frequência de probabilidade para o VPL do projeto 01. No Anexo D estão apresentados os demais gráficos para os outros projetos usados neste trabalho. A Tabela 3.5 apresenta o resumo da simulação de Monte Carlo referente a todos os projetos.

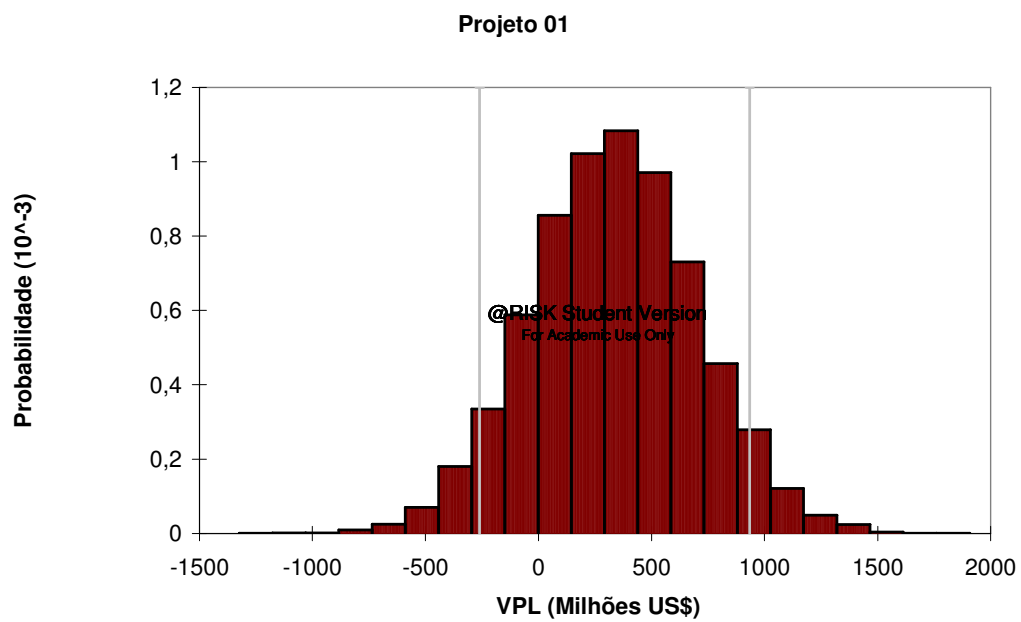


Figura 3.3 – Distribuição de frequência de probabilidade do Projeto 01

Tabela 3.5 – Resumo da simulação de Monte Carlo

	Projeto 01	Projeto 02	Projeto 03	Projeto 04	Projeto 05	Projeto 06	Projeto 07	Projeto 08	Projeto 09	Projeto 10
Mínimo	-1.323,38	-7.126,40	-2.011,48	-852,77	-714,14	-1.260,77	-1.034,56	-696,45	9,19	-2,00
Máximo	1.907,38	22.095,78	4.773,10	1.307,94	830,11	1.878,07	1.782,92	1.153,58	570,77	144,79
Média	335,26	7.298,80	1.714,42	356,25	93,43	364,93	463,29	181,29	217,38	56,51
Desvio Padrão	365,90	3.677,46	834,55	261,24	178,11	313,60	360,39	211,92	71,15	18,47
Variância	133.884,70	13.523.730,00	696.473,60	68.245,09	31.723,73	98.343,80	129.879,80	44.908,57	5.062,50	341,25
Assimetria	0,02	0,01	-0,06	0,01	-0,02	0,01	-0,01	0,01	0,64	0,64
Curtose	3,04	3,03	3,10	3,06	3,09	3,09	3,05	3,12	3,68	3,71
Moda	325,96	7.445,00	1.788,50	358,18	130,19	294,72	422,37	247,76	201,65	51,47
5º Percentil	-259,92	1.317,13	324,66	-74,39	-197,59	-147,42	-125,97	-165,40	114,42	29,89
10º Percentil	-130,29	2.599,31	640,30	22,12	-133,57	-34,64	2,31	-88,55	134,37	34,83
Semi-desvio Padrão	257,92	2.598,03	594,10	184,42	126,09	221,40	254,97	149,57	45,83	11,92

3.3 Otimização

Todos os portfólios gerados nesse trabalho foram otimizados com base em estratégias corporativas. Para cada estratégia adotada existe um conjunto de restrições associadas. Conforme discutido na seção 2.5.2, as restrições usadas nesta dissertação são: Investimento, Fluxo de caixa, Produção de óleo, Produção de água e as suas combinações. A Tabela 3.6 mostra as sete estratégias corporativas usadas nessa dissertação.

Tabela 3.6 – Estratégias para otimização de portfólios

Estratégias	Restrições
Estratégia 01	Limite máximo de 50% do Investimento total
Estratégia 02	Limite máximo de 50% da Produção de água
Estratégia 03	Limite mínimo de 50% da Produção de óleo
Estratégia 04	Limite mínimo de 50% do Fluxo de caixa
Estratégia 05	Limite máximo de 50% do Investimento total Limite máximo de 50% da Produção de água
Estratégia 06	Limite máximo de 50% do Investimento total Limite mínimo de 50% do Fluxo de caixa
Estratégia 07	Limite máximo de 50% do Investimento total Limite máximo de 50% da Produção de água Limite mínimo de 50% da Produção de óleo Limite mínimo de 50% do Fluxo de caixa

Considerando as restrições desta dissertação foram geradas as Tabelas 3.7, 3.8, 3.9 e 3.10 que mostram, respectivamente, o valor do investimento, do fluxo de caixa, da produção de óleo e da produção de água em cada projeto em função do tempo. As Tabelas 3.7, 3.8, 3.9 e 3.10 também mostram o somatório anual de cada restrição. Para a Tabela 3.7 foi apenas considerado os dados do ano de 2006, visto que o investimento só acontece no primeiro ano. Para as demais tabelas (3.8, 3.9 e 3.10) foram considerados os dados dos anos de 2006 a 2016, visto que era os anos em comum de todos os projetos. Os dados dos projetos 9 e 10 foram adotados como sendo 0 (zero), visto que não possuem dados de produção, por se tratarem de projetos de reservas descobertas, não desenvolvidas.

O exemplo a seguir permite compreender como foram gerados os valores das restrições. Tomando como exemplo a Estratégia 05, foi aplicado o valor da restrição da estratégia (50% do investimento e 50% da produção de água) à coluna que mostram o somatório anual. Para o investimento, a restrição ficou de US\$ 1.540,00 Milhões para o ano de 2006, ou seja, 50% dos US\$ 3.080,00 Milhões que seriam necessário para se investir em todos os projetos no ano de 2006. Da mesma forma para a produção de água, onde se admitia uma produção máxima de 265,68 Milhões de m³ para o ano de 2006, ou seja, 50% dos 531,36 Milhões de m³ que seriam necessário para se investir em todos os projetos no ano de 2006. Para o ano de 2007, a restrição de produção de água foi de 276.863,34 Milhões de m³, 50% do somatório de volume para esse ano, e assim sucessivamente para os demais anos.

Em seguida da determinação das restrições, foi realizada a otimização propriamente dita. A otimização dos portfólios foi feita por meio da técnica de otimização por algoritmos genéticos. Para tal fim, foi construído um programa no software MatLab para Windows da Mathworks Incorporation versão 7.3.0.267 (R2006b).

Tabela 3.7 – Valor do investimento em cada projeto em função do tempo

Investimento (Milhões US\$)											
	Projeto 01	Projeto 02	Projeto 03	Projeto 04	Projeto 05	Projeto 06	Projeto 07	Projeto 08	Projeto 09	Projeto 10	Soma
2006	400	1,250	230	150	100	350	450	150	0	0	3,080

Tabela 3.8 – Valor do fluxo de caixa em cada projeto em função do tempo

Fluxo de caixa (Milhões US\$)											
	Projeto 01	Projeto 02	Projeto 03	Projeto 04	Projeto 05	Projeto 06	Projeto 07	Projeto 08	Projeto 09	Projeto 10	Soma
2006	(1,120)	(5,822)	(944)	(515)	(457)	(694)	(778)	(544)	0	0	(10,874)
2007	0	817	825	138	128	160	166	144	0	0	2,378
2008	426	1,204	557	182	147	195	233	148	0	0	3,092
2009	305	1,791	485	181	128	194	259	139	0	0	3,481
2010	310	2,065	421	145	94	165	212	136	0	0	3,549
2011	287	2,543	379	122	78	146	187	179	0	0	3,920
2012	301	2,649	345	108	90	172	169	150	0	0	3,983
2013	262	2,724	324	167	89	149	156	106	0	0	3,977
2014	222	3,021	286	184	88	161	144	84	0	0	4,190
2015	177	3,082	254	124	49	216	134	84	0	0	4,119
2016	140	2,316	179	90	15	146	103	54	0	0	3,043

Tabela 3.9 – Valor da produção de óleo em cada projeto em função do tempo

Produção de óleo (Milhões m3)											
	Projeto 01	Projeto 02	Projeto 03	Projeto 04	Projeto 05	Projeto 06	Projeto 07	Projeto 08	Projeto 09	Projeto 10	Soma
2006	0	2,054,595	4,055,759	606,836	648,738	718,134	804,821	456,492	0	0	9,345,374
2007	0	7,379,111	8,438,290	1,000,617	934,767	1,144,013	1,163,870	1,048,139	0	0	21,108,808
2008	3,175,154	11,690,054	5,521,564	1,383,161	1,116,799	1,446,331	1,723,681	1,104,784	0	0	27,161,527
2009	2,234,584	18,232,008	3,533,029	1,399,366	998,099	1,470,809	1,950,730	1,062,062	0	0	30,880,687
2010	2,278,252	21,323,492	3,049,984	1,115,074	735,222	1,249,699	1,590,471	1,042,224	0	0	32,384,417
2011	2,094,343	26,705,772	2,732,720	937,362	613,273	1,095,726	1,388,784	1,379,749	0	0	36,947,729
2012	2,205,842	28,008,264	2,482,550	829,032	700,246	1,303,401	1,253,736	1,160,323	0	0	37,943,393
2013	1,907,498	28,926,880	2,328,661	1,291,882	694,258	1,126,080	1,150,305	815,916	0	0	38,241,479
2014	1,600,961	32,221,424	2,047,690	1,424,297	686,351	1,215,233	1,057,196	645,827	0	0	40,898,978
2015	1,251,082	33,103,936	1,801,968	956,167	385,423	1,643,769	979,054	634,641	0	0	40,756,039
2016	963,243	26,440,352	1,539,824	808,072	168,327	1,242,120	910,224	526,983	0	0	32,599,144

Tabela 3.10 – Valor da produção de água em cada projeto em função do tempo

Produção de água (Milhões m3)											
	Projeto 01	Projeto 02	Projeto 03	Projeto 04	Projeto 05	Projeto 06	Projeto 07	Projeto 08	Projeto 09	Projeto 10	Soma
2006	0	167	0	42	166	77	35	44	0	0	531
2007	0	162	0	138,811	249,581	28,809	35,809	100,555	0	0	553,727
2008	4,132	66	0	779,823	1,080,323	568,305	303,923	790,670	0	0	3,527,242
2009	3,763	38,225	16,681	1,654,004	2,128,172	1,501,013	987,280	1,695,884	0	0	8,025,022
2010	3,428	857,389	158,461	1,965,894	2,413,312	1,869,918	1,401,731	1,727,748	0	0	10,397,879
2011	15,395	2,001,619	506,909	2,143,966	2,557,844	1,951,136	1,639,879	1,517,042	0	0	12,333,789
2012	119,223	3,617,356	1,059,931	2,329,499	2,411,270	1,724,030	1,799,782	1,951,130	0	0	15,012,220
2013	457,072	5,809,224	1,542,637	1,602,957	2,296,394	1,971,783	1,930,489	2,366,018	0	0	17,976,573
2014	995,515	8,095,112	2,008,454	1,627,394	2,537,430	1,631,064	2,030,528	2,503,953	0	0	21,429,450
2015	1,327,558	12,906,696	2,524,329	2,161,007	2,851,393	1,364,660	2,121,948	2,203,544	0	0	27,461,135
2016	1,426,120	16,004,856	3,000,037	2,200,028	1,470,656	1,842,724	2,202,603	2,763,762	0	0	30,910,786

3.4 Seleção de Portfólio

A seleção do portfólio ótimo ocorreu por meio de duas técnicas diferentes. A primeira seleção foi feita considerando apenas o desvio padrão como métrica de risco. Essa seleção é baseada na Equação 2.23 discutida na seção 2.6.1.3. Já a segunda seleção foi feita considerando a combinação das duas métricas de risco, o desvio padrão e o semi-desvio padrão. Essa seleção é baseada na Equação 2.24, também discutida na seção 2.6.1.3.

3.4.1 Primeira seleção

Através da otimização dos portfólios foi obtido um conjunto determinado de portfólios viáveis para cada estratégia utilizando a métrica de desvio padrão. A Tabela 3.11 mostra a composição dos portfólios gerados para a Estratégia 06, bem como os valores de risco e retorno. Na Figura 3.4 podemos ver a fronteira eficiente para essa mesma estratégia.

Tabela 3.11 – Composição dos portfólios para E06 e métrica DP

	E06 - Desvio Padrão											
	Composição										Retorno	Risco
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀		
A1	85%	51%	76%	65%	0%	19%	18%	0%	2%	6%	5699,99	2992,02
A2	62%	52%	81%	74%	41%	0%	13%	0%	8%	1%	5800,00	3020,34
A3	59%	51%	82%	34%	1%	27%	46%	7%	46%	1%	5900,00	3047,12
A4	59%	52%	97%	27%	8%	21%	23%	2%	17%	40%	5999,50	3049,54
A5	48%	54%	100%	70%	0%	0%	10%	0%	0%	38%	6099,99	3060,47
A6	41%	54%	100%	77%	3%	0%	6%	3%	34%	35%	6200,00	3092,75
A7	25%	51%	100%	45%	0%	68%	7%	23%	100%	98%	6300,00	3121,11
A8	60%	57%	100%	13%	1%	0%	8%	0%	91%	34%	6400,00	3149,46
A9	56%	62%	100%	0%	0%	0%	0%	1%	26%	16%	6500,00	3199,62
A10	54%	62%	99%	7%	0%	0%	0%	1%	51%	78%	6600,00	3235,44
A11	46%	64%	100%	2%	11%	1%	1%	1%	52%	68%	6699,98	3280,64
A12	31%	65%	100%	16%	1%	0%	18%	3%	40%	47%	6799,63	3332,00
A13	35%	68%	100%	7%	0%	1%	0%	1%	16%	28%	6900,00	3368,15
A14	29%	69%	100%	3%	15%	1%	3%	0%	52%	23%	7000,00	3410,59
A15	26%	71%	97%	15%	0%	0%	2%	0%	17%	49%	7099,95	3457,54
A16	22%	73%	100%	11%	0%	0%	0%	1%	17%	57%	7200,00	3491,00
A17	11%	72%	100%	28%	0%	5%	2%	4%	52%	24%	7300,00	3534,89
A18	11%	76%	100%	2%	7%	0%	6%	2%	34%	5%	7400,00	3578,54
A19	3%	75%	100%	38%	0%	1%	2%	0%	69%	47%	7499,90	3610,05
A20	5%	79%	100%	9%	1%	0%	1%	0%	32%	14%	7599,99	3656,67
A21	3%	78%	100%	11%	2%	1%	4%	2%	80%	74%	7700,00	3686,53
A22	4%	80%	100%	1%	0%	0%	1%	1%	68%	99%	7800,00	3724,87
A23	0%	82%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	92%	16%	7899,99	3765,39
A24	0%	83%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	83%	8000,00	3804,68
A25	0%	84%	99%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	75%	8099,99	3854,82
A26	0%	85%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	8200,00	3902,84
A27	0%	87%	97%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	90%	8300,00	3956,45
A28	0%	89%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	77%	8400,00	4005,84
A29	0%	89%	99%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	99%	8499,81	4051,75
A30	0%	90%	100%	2%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	8599,99	4101,79
A31	0%	92%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	89%	88%	8700,00	4156,05
A32	0%	93%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	96%	8800,00	4201,08
A33	0%	96%	95%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	8900,00	4257,02
A34	0%	96%	99%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	89%	8999,99	4302,12
A35	0%	98%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	92%	77%	9100,00	4356,18
A36	0%	99%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	95%	9200,00	4400,46
A37	0%	97%	100%	65%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	9300,00	4499,17
A38	0%	99%	100%	46%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	9400,00	4534,44

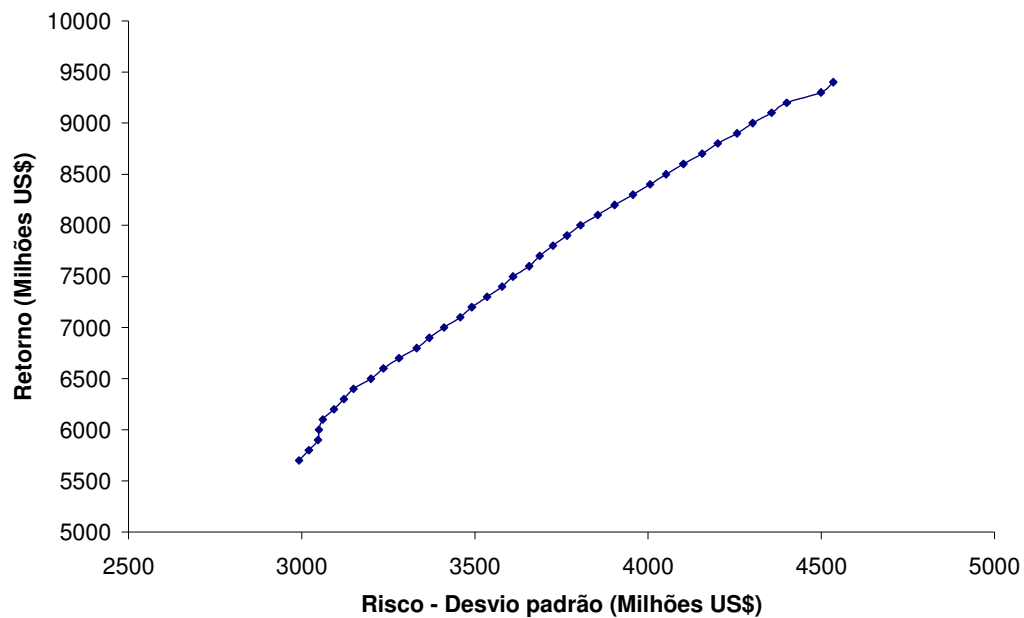


Figura 3.4 – Fronteira eficiente para E06

A seleção do portfólio ótimo foi feita através do equivalente certo, descrito na seção 2.6.1.3 e calculado de acordo com a Equação 2.23.

Para o cálculo do EqC, foi adotado um valor preliminar de tolerância ao risco, com o intuito de selecionar o portfólio ótimo, e depois foi feita uma análise de sensibilidade com o seu valor, visto que o seu valor é de extrema importância na seleção do portfólio ótimo.

3.4.2 Segunda seleção

Da mesma forma que na primeira seleção, com a otimização dos portfólios foi obtido um conjunto determinado de portfólios viáveis para cada estratégia utilizando a métrica de semi-desvio padrão. A Tabela 3.12 mostra a composição dos portfólios gerados para a Estratégia 06, bem como os valores de risco e retorno. Na Figura 3.5 podemos ver a fronteira eficiente para essa mesma estratégia.

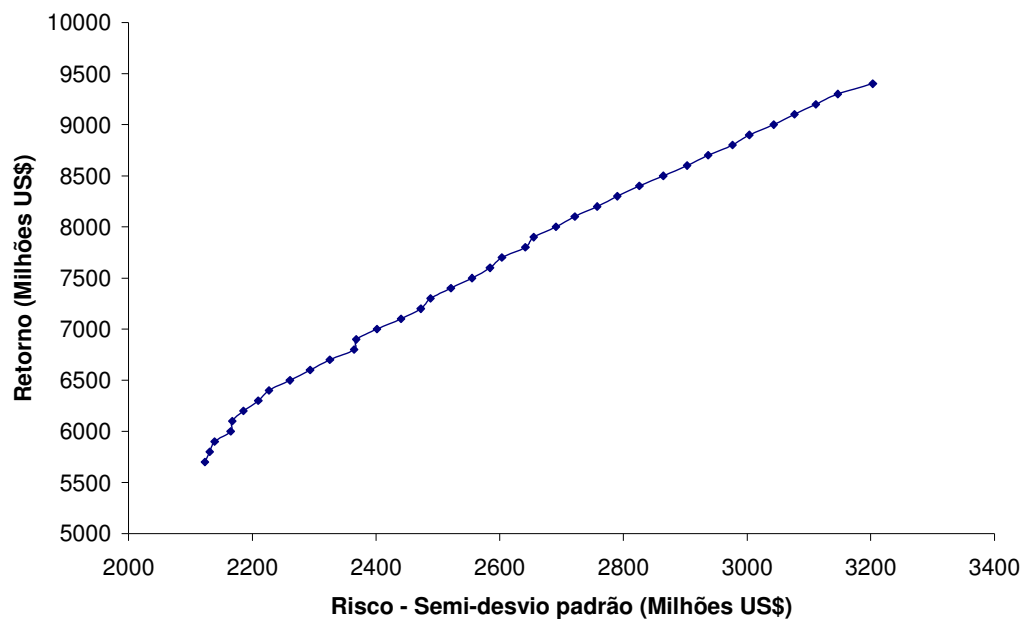


Figura 3.5 – Fronteira eficiente para E06

Tabela 3.12 – Composição dos portfólios para E06 e métrica SDP

	E06 - Semi-desvio Padrão											
	Composição										Retorno	Risco
	X₁	X₂	X₃	X₄	X₅	X₆	X₇	X₈	X₉	X₁₀		
											(Milhões US\$)	(Milhões US\$)
B1	76%	51%	72%	63%	4%	25%	30%	2%	15%	0%	5699,99	2123,48
B2	71%	51%	74%	61%	2%	23%	33%	8%	48%	7%	5800,00	2142,41
B3	62%	52%	91%	66%	0%	13%	12%	3%	0%	0%	5900,00	2139,08
B4	68%	51%	91%	20%	0%	38%	24%	0%	65%	0%	6000,00	2164,92
B5	48%	53%	100%	67%	8%	0%	9%	0%	16%	17%	6099,99	2167,44
B6	54%	56%	100%	46%	3%	0%	4%	0%	22%	30%	6200,00	2185,55
B7	45%	54%	100%	51%	1%	5%	17%	11%	97%	37%	6299,81	2209,72
B8	44%	55%	100%	70%	1%	0%	6%	0%	98%	91%	6400,00	2226,76
B9	55%	61%	100%	7%	1%	0%	1%	0%	26%	78%	6500,00	2260,86
B10	34%	60%	100%	55%	7%	0%	4%	0%	55%	91%	6599,99	2293,43
B11	29%	62%	100%	56%	6%	1%	0%	0%	46%	50%	6700,00	2325,37
B12	24%	65%	100%	27%	7%	4%	9%	6%	1%	94%	6799,99	2364,69
B13	39%	65%	100%	17%	0%	0%	3%	0%	74%	99%	6900,00	2368,04
B14	31%	67%	100%	19%	8%	0%	1%	0%	87%	27%	7000,00	2401,46
B15	0%	66%	100%	85%	0%	0%	18%	0%	78%	76%	7100,00	2440,64
B16	2%	69%	100%	69%	0%	0%	8%	0%	51%	32%	7200,00	2472,40
B17	4%	69%	100%	78%	0%	0%	0%	0%	100%	78%	7300,00	2488,00
B18	12%	73%	100%	12%	0%	1%	9%	6%	82%	28%	7400,00	2520,93
B19	7%	77%	100%	18%	0%	0%	0%	0%	42%	7%	7500,00	2555,17
B20	4%	78%	100%	14%	1%	0%	2%	0%	40%	29%	7600,00	2584,19
B21	2%	78%	100%	18%	0%	1%	4%	1%	89%	42%	7699,99	2603,75
B22	0%	82%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	41%	8%	7800,00	2641,56
B23	0%	81%	100%	7%	0%	0%	1%	0%	100%	93%	7900,00	2655,12
B24	0%	83%	97%	0%	0%	0%	0%	0%	97%	62%	7999,99	2691,03
B25	0%	84%	99%	0%	0%	0%	0%	0%	99%	88%	8099,99	2721,22
B26	0%	85%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	91%	100%	8200,00	2757,52
B27	0%	86%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	96%	8299,98	2790,08
B28	0%	88%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	91%	8400,00	2825,90
B29	0%	90%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	97%	90%	8499,94	2864,42
B30	0%	92%	93%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	95%	8599,99	2903,11
B31	0%	93%	98%	0%	0%	0%	0%	0%	96%	64%	8700,00	2937,08
B32	0%	95%	93%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	56%	8800,00	2976,61
B33	0%	94%	100%	4%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	8900,00	3003,44
B34	0%	95%	100%	12%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	9000,00	3043,12
B35	0%	98%	96%	1%	0%	0%	0%	0%	100%	99%	9100,00	3076,55
B36	0%	99%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	93%	80%	9200,00	3111,25
B37	0%	100%	100%	7%	0%	0%	0%	0%	100%	98%	9299,99	3146,42
B38	0%	100%	100%	23%	0%	0%	0%	17%	100%	100%	9400,00	3203,40

A seleção do portfólio ótimo foi feita através do equivalente certo, descrito na seção 2.6.1.3 e calculado de acordo com a Equação 2.24.

Semelhantemente à primeira seleção, para o cálculo do EqC, foi adotado um valor preliminar de coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e um valor preliminar de coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão, com o intuito de selecionar o portfólio ótimo, e depois foi feita uma análise de sensibilidade com os seus valores, visto que suas estimações são de extrema importância na seleção do portfólio ótimo.

Capítulo 4

Análise de Resultados

4.1 Resumo dos resultados da otimização de portfólios

Uma síntese dos resultados dos portfólios pode ser visto na Tabela 4.1 e Figura 4.1. Pelos dados podemos ver que a estratégia 01 foi a que gerou a maior quantidade de portfólios viáveis. Esse fato pode ser explicado pelo nível reduzido das restrições. Em compensação, a estratégia 07 foi a que gerou a menor quantidade de portfólios viáveis, devido à alta severidade das restrições.

Tabela 4.1 – Resumo dos resultados dos portfólios

Estratégia	Métricas de risco	Número de portfólios viáveis	Risco mínimo (Milhões US\$)	Risco máximo (Milhões US\$)
1	DP	121	3,31	4528,82
	SDP	121	2,13	3200,11
2	DP	103	3,30	3609,44
	SDP	103	2,14	2550,99
3	DP	45	2974,21	4966,28
	SDP	45	2103,71	3507,38
4	DP	46	2990,19	4967,64
	SDP	46	2120,70	3519,30
5	DP	103	3,31	3602,27
	SDP	103	2,14	2550,99
6	DP	38	2992,02	4534,44
	SDP	38	2123,48	3203,40
7	DP	20	2987,30	3632,67
	SDP	20	2113,14	2564,97

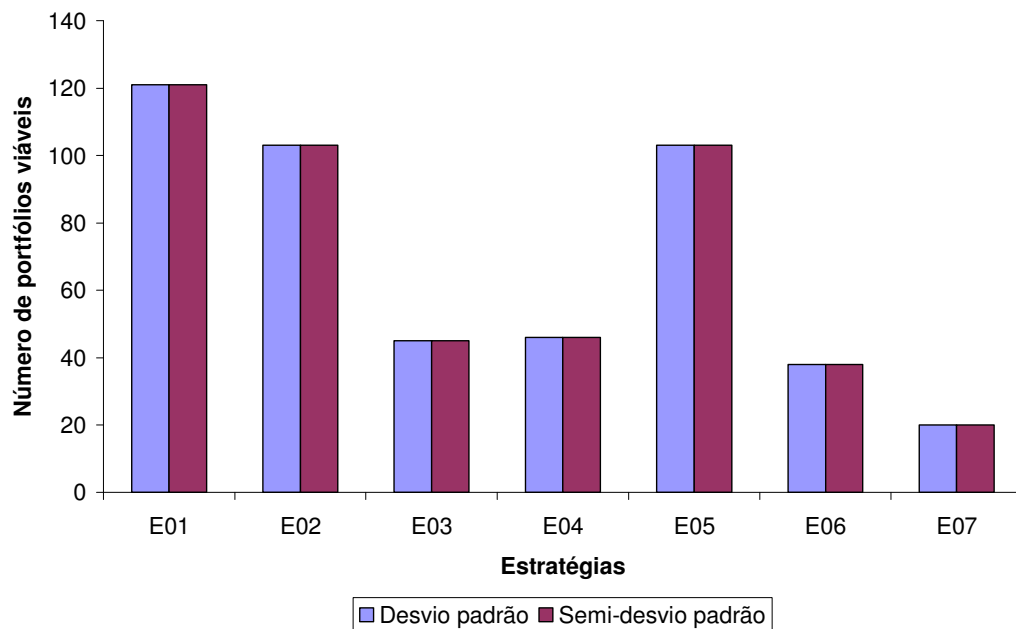


Figura 4.1 – Número de portfólios viáveis

A viabilidade de cada otimização foi verificada através da comparação dos resultados contra as estratégias corporativas e outras restrições. A não viabilidade dos portfólios poderia ser resolvida de duas formas:

- Incorporando mais projetos ao processo de otimização ou;
- Ajustando as estratégias corporativas, ou seja, reduzindo as restrições.

Quanto às métricas de risco usadas neste trabalho, podemos perceber que em todas as estratégias foram gerados a mesma quantidade de portfólios viáveis. Também podemos perceber que o risco medido pelo semi-desvio padrão é sempre menor do que o risco medido pelo desvio padrão. Esse fato deve-se ao processo de estimativa do semi-desvio padrão, que só leva em consideração o lado esquerdo da curva de distribuição de probabilidade.

Algumas estratégias, como a estratégia 03, 04, 05 e 06, possuem valores de risco mínimos muito elevados. Isso ocorre por causa das restrições

associadas a essas estratégias. Como as restrições são baseadas no somatório das características de todos os projetos, quando existe um projeto que é superior aos demais, esse projeto encontra-se presente mais freqüentemente nos portfólios. Esse é o caso dos projetos 02 e 03, que possuem altos retornos e consequentemente elevados riscos.

4.2 Análise das freqüências dos projetos nos portfólios otimizados

A Figura 4.2 apresenta a freqüência relativa dos projetos nos trinta e oito portfólios otimizados pela métrica de risco de desvio padrão, levando-se em conta a estratégia 06. Pode-se notar que os projetos mais freqüentes (100%) nos portfólios são os proj 10, proj 03 e proj 02, ou seja, eles fazem parte da composição de todos os portfólios. Já o proj 06 é o aparece com menor freqüência nos portfólios.

Já a Figura 4.3 apresenta a freqüência relativa dos projetos nos trinta e oito portfólios otimizados pela métrica de risco do semi-desvio padrão, levando-se em conta a estratégia 06. Pode-se notar que os projetos proj 03 e proj 02 apresentam a freqüência mais elevada (100%) nos portfólios, mas o proj 10 tem sua freqüência diminuída. Também pode-se notar que o proj 08 passa a ser projeto menos freqüente nos portfólios.

Uma combinação mais detalhada da composição dos portfólios gerados pelas métricas de desvio padrão e semi-desvio padrão para a estratégia 06, pode ser vista nas Tabelas 4.2 e 4.3 respectivamente.

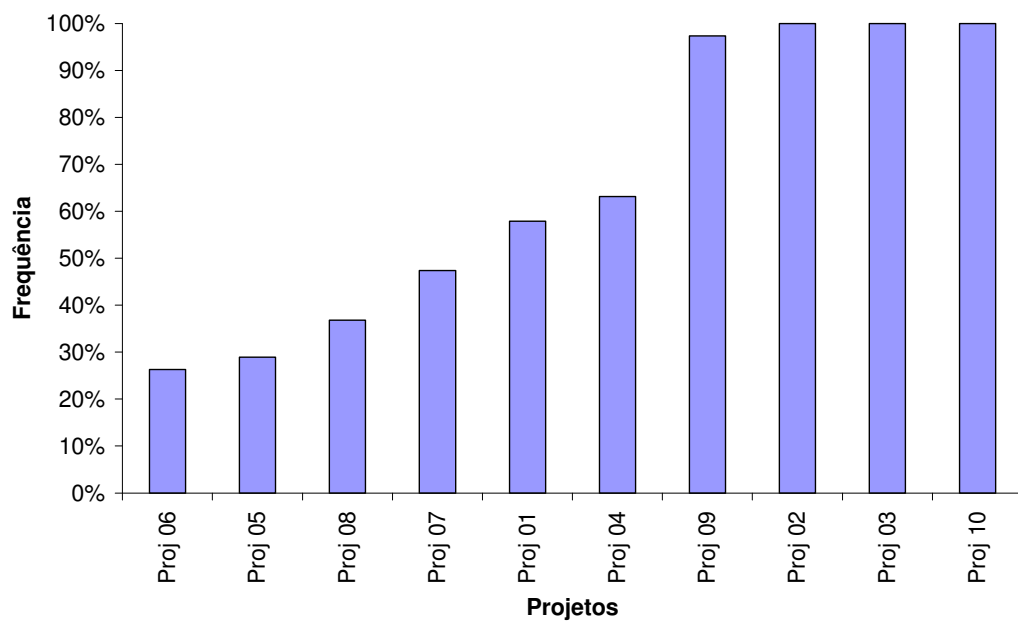


Figura 4.2 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E06

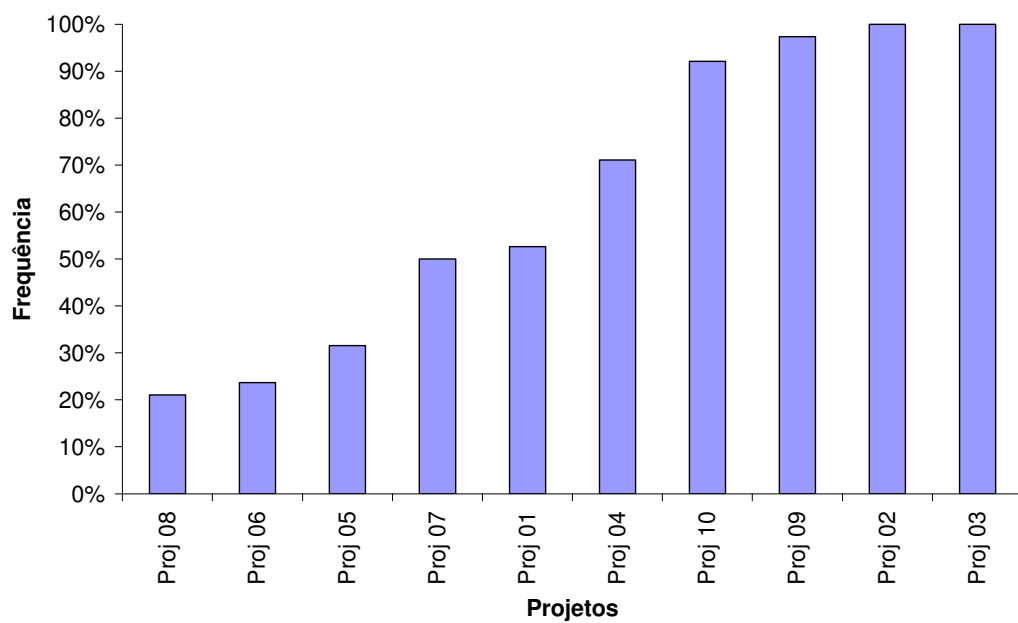
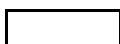


Figura 4.3 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de SDP e E06

Tabela 4.2 – Combinação dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E06

	Proj 01	Proj 02	Proj 03	Proj 04	Proj 05	Proj 06	Proj 07	Proj 08	Proj 09	Proj 10
Port 01										
Port 02										
Port 03										
Port 04										
Port 05										
Port 06										
Port 07										
Port 08										
Port 09										
Port 10										
Port 11										
Port 12										
Port 13										
Port 14										
Port 15										
Port 16										
Port 17										
Port 18										
Port 19										
Port 20										
Port 21										
Port 22										
Port 23										
Port 24										
Port 25										
Port 26										
Port 27										
Port 28										
Port 29										
Port 30										
Port 31										
Port 32										
Port 33										
Port 34										
Port 35										
Port 36										
Port 37										
Port 38										



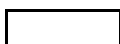
Não ocorre a participação do projeto no portfólio



Ocorre a participação do projeto no portfólio

Tabela 4.3 – Combinação dos projetos nos portfólios para métrica de SDP e E06

	Proj 01	Proj 02	Proj 03	Proj 04	Proj 05	Proj 06	Proj 07	Proj 08	Proj 09	Proj 10
Port 01										
Port 02										
Port 03										
Port 04										
Port 05										
Port 06										
Port 07										
Port 08										
Port 09										
Port 10										
Port 11										
Port 12										
Port 13										
Port 14										
Port 15										
Port 16										
Port 17										
Port 18										
Port 19										
Port 20										
Port 21										
Port 22										
Port 23										
Port 24										
Port 25										
Port 26										
Port 27										
Port 28										
Port 29										
Port 30										
Port 31										
Port 32										
Port 33										
Port 34										
Port 35										
Port 36										
Port 37										
Port 38										



Não ocorre a participação do projeto no portfólio



Ocorre a participação do projeto no portfólio

A Figura 4.4 apresenta a frequência relativa dos projetos nos cento e vinte e um portfólios otimizados pela métrica de risco de desvio padrão, levando-se em conta a estratégia 01. Pode-se notar que os projetos mais frequentes (100%) nos portfólios são os proj 10 e proj 09, ou seja, eles fazem parte da composição de todos os portfólios. Já os proj 01, proj 05 e proj 08 não aparecem em nenhum dos portfólios otimizados.

A Figura 4.5 apresenta a frequência relativa dos projetos nos vinte portfólios otimizados pela métrica de risco de desvio padrão, levando-se em conta a estratégia 07. Pode-se notar que os projetos mais frequentes (100%) nos portfólios são os proj 01, proj 02 e proj 03, ou seja, eles fazem parte da composição de todos os portfólios. Já o proj 08 não aparece em nenhum dos portfólios otimizados.

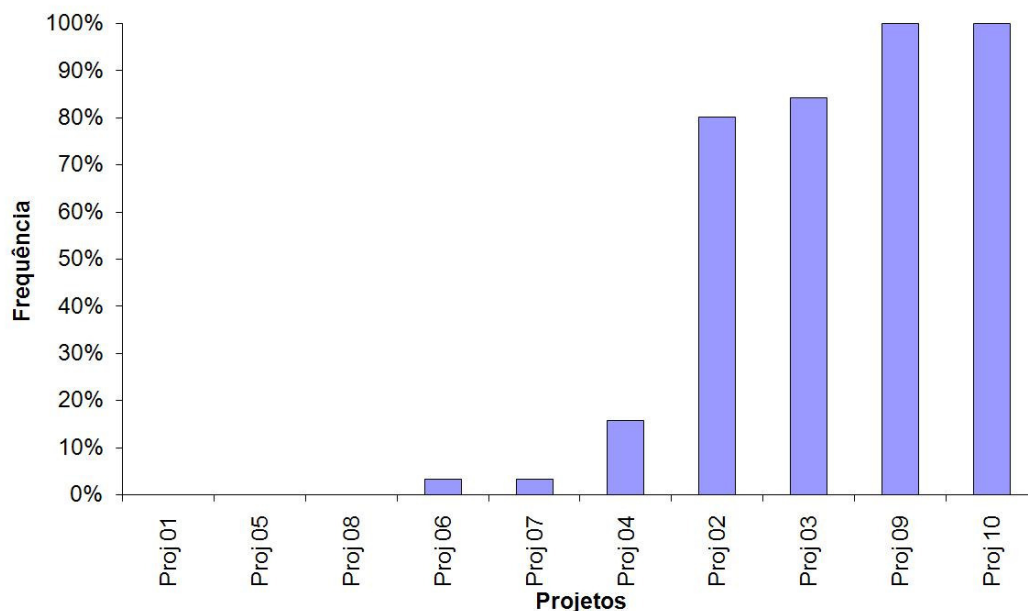


Figura 4.4 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E01

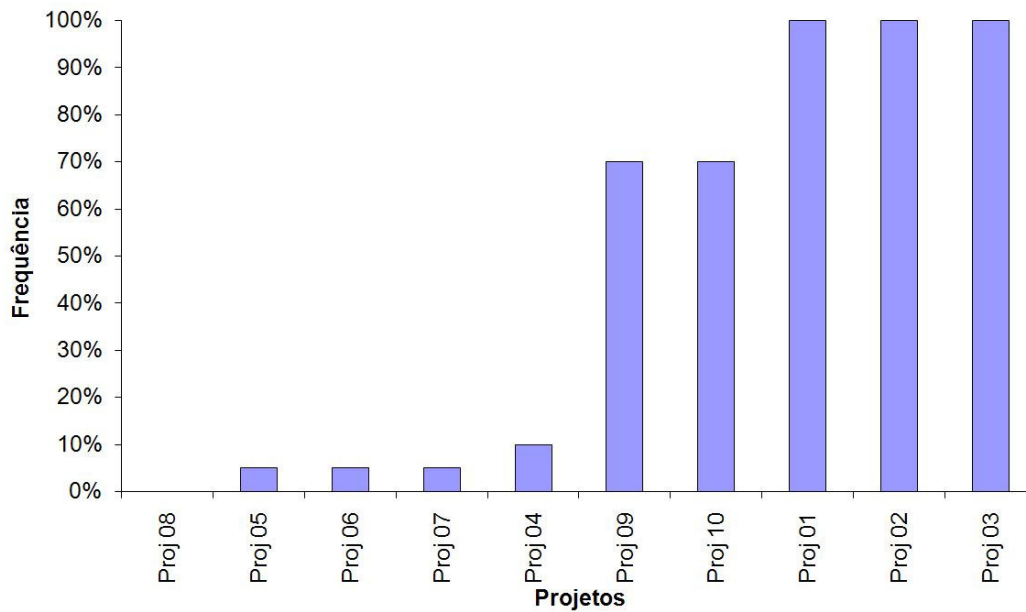


Figura 4.5 – Frequência relativa dos projetos nos portfólios para métrica de DP e E07

Analisando em conjunto as Figura 4.2, Figura 4.4 e Figura 4.5, podemos perceber que a escolha da estratégia corporativa influencia bastante nos projetos que compõe o portfólio da empresa. Tomando como exemplo o projeto 01, ele estaria presente em qualquer portfólio caso fosse adotado a Estratégia 07, mas em compensação não participaria de nenhum portfólio caso fosse adotado a Estratégia 01. Esse mesmo projeto teria participação em 58% dos portfólios otimizados pela Estratégia 06.

4.3 Primeira seleção

A primeira seleção consiste na utilização apenas da métrica de desvio padrão segundo a Equação 2.23.

Como foi dito na seção 3.4.1, a otimização de portfólios gerou um conjunto determinado de portfólios viáveis para cada estratégia. O EqC de todos

esses portfólios foi calculado para um determinado valor de tolerância ao risco e em seguida foi selecionado o portfólio ótimo, ou seja, o de maior EqC.

Tomando como exemplo a Estratégia 06, foi adotado US\$ 1.200,00 Milhões como valor de tolerância ao risco. Como o portfólio selecionado é o de maior EqC, o portfólio selecionado é o F8. A Figura 4.6 mostra um gráfico com os EqC de todos os portfólios otimizados para a Estratégia 06. O EqC de todos os portfólios otimizados estão na Tabela 4.4.

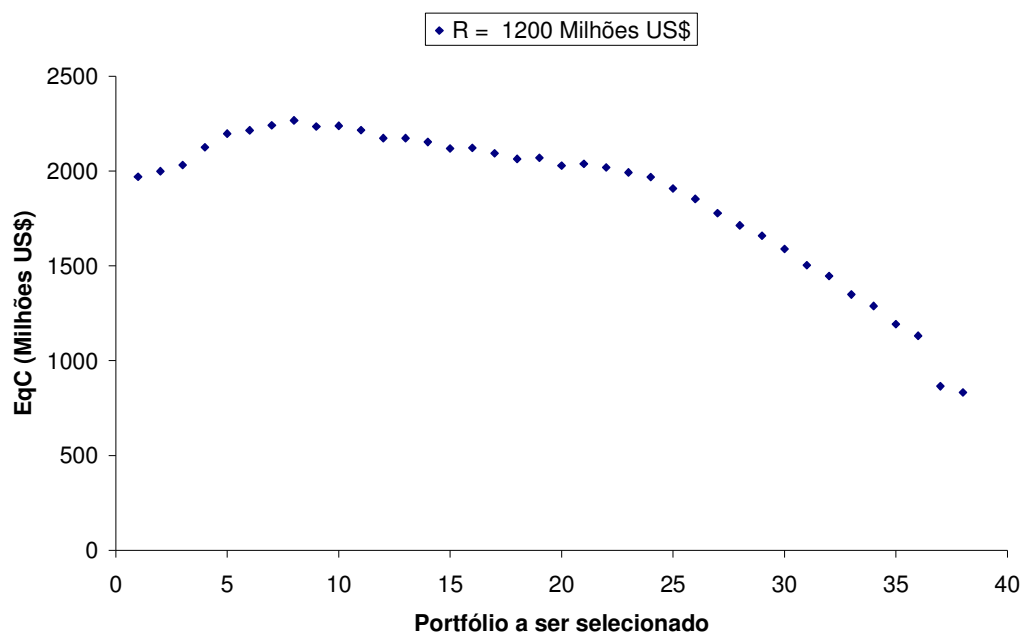


Figura 4.6 – EqC dos portfólios da E06

Tabela 4.4 – EqC dos portfólios da E06

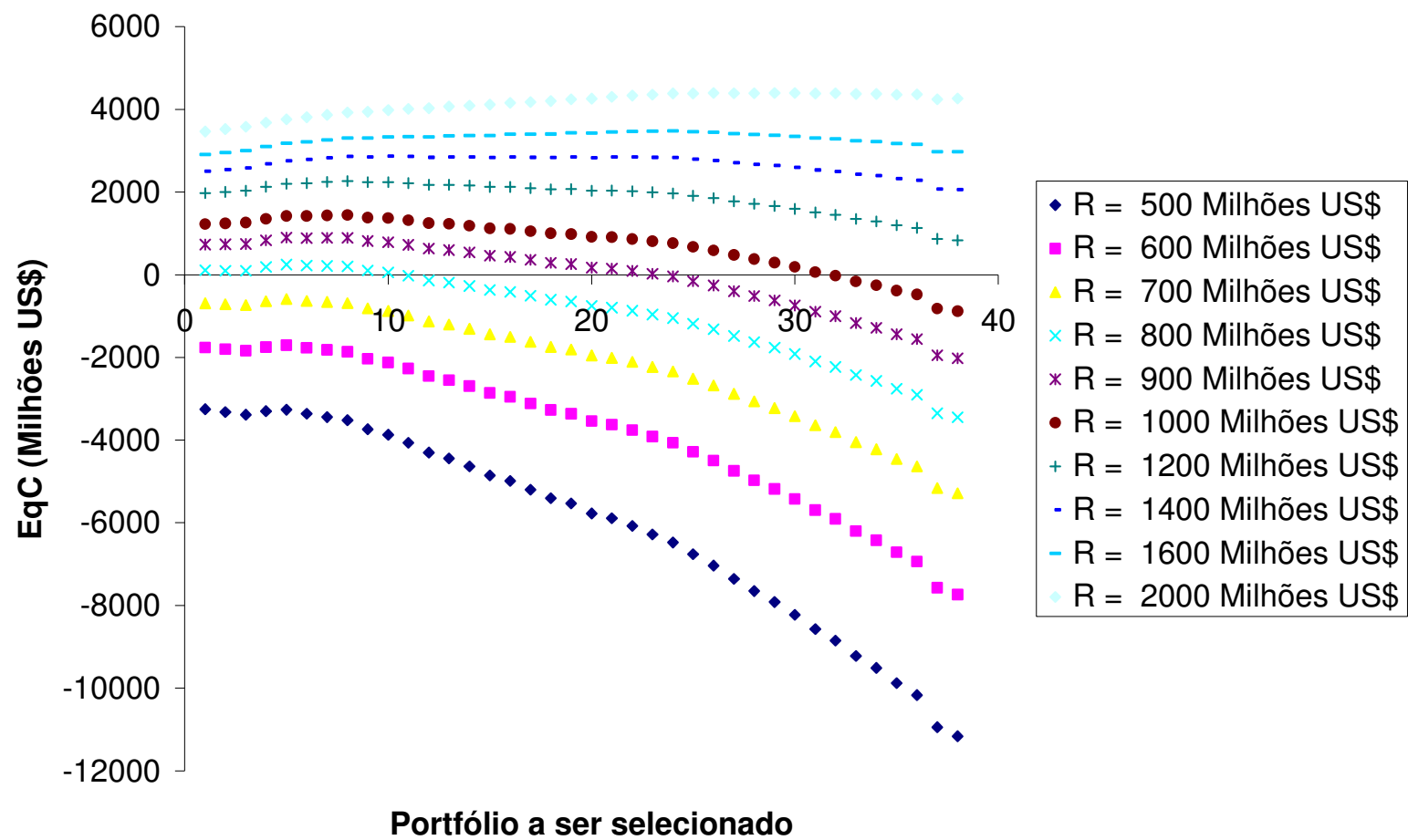
	Retorno	Risco	EqC
	(Milhões US\$)	(Milhões US\$)	(Milhões US\$)
F1	5699,99	2992,02	1969,91
F2	5800,00	3020,34	1998,98
F3	5900,00	3047,12	2031,27
F4	5999,50	3049,54	2124,63
F5	6099,99	3060,47	2197,30
F6	6200,00	3092,75	2214,53
F7	6300,00	3121,11	2241,11
F8	6400,00	3149,46	2267,05
F9	6500,00	3199,62	2234,35
F10	6600,00	3235,44	2238,30
F11	6699,98	3280,64	2215,56
F12	6799,63	3332,00	2173,72
F13	6900,00	3368,15	2173,15
F14	7000,00	3410,59	2153,29
F15	7099,95	3457,54	2118,89
F16	7200,00	3491,00	2122,06
F17	7300,00	3534,89	2093,55
F18	7400,00	3578,54	2064,19
F19	7499,90	3610,05	2069,70
F20	7599,99	3656,67	2028,64
F21	7700,00	3686,53	2037,30
F22	7800,00	3724,87	2018,88
F23	7899,99	3765,39	1992,41
F24	8000,00	3804,68	1968,51
F25	8099,99	3854,82	1908,47
F26	8200,00	3902,84	1853,27
F27	8300,00	3956,45	1777,71
F28	8400,00	4005,84	1713,84
F29	8499,81	4051,75	1659,54
F30	8599,99	4101,79	1589,72
F31	8700,00	4156,05	1503,01
F32	8800,00	4201,08	1446,20
F33	8900,00	4257,02	1349,07
F34	8999,99	4302,12	1288,23
F35	9100,00	4356,18	1193,21
F36	9200,00	4400,46	1131,63
F37	9300,00	4499,17	865,60
F38	9400,00	4534,44	832,84

Como a seleção do portfólio ótimo depende do valor de tolerância ao risco, fizemos uma análise de sensibilidade mostrando essa dependência. A Tabela 4.5 mostra os portfólios selecionados para diferentes valores de

tolerância ao risco. A Figura 4.7 mostra o gráfico do Eqc para diferentes valores de tolerância ao risco.

Tabela 4.5 – Análise de sensibilidade do valor de tolerância ao risco

Tolerância ao risco (Milhões US\$)	Portfólio selecionado	Retorno (Milhões US\$)	Risco (Milhões US\$)	EqC (Milhões US\$)
500	F1	5699,99	2992,02	-3252,20
600	F5	6099,99	3060,47	-1705,40
700	F5	6099,99	3060,47	-590,34
800	F5	6099,99	3060,47	245,95
900	F5	6099,99	3060,47	896,40
1000	F8	6400,00	3149,46	1440,46
1200	F8	6400,00	3149,46	2267,05
1400	F10	6600,00	3235,44	2861,40
1600	F24	8000,00	3804,68	3476,38
2000	F29	8499,81	4051,75	4395,64



As Figuras 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11 mostram, respectivamente, o investimento, o fluxo de caixa anual, a produção de óleo anual e a produção de água anual para cada um desses seis portfólios selecionados através de diferentes valores de tolerância ao risco. Comparando essas figuras, percebemos que quando maior o valor da tolerância ao risco, maior o valor da variável analisada. Exceto pelo investimento no portfólio F1, que é o maior entre os portfólios analisados.

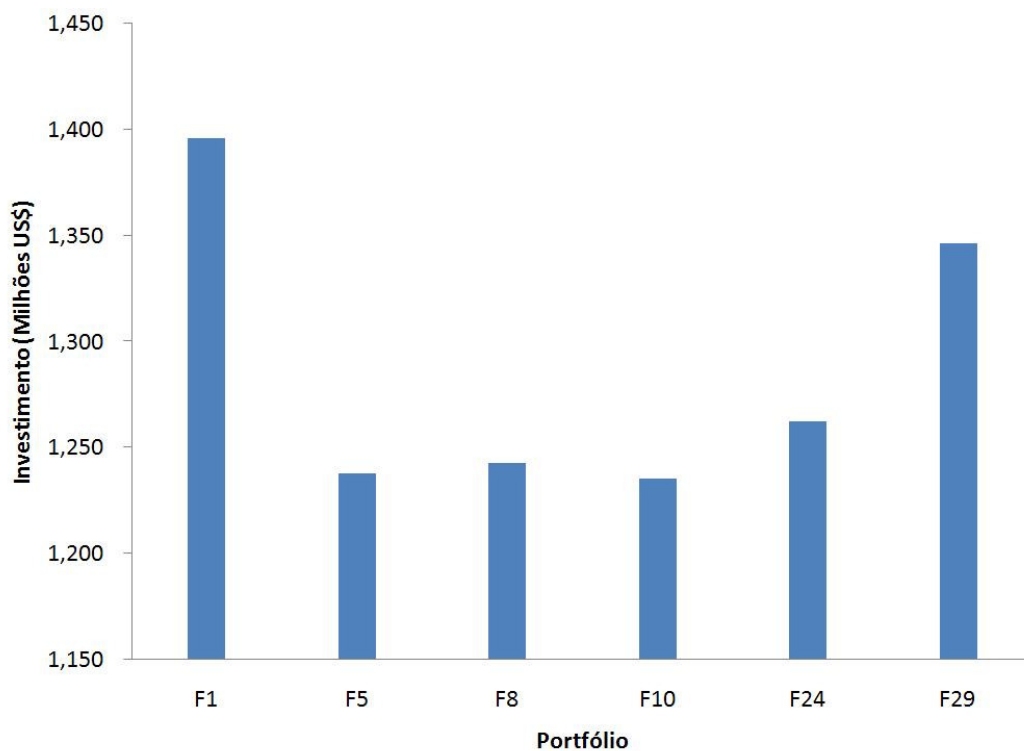


Figura 4.8 – Investimento em função do portfólio selecionado para E06

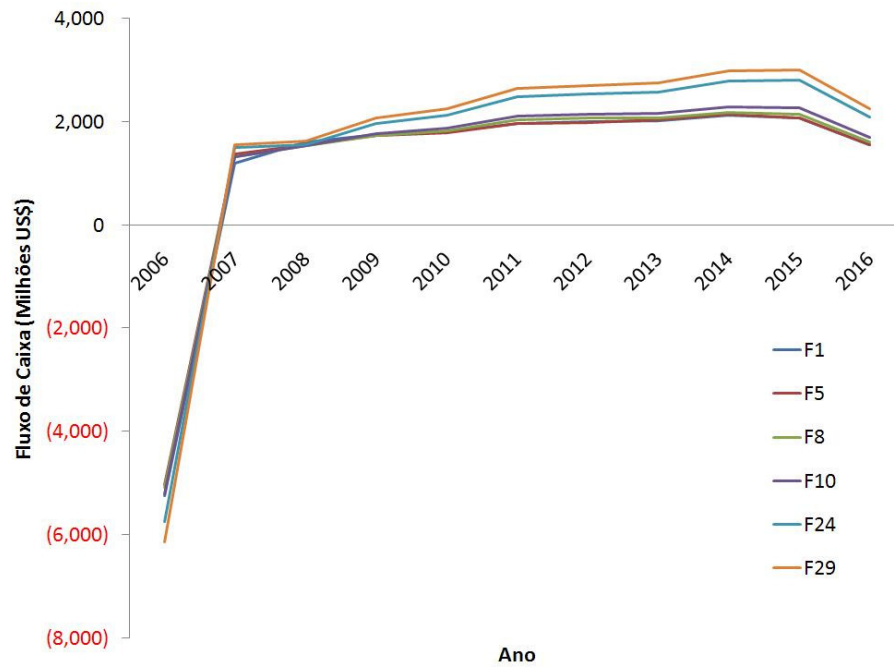


Figura 4.9 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para E06

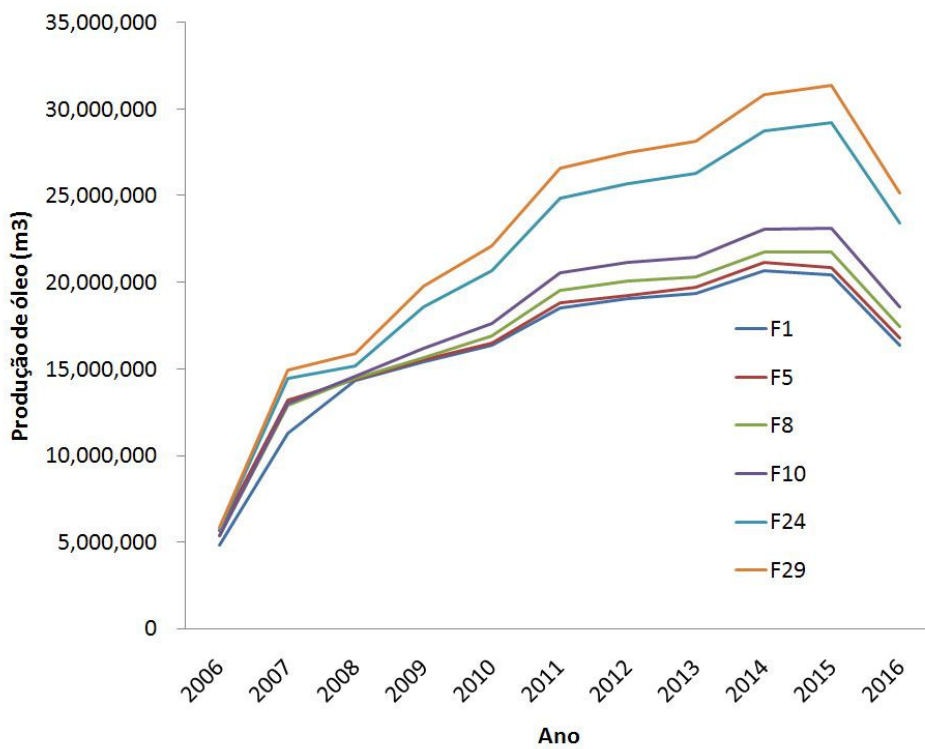


Figura 4.10 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para E06

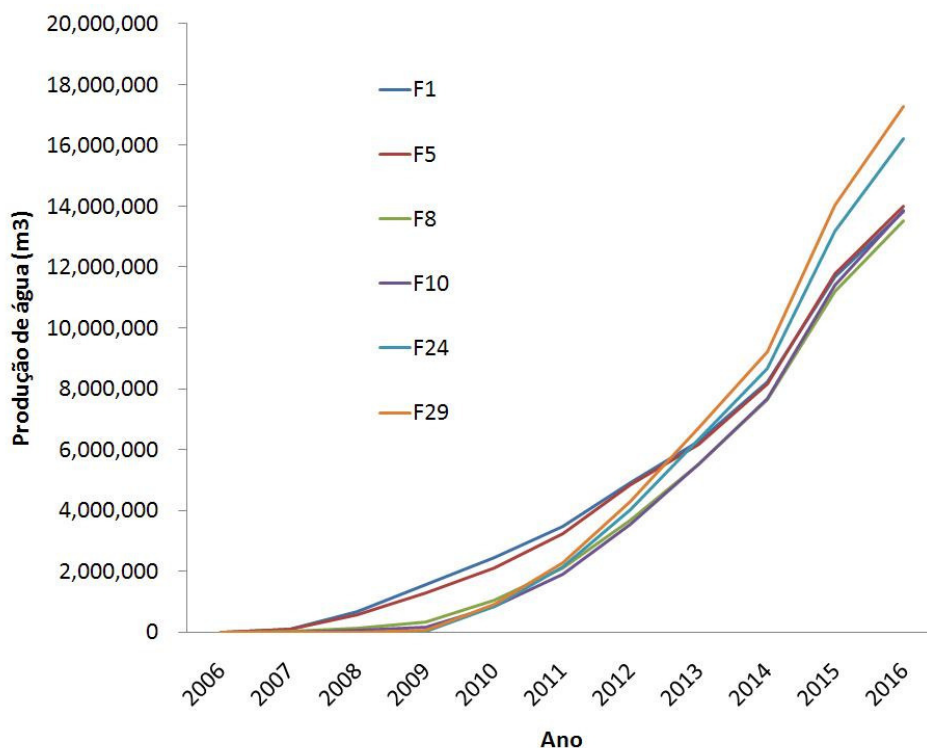


Figura 4.11 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para E06

Considerando US\$ 1.200,00 Milhões como valor de tolerância ao risco, foram obtidos para cada estratégia um portfólio ótimo: A79, B81, C12, D10, E79, F8 e G9. As Figuras 4.12, 4.13, 4.14 e 4.15 mostram novamente o investimento, o fluxo de caixa anual, a produção de óleo anual e a produção de água anual, respectivamente, agora para cada portfólio ótimo de cada estratégia.

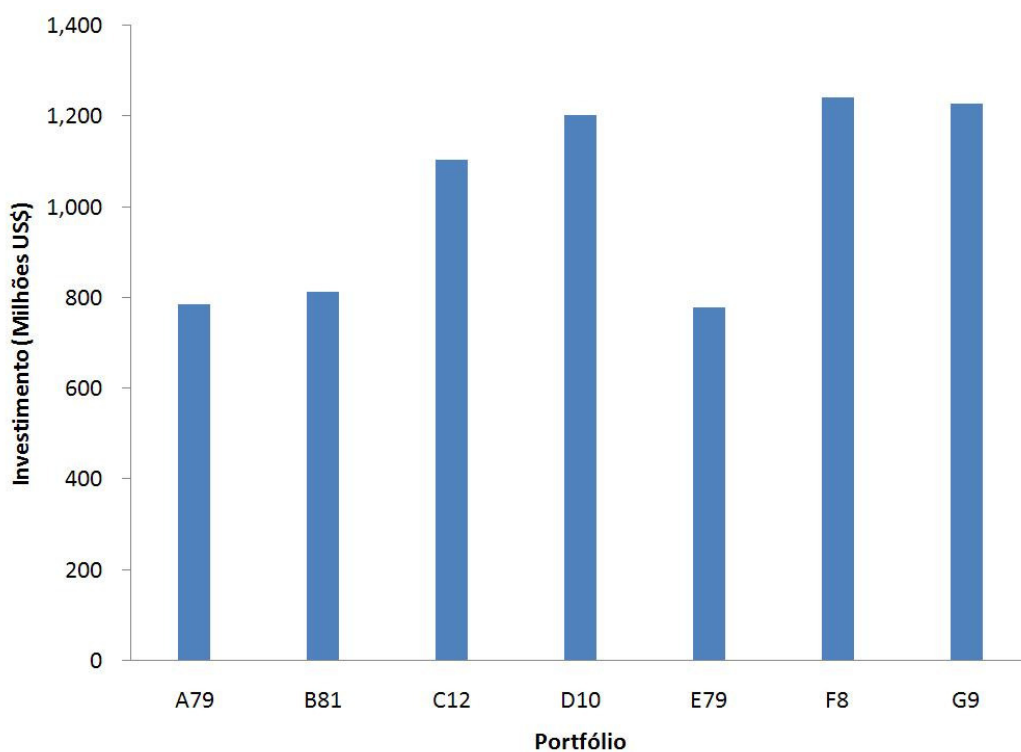


Figura 4.12 – Investimento em função do portfólio selecionado para cada estratégia

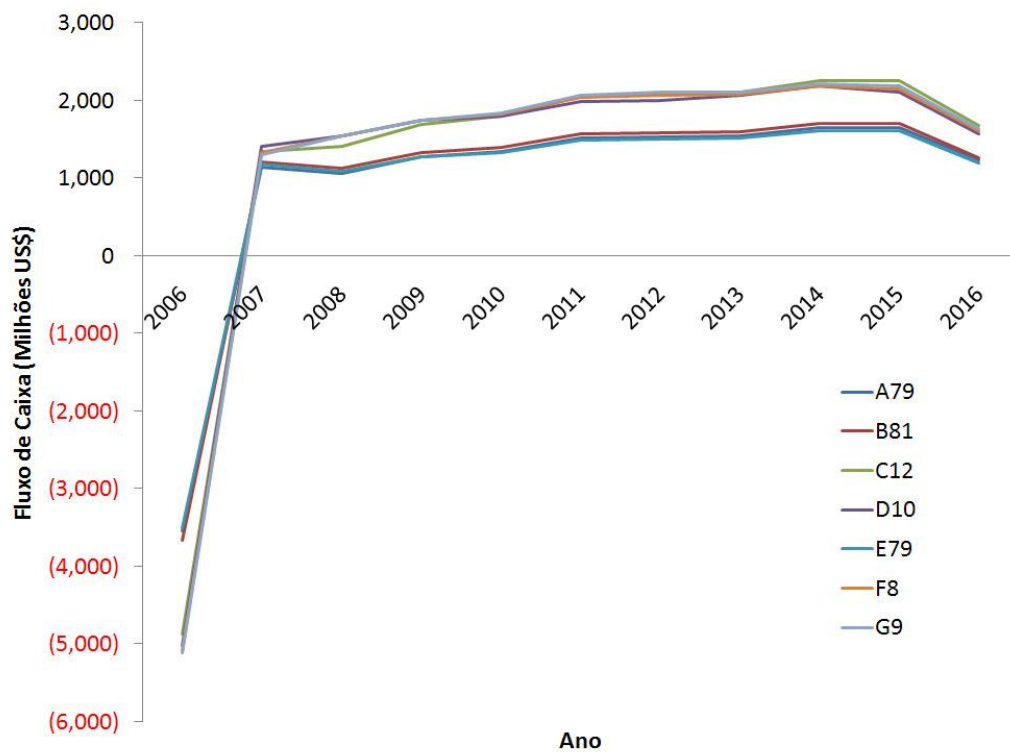


Figura 4.13 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia

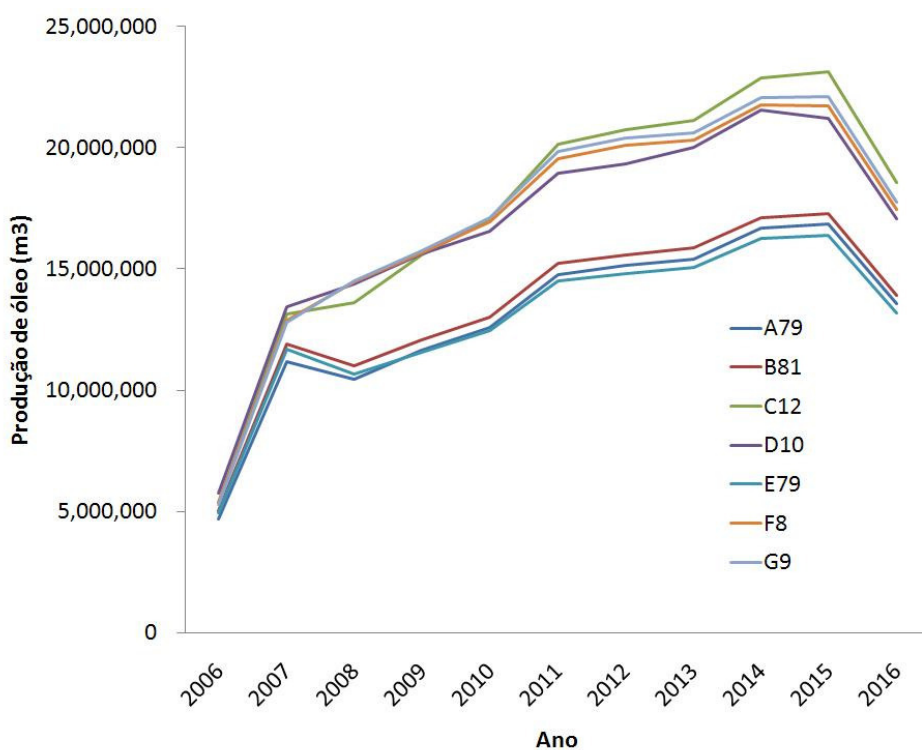


Figura 4.14 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia

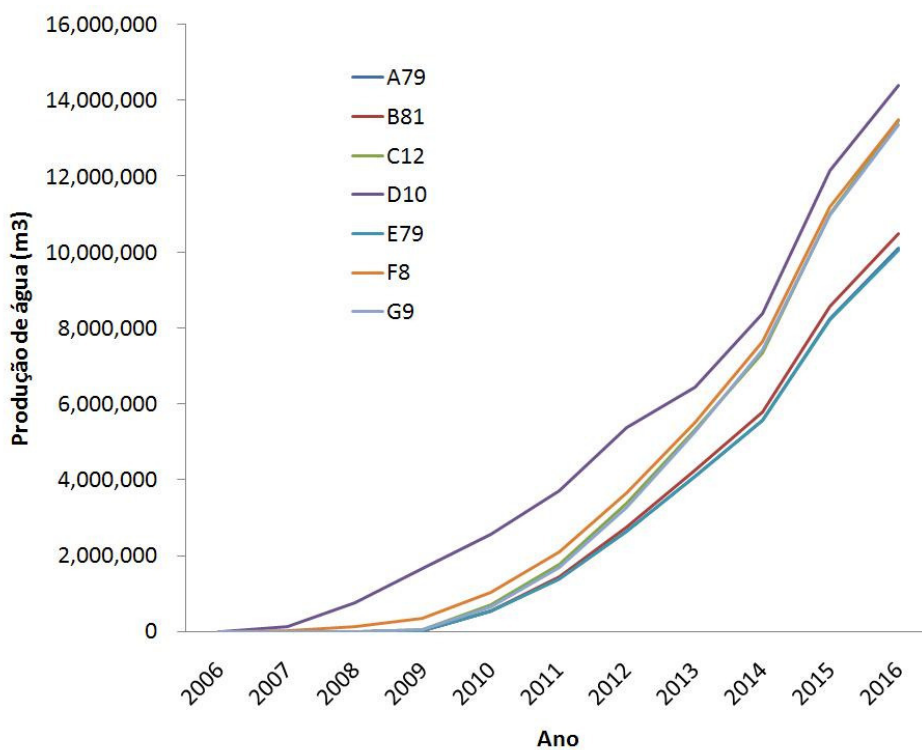


Figura 4.15 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia

Pela Figura 4.12, a Estratégia 06 (F8) é a que possui maior investimento, enquanto a Estratégia 05 (E79) é a que possui o menor investimento. Pela Figura 4.13, notamos que todas as estratégias tem uma similaridade no fluxo de caixa. Na Figura 4.14, notamos que a Estratégia 03 (C12) é a que possui a maior produção de óleo e que a Estratégia 05 (E79) é a que possui a menor produção de óleo. Na Figura 4.15, notamos que a Estratégia 04 (D10) é a que possui a maior produção de água e que a Estratégia 05 (E79), além de possuir a menor produção de óleo, é também a que possui a menor produção de água. Comparando as figuras acima, percebemos que não existe uma correlação entre as variáveis, ou seja, elas são dependente da estratégia.

4.4 Segunda seleção

A segunda seleção consiste na utilização em conjunto da métrica de desvio padrão e da métrica de semi-desvio padrão segundo a Equação 2.24.

Como foi dito na seção 3.4.2, a otimização de portfólios gerou um conjunto determinado de portfólios viáveis para cada estratégia. O EqC de todos esses portfólios foi calculado para um determinado valor do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão e em seguida foi selecionado o portfólio ótimo, ou seja, o de maior EqC.

Tomando como exemplo a Estratégia 06, foi adotado (US\$ 4000 Milhões)⁻¹ como valor do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e (US\$ 5000 Milhões)⁻¹ como coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão. Como o portfólio selecionado é o de maior EqC, o portfólio selecionado é o M21. A Figura 4.16 mostra um gráfico com os EqC de todos os portfólios otimizados para a Estratégia 06. O EqC de todos os portfólios otimizados estão na Tabela 4.6.

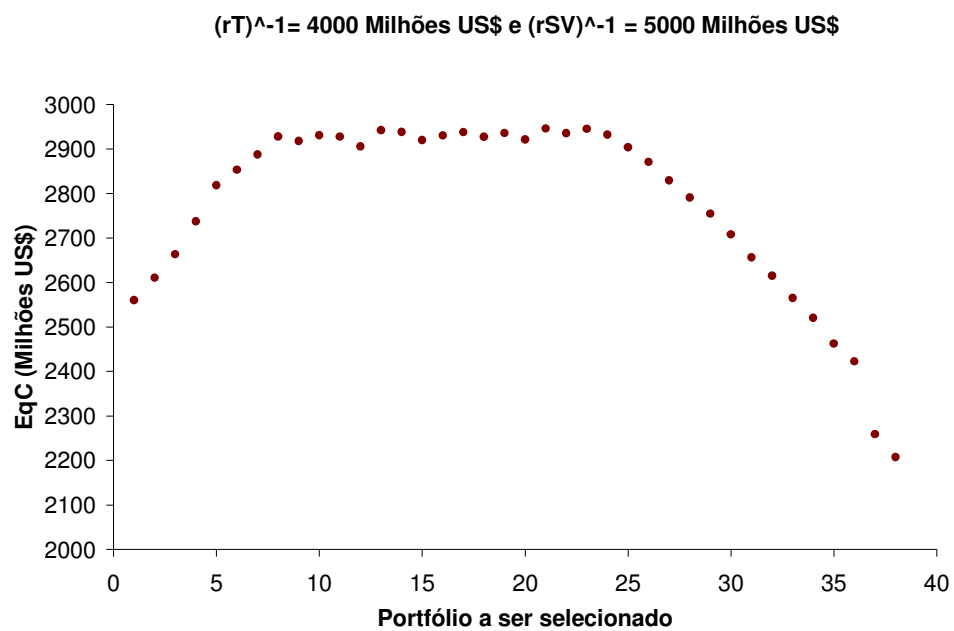


Figura 4.16 – EqC dos portfólios da E06

Tabela 4.6 – EqC dos portfólios da E06

	Retorno	Risco - DP	Risco - SDP	EqC
	(Milhões US\$)	(Milhões US\$)	(Milhões US\$)	(Milhões US\$)
M1	5699,99	2992,02	2123,48	2560,11
M2	5800,00	3020,34	2131,28	2610,92
M3	5900,00	3047,12	2139,08	2663,62
M4	6000,00	3049,54	2164,92	2737,69
M5	6099,99	3060,47	2167,44	2818,81
M6	6200,00	3092,75	2185,55	2853,39
M7	6299,81	3121,11	2209,72	2887,91
M8	6400,00	3149,46	2226,76	2928,54
M9	6500,00	3199,62	2260,86	2918,31
M10	6599,99	3235,44	2293,43	2931,01
M11	6700,00	3280,64	2325,37	2927,87
M12	6799,99	3332,00	2364,69	2906,09
M13	6900,00	3368,15	2368,04	2942,36
M14	7000,00	3410,59	2401,46	2938,57
M15	7100,00	3457,54	2440,64	2920,01
M16	7200,00	3491,00	2472,40	2930,68
M17	7300,00	3534,89	2488,00	2938,11
M18	7400,00	3578,54	2520,93	2927,49
M19	7500,00	3610,05	2555,17	2936,10
M20	7600,00	3656,67	2584,19	2921,58
M21	7699,99	3686,53	2603,75	2946,47
M22	7800,00	3724,87	2641,56	2935,76
M23	7900,00	3765,39	2655,12	2945,51
M24	7999,99	3804,68	2691,03	2932,77
M25	8099,99	3854,82	2721,22	2904,06
M26	8200,00	3902,84	2757,52	2871,18
M27	8299,98	3956,45	2790,08	2829,70
M28	8400,00	4005,84	2825,90	2791,16
M29	8499,94	4051,75	2864,42	2754,80
M30	8599,99	4101,79	2903,11	2708,23
M31	8700,00	4156,05	2937,08	2656,51
M32	8800,00	4201,08	2976,61	2615,68
M33	8900,00	4257,02	3003,44	2565,31
M34	9000,00	4302,12	3043,12	2520,83
M35	9100,00	4356,18	3076,55	2462,89
M36	9200,00	4400,46	3111,25	2423,00
M37	9299,99	4499,17	3146,42	2259,36
M38	9400,00	4534,44	3203,40	2207,34

Como a seleção do portfólio ótimo depende do valor de tolerância ao risco, fizemos uma análise de sensibilidade mostrando essa dependência. A

Tabela 4.5 mostra os portfólios selecionados para diferentes valores de tolerância ao risco. A Figura 4.7 mostra o gráfico do Eqc para diferentes valores de tolerância ao risco.

Como a seleção do portfólio ótimo depende do valor do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e do valor do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão, fizemos uma análise de sensibilidade mostrando essa dependência. A Tabela 4.7 mostra os portfólios selecionados para diferentes valores de coeficientes de aversão ao risco. A Figura 4.17 mostra o gráfico do Eqc para diferentes valores de coeficiente de aversão ao risco (a Tabela 4.8 mostra os valores dos coeficientes de aversão ao risco usados na Figura 4.17).

Tabela 4.7 – Análise de sensibilidade do valor de r_T e r_{SV}

$(1/r_T)^{-1}$ Milhões US\$	$(1/r_{SV})^{-1}$ Milhões US\$	Portfólio selecionado	EqC Milhões US\$
2200	2400	M5	-114,92
2500	2900	M5	733,47
3000	3500	M8	1676,94
3300	4000	M8	2154,60
3700	4400	M8	2592,24
4000	5000	M21	2946,47
4200	5100	M23	3141,95
4400	5500	M23	3395,92
5000	6000	M24	3897,94
5500	6200	M26	4204,08

Tabela 4.8 – Tabela com os valores dos EqC da Figura 4.17

EqC (1)	$(r_T)^{-1} =$	2200	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	2400	Milhões US\$
EqC (2)	$(r_T)^{-1} =$	2500	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	2900	Milhões US\$
EqC (3)	$(r_T)^{-1} =$	3000	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	3500	Milhões US\$
EqC (4)	$(r_T)^{-1} =$	3300	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	4000	Milhões US\$
EqC (5)	$(r_T)^{-1} =$	3700	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	4400	Milhões US\$
EqC (6)	$(r_T)^{-1} =$	4000	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	5000	Milhões US\$
EqC (7)	$(r_T)^{-1} =$	4200	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	5100	Milhões US\$
EqC (8)	$(r_T)^{-1} =$	4400	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	5500	Milhões US\$
EqC (9)	$(r_T)^{-1} =$	5000	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	6000	Milhões US\$
EqC (10)	$(r_T)^{-1} =$	5500	Milhões US\$	$(r_{SV})^{-1} =$	6200	Milhões US\$

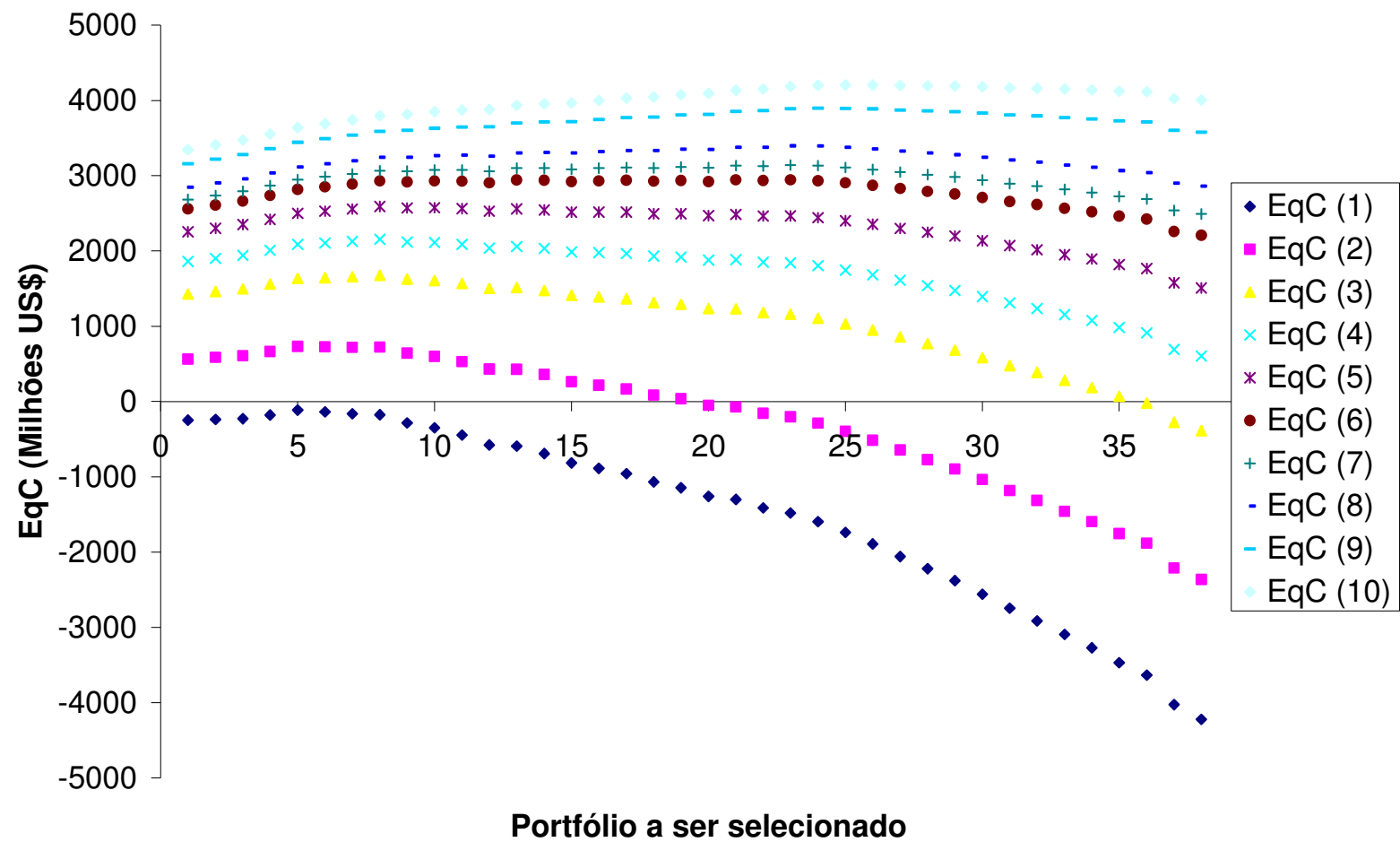


Figura 4.17 – EqC para diferentes valores de r_T e r_{SV}

As Figuras 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21 mostram, respectivamente, o investimento, o fluxo de caixa anual, a produção de óleo anual e a produção de água anual para cada um desses seis portfólios selecionados através de diferentes valores de coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e de coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão. Comparando essas figuras, percebemos que quando maior os valores dos coeficientes de aversão ao risco, maior o valor da variável analisada. Exceto pelo investimento no portfólio M8, que é o menor entre os portfólios analisados.

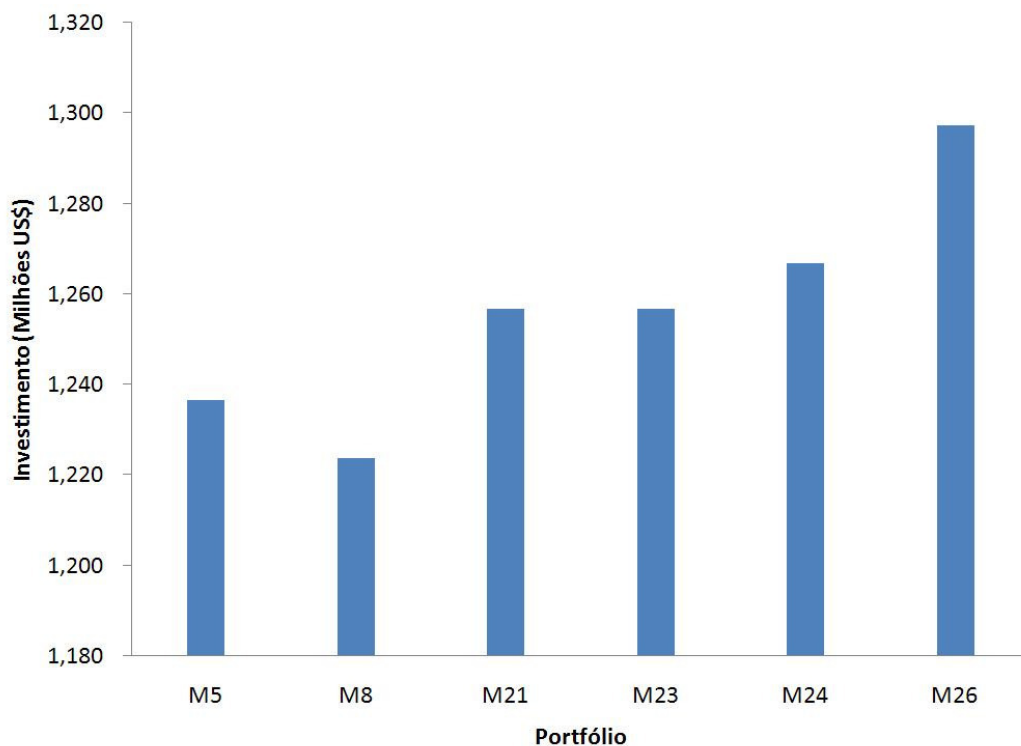


Figura 4.18 – Investimento em função do portfólio selecionado para E06

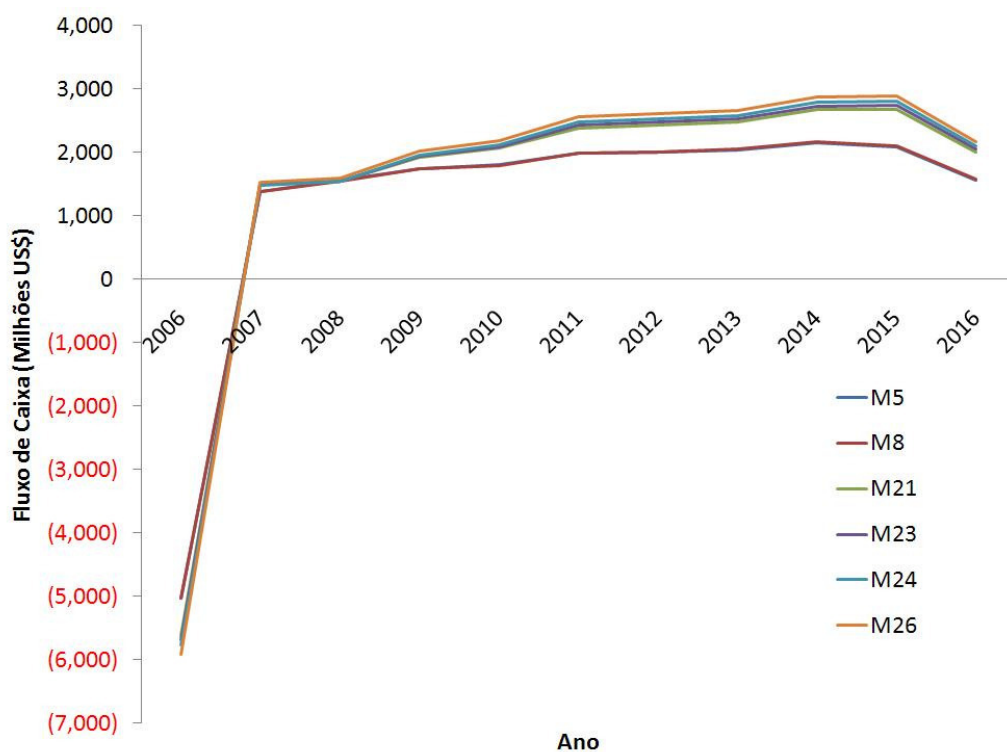


Figura 4.19 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para E06

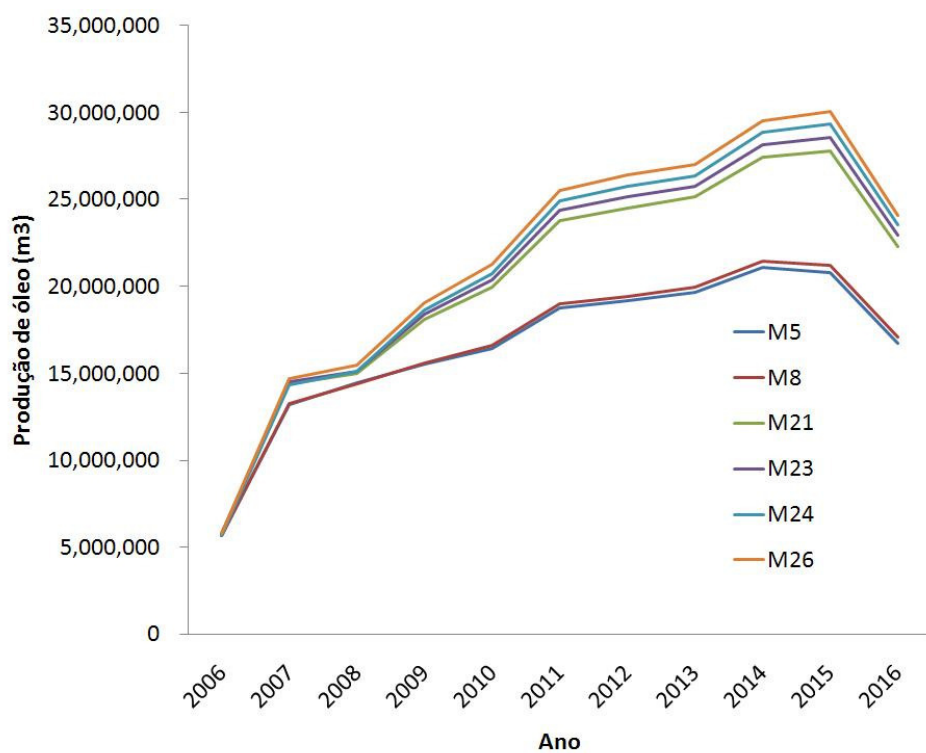


Figura 4.20 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para E06

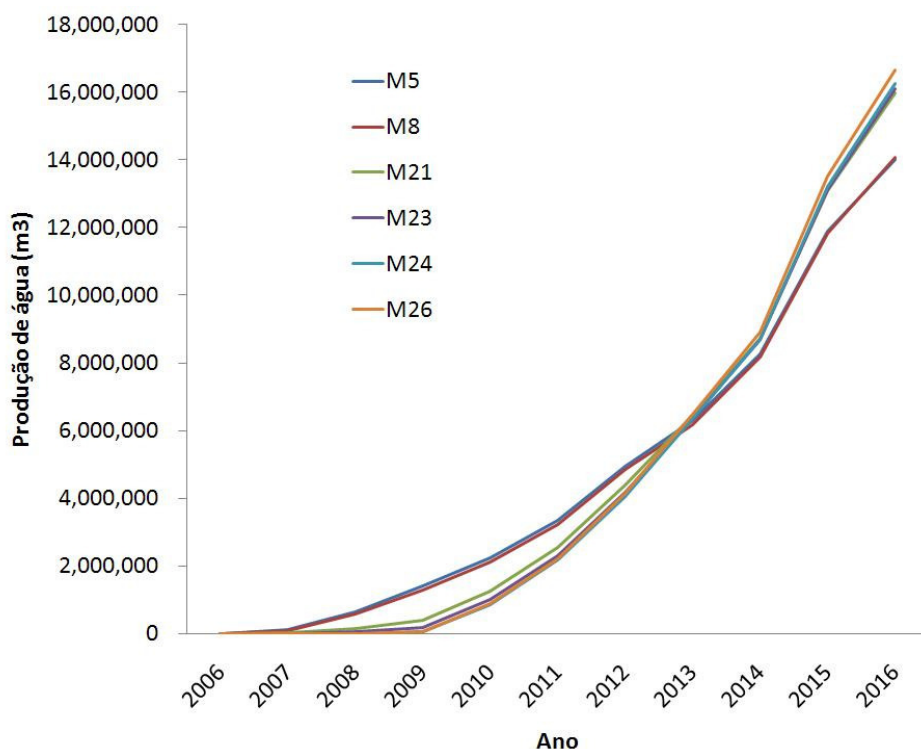


Figura 4.21 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para E06

Tomando como exemplo a Estratégia 06, foi adotado $(US\$ 4000 \text{ Milhões})^{-1}$ como valor do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e $(US\$ 5000 \text{ Milhões})^{-1}$ como coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão. Como o portfólio selecionado é o de maior EqC, o portfólio selecionado é o M21.

Considerando $(US\$ 4000 \text{ Milhões})^{-1}$ como valor do coeficiente de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e $(US\$ 5000 \text{ Milhões})^{-1}$ como coeficiente de aversão ao risco relacionado ao semi-desvio padrão, foram obtidos para cada estratégia um portfólio ótimo: H88, I88, J15, K19, L89, M21 e N16. As Figuras 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25 mostram novamente o investimento, o fluxo de caixa anual, a produção de óleo anual e a produção de água anual, respectivamente, agora para cada portfólio ótimo de cada estratégia

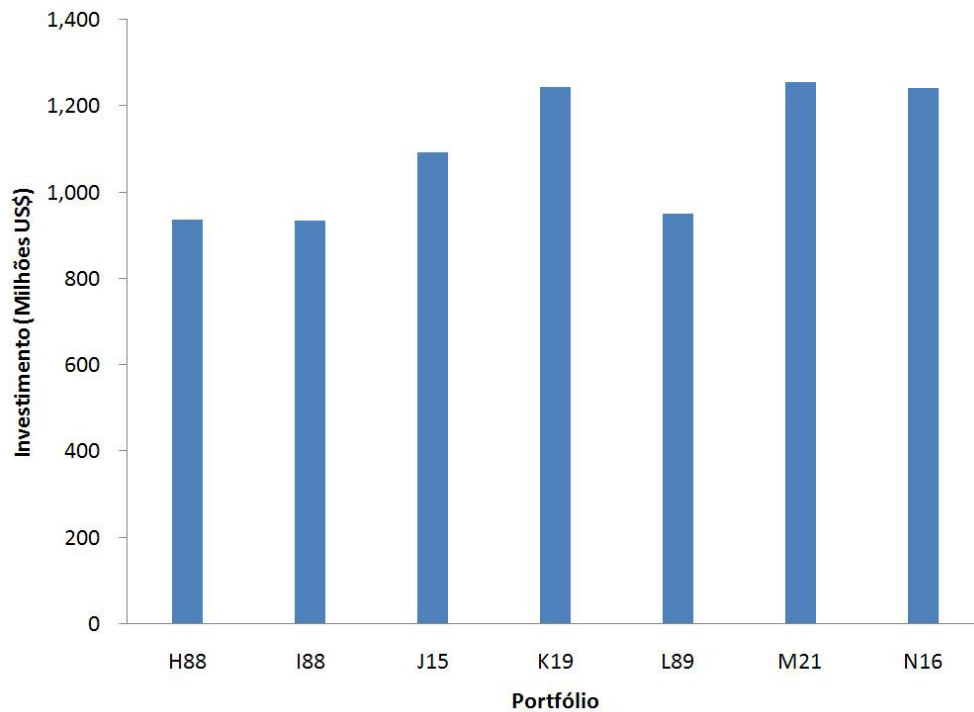


Figura 4.22 – Investimento em função do portfólio selecionado para cada estratégia

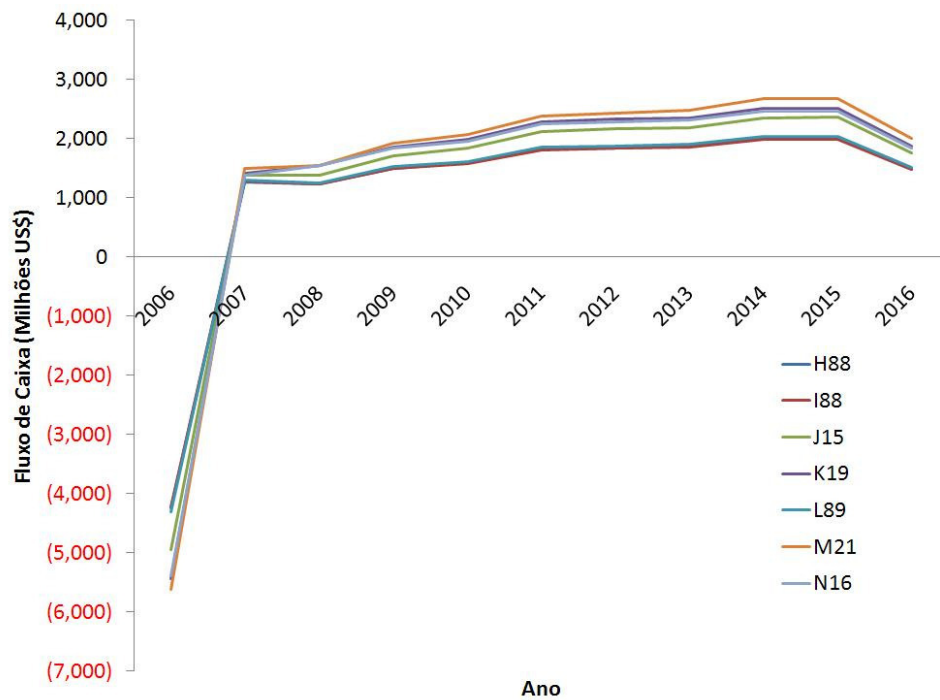


Figura 4.23 – Fluxo de caixa anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia

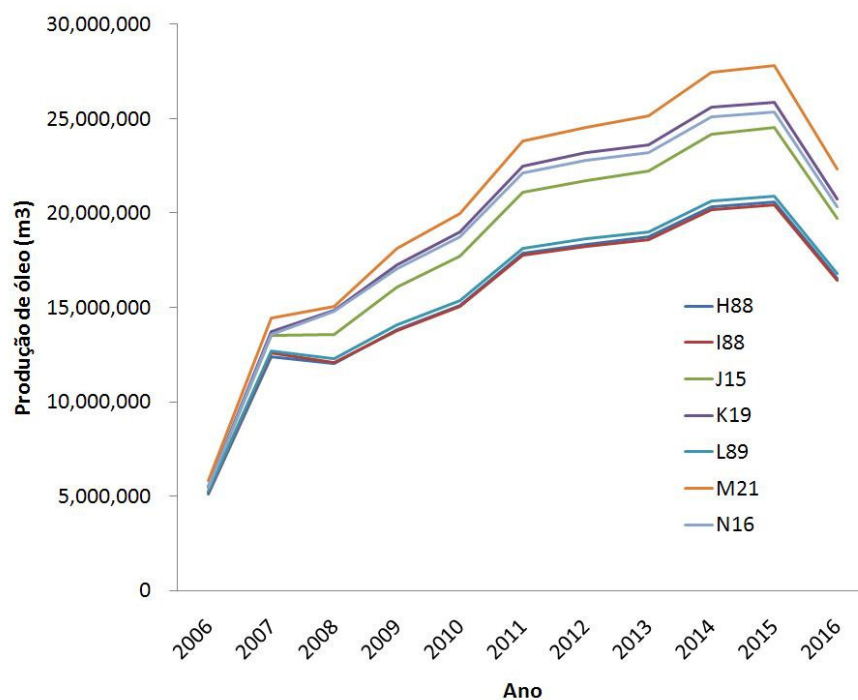


Figura 4.24 – Produção de óleo anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia

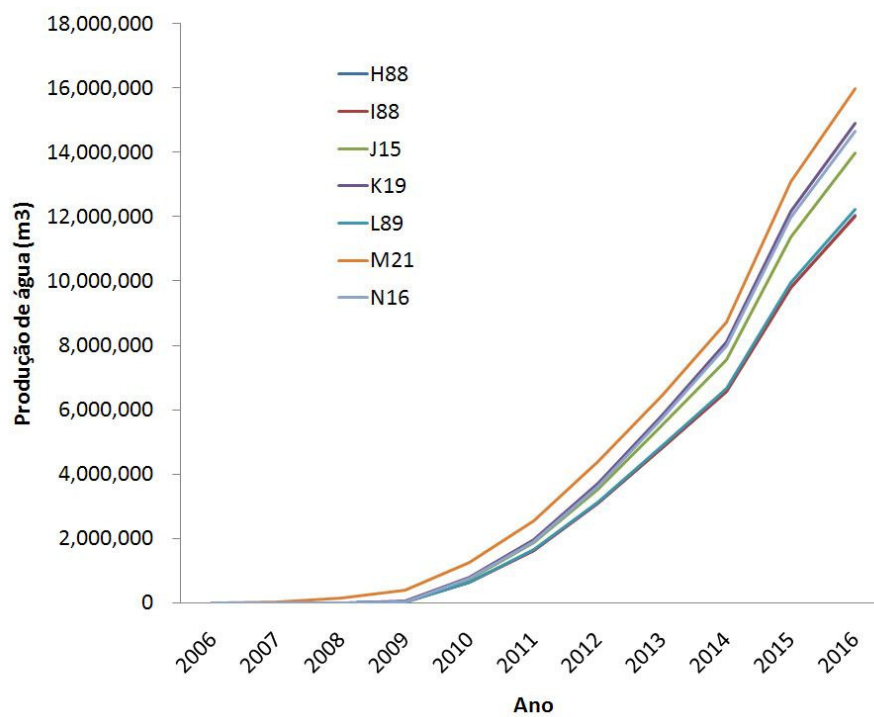


Figura 4.25 – Produção de água anual em função do portfólio selecionado para cada estratégia

Pela Figura 4.22, a Estratégia 06 (M21) é a que possui maior investimento, enquanto a Estratégia 02 (I88) é a que possui o menor investimento. Pela Figura 4.23, notamos que todas as estratégias tem uma similaridade no fluxo de caixa. Na Figura 4.24, notamos que a Estratégia 06 (M21) é a que possui a maior produção de óleo e que a Estratégia 02 (I88) é a que possui a menor produção de óleo. Na Figura 4.25, notamos que a Estratégia 06 (M21) é a que possui a maior produção de água e que a Estratégia 02 (I88) é a que possui a menor produção de água. Comparando as figuras acima, percebemos que a Estratégia 06 possui os maiores valores em todas as variáveis analisadas, enquanto que a Estratégia 02 é a que possui os menores valores em todas as variáveis analisadas.

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões

Este trabalho teve como objetivo principal utilizar uma solução integrada para análise de portfólios de projetos de E&P que levasse em consideração as características inerentes de risco e retorno dos projetos, por meio de uma técnica de otimização, análise de risco, teoria moderna do portfólio e teoria da preferência. As principais conclusões obtidas neste trabalho são apresentadas a seguir:

Nesse estudo verificou-se que o uso de uma métrica de risco diferente gera uma combinação diversa de projetos no portfólio. Para um mesmo retorno, a composição dos projetos varia de uma métrica para outra. Esse fato pode ser interessante para a empresa no momento de realizar parcerias para participação em projetos e/ou aquisição de reservas (*farm-in*) ou venda de participações e/ou de reservas (*farm-out*).

O processo de otimização de portfólios, considerando as sete estratégias corporativas, gerou vários portfólios viáveis, mas não indicou qual o portfólio ótimo para a empresa. Para auxiliar a seleção do portfólio ótimo utilizou-se a teoria da preferência. Essa teoria leva em consideração os níveis de tolerância da empresa. Em compensação, esse nível de tolerância tem um grande impacto na seleção do portfólio ótimo, fazendo com que sua estimativa seja feita de maneira bastante criteriosa devido a sua grande influencia na seleção do portfólio. Esse fato pode ser comprovado na análise de sensibilidade realizada para as duas seleções de portfólios feita neste trabalho. Tanto o valor de tolerância ao risco, quanto os valores dos coeficientes de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e ao semi-desvio padrão afetaram de maneira significativa a seleção de portfólio.

Esses dois tipos de métricas (desvio-padrão e o semi-desvio padrão) mostraram um bom desempenho para diversos tipos de projetos que simularam as condições encontradas em bacias marítimas de águas profundas de reservas descobertas, mas não desenvolvidas podendo ser incorporadas perfeitamente no processo de otimização e seleção de portfólios desses projetos.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

O tema abordado nesta dissertação é bastante amplo, fato que gera várias questões que não puderam ser estudadas e que podem ser desenvolvidas em trabalhos futuros. A seguir algumas sugestões para trabalhos futuros.

O uso de diferentes métricas de risco gera uma diferente combinação entre os projetos de um portfólio. O problema ainda está na formulação matemática para poder selecionar o portfólio ótimo. Nesta dissertação, foram utilizadas duas equações, uma que usava o desvio padrão como medida de risco e outra que usava uma combinação do entre o desvio padrão e o semi-desvio padrão. Uma sugestão seria a obtenção de uma equação que empregasse apenas o semi-desvio padrão como medida de risco, bem como outras medidas de risco, como, por exemplo, o percentil.

Tendo em vista a grande influência gerada pelos valores de tolerância ao risco e coeficientes de aversão ao risco relacionado ao desvio padrão e ao semi-desvio, seria interessante desenvolver uma metodologia que diminuísse o seu grau de incerteza.

Para o caso das reservas descobertas, mas não desenvolvidas podem ser incorporadas novas informações a esses tipos de reservas, como por exemplo, infra-estrutura, qualidade do óleo, entre outros tipos de informações que represente melhor as condições encontradas para a seleção de portfólios de projetos nessas regiões.

Referências Bibliográficas

ADEKUNLE, S.E. Applying Integrated Project Management Methodology to Hydrocarbon Portfolio Analysis. Beijing, China. SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Dec., 2006. (Paper SPE, 100967)

APRIL, J. et al. A new optimization methodology for portfolio management. Denver, Colorado: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Mar., (2003b). 5pp. (Paper, SPE 84332)

BACK, M. J. A discussion on the impact of information technology on the capital investment decision process in the petroleum industry. Louisiana: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Oct., 2001. 13pp. (Paper SPE, 71420)

BÄCK, T. "Evolutionary Algorithms in Theory and Practice: Evolution Strategies, Evolutionary Programming, Genetic Algorithms". New York:Oxford University Press, 1996.

BALL, B., Savage, S. Holistic vs. Hole-istic E&P strategies. Journal of Petroleum Technology: 74-84, 1999.

BANNWART, A. C., Trevisan, O. V. Óleos pesados: Oportunidades e desafios para a pesquisa. Campinas, Maio 2006. Cepetro Online.

BARBOSA, D. H. et al. Regulação em petróleo e gás natural. Campinas: Komedi, 2001. pp. 48-100.

BEGG, S., BRATVOLD, R., CAMPBELL, J., The Value of Flexibility in Managing Uncertainty in Oil and Gas Investments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77586, Setembro/Outubro, 2002.

BOHI, F. R, MICHAEL, A. T. Analyzing nonrenewable resources supply. Washington: RfF, 1998. 159 pp.

BREALEY, R. A., MYERS, S. C. Principles of corporate finance, McGraw-Hill, 1028 pp., 2005.

CAMPBELL, J. M.; Campbell, J. M.; Campbell, J. A., 2001, "Analysing and Managing Risky Investments". Oklahoma: John Campbell, 488 pp.

CLEMEN, R. T., Making Hard Decisions – An Introduction to Decision Analysis. Belmont: Duxbury, 1995, 664pp.

COOPERSMITH, E. M., Cunningham, P. C., A Practical Approach to Evaluating the Value of Information and Real Option Decisions in the Upstream Petroleum Industry. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., SPE 77582, Setembro/Outubro, 2002.

COZZOLINO, J. M. Controlling risk in capital budgeting: a practical use of utility theory for measurement and control of petroleum exploration risk. The Engineering Economist, v.25, nº, 1980. pp.161-186.

DAVIS, Lawrence. Handbook of Genetic Algorithms, Van Nostrand Reinhold, USA, 1991.

DEMIRMEN, F., Use of "Value of Information" Concept in Justification and Ranking of Subsurface Appraisal. SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Denver, U.S.A., SPE 36631, Outubro, 1996.

DEMIRMEN, F., Subsurface Appraisal: The Road from Reservoir Uncertainty to Better Economics. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, U.S.A., SPE 68603, Abril, 2001.

DENNEY, D. Decision and risk analysis contribute to portfolio management strategies. Journal Petroleum Technology, Texas, Mar., 2003. 6pp.

DIAZ GALEANO, Y. Metodologia para o desenvolvimento de campos de petróleo. Campinas, 1998. 91p. (Dissertação de Mestrado em Engenharia do

Petróleo (Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia do Petróleo), Universidade Estadual de Campinas).

DUNN, M. D., A Method to Estimate the Value of well Log Information. SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Washington, U.S.A., SPE 24672, Outubro, 1992.

FAYA, L. C., LAKE, L. W. Beyond Portfolio Optimization. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, U.S.A., SPE 107709, Abril, 2007.

FICHTER, D. P. Application of genetic algorithms in portfolio optimization for the oil and gas industry. Dallas, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Oct., 2000. 8pp.

GENTLE, J. E. Random number generation and Monte Carlo methods. New York: Springer, 1998. 247pp.

GENTRY, D., O'Neil, T. Mine investment analysis. New York: AIME, 1984. 505p.

GERHARDT, J. H., HALDORSEN DANOP, HALDORSEN H. H., On the Value of Information. Offshore Europe 89, Aberdeen, SPE 19291, Setembro, 1989.

GOLDBERG, D. E. Genetic algorithms in search, optimization and machine learning. Dallas, Texas: Addison-Wesley, 1989. 412pp.

GONÇALVES Jr, CLEBER; PAMPLONA, EDSON DE O.; MONTEVECHI, JOSÉ A. Seleção de Carteiras Através do Modelo de Markowitz para Pequenos Investidores (Com o Uso de Planilhas Eletrônicas). IX Simpep outubro de 2002. Bauru, SP.

GROEBNER, D.F., SHANNON, P.W. Business statistics: a decision making approach. 4a ed. New York: Macmillan, 1993.

GRUY, H. J., GARB, F. A., WOOD, J. W. Determining the value of oil and gas in the ground. In: WORLD OIL CXCIV, pp. 108 – 108, 1982.

HAMMOND III, J. S. Simplifying the choice between uncertain prospects where preference is non-linear. Management Science, vol. 20, nº 7, Mar., 1974. pp.1047-1072.

HOLLAND, J. H. (1975). Adaptation in natural and artificial systems. Ann Arbor: University Michigan Press.

HOLLOWAY, C.A., 1979. Decision Making Under Uncertainty: Models and Choices. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ.

HORNE, J. C. V. Política e administração financeira. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 1974. Vol. 1.

HOWARD, R. A., Proximal Decision Analysis, Management Science, V. 17, No. 9 (May 1971), pp. 507-541.

KEEFER, D. L. Certainty Equivalents for Three-Point Discrete Distribution Approximations, Management Science, Vol. 40, No. 6, pp. 760–773, June, 1994

KONINX, J. P. M., Value of Information: From Cost Cutting to Value Creation. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, SPE 64390, Outubro, 2000.

JOHNSTON, D (2002). Value of Reserves-undeveloped, Petroleum Accounting and Management Journal, Fall 2002, 21, 3, p. 120-132.

LAZO, J. G. L. Sistema híbrido genético neural para montagem e gerenciamento de carteiras de ações. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-PUC/DEE, Rio de Janeiro, 2000.

LESSARD, R. W. Portfolio optimization techniques for the energy industry. Dallas, Texas: SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Apr., 2003, 6 pp. (Paper SPE, 82012)

LIMA, G. A. C., Schiozer, R. F.; Suslick, S.B. HOW DO MANAGERS ASSESS FUTURE OIL PRICES? In: Rio Oil & Gas 2006 - Expo and Conference - September 11-14, 2006b, Rio de Janeiro. Anais da Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006b. Rio de Janeiro : IBP, 2006.

LIMA, G. A. C., Schiozer, R. F., Suslick, S. B., The Efficient Frontier of Oil Projects Portfolio as a Tool for Decision-Making. Rio Oil & Gas 2006: Expo and Conference – September 11-14, 2006, Rio de Janeiro. Anais do Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006a. Rio de Janeiro : IBP, 2006.

LIMA, G. A. C., Suslick, S. B. The Practice of Risk Quantification and Portfolio Analysis in the Decision-Making of Offshore Projects. AAPG ANNUAL CONVENTION, 2006, Houston

LIMA, G. A. C.; Suslick, S. B; Pereira, J.Q. Portfolio Optimization of Oil Production Projects Using Mathematical Programming and Utility Theory. 18th International Congress of Mechanical Engineering, November 6-11, 2005, Ouro Preto, MG, 11p.

LIMA, G. A. C., Vidal, A. C., Suslick, S. B., Quantifying Geological and Financial Risk of Undeveloped Oil Reserves. XXVI Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering. October 19-21, 2005, Guarapari – ES.

LIMA, G. A. C. Teoria das opções reais e teoria da preferência aplicada ao processo decisório em E&P de petróleo. 2004. 176f. Tese (Doutorado em Geociências) – UNICAMP/IG/DGRN, Campinas.

LOHRENZ, J., Net Values of Our Information. JPT – Journal of Petroleum Technology, Abril, 1988.

- LUENBERGER, D. G., 1998, "Investment Science". Oxford: Oxford Press. 494 p.
- MACULAN, N. F., PEREIRA, M. V. F. Programação linear. São Paulo: Atlas, 1980. 182pp.
- MARKOWITZ, H., 1991. Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments, Second edition. Blackwell, Oxford.
- MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection: efficient diversification of investments. New York: John Wiley & Sons, 1959. 343pp.
- MARKOWITZ, H., 1956. The optimization of a quadratic function subject to linear constraints. Naval Research Logistics Quarterly III, 111 –133.
- MARKOWITZ, H.M.: "Portfolio Selection," J. Finance (March 1952) 7, 77.
- MARTINS, E. Administração financeira: as finanças das empresas sob condições inflacionárias. São Paulo: Editora Atlas, 1985. 560pp.
- McNAMEE, P., CELONA, J., 1987. Decision Analysis for the Professional with Supertree. Redwood City, Ca: Scientific Press
- Mc VEAN, J. R. The significance of risk definition on portfolio selection. Dallas, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Oct., 2000. 7pp. (Paper SPE, 62966)
- MERRIT, D. Portfolio optimization using efficient frontier theory. Dallas, Texas: SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Apr., 2000. 8pp. (Paper SPE, 59457)
- MOTTA, R., CALOBA, G., ALMEIDA, L., MOREIRA, A., NOGUEIRA, M., CARDOSO, L., BERLINK, L. Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry. Brisbane, Australia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Oct., 2000. 9pp. (Paper SPE, 64528)

MURTY, K. G. Linear programming. New York: John Willey & Sons, 1983. 482pp.

NEPOMUCENO, F. Tomada de decisão em projetos de risco na exploração de petróleo. 1997. 120f. Tese (Doutorado em Geociências) – UNICAMP/IG/DGRN, Campinas, 1986.

NEPOMUCENO, F., SUSLICK, S. B. Alocação de recursos financeiros em projetos de risco na exploração de petróleo. Revista de Administração de Empresas (RAE – FGV), Rio de Janeiro, nº. 1, set/2000, pp. 40:63 –76.

NEWENDORP, P. D. Decision analysis for petroleum exploration. Tulsa: Pennwell, 1975. 668pp.

ORMAN, M.M., DUGGAN, T.E., 1999. Applying Modern Portfolio Theory to Upstream Investment Decision Making. Paper – Society of Petroleum Engineers, vol. 54774.

PEREIRA, J. Q. Seleção de Portfólios de Projetos de Produção de Petróleo por Intermédio de Técnicas de Otimização e Curvas de Isopreferências: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005. 111p. Dissertação (Mestrado)

PRATT, J. W. Risk aversion in the small and in the large. Econometrica. Rio de Janeiro, vol.32, nº. 1, ago/1964, pp 122-136.

PUCCINI, A. L. Introdução à programação linear. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1980. 253pp.

RAIFFA, H., 1968. Decision Analysis: Introductory Lectures on Choices Under Uncertainty. Addison-Wesley, Reading, MA.

RASEY, S. M. Visualization and Interactive Filtering of Strategy Driven Portfolios as an Alternative to LP Optimization. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, U.S.A., SPE 94676, Abril, 2005.

ROSE, P. R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. Oklahoma: American association of petroleum geologists, Mar., 2002. 164pp.

ROSS, S. A., WESTERFIELD, R. W., JAFEE, F. J. Corporate Finance, McGraw-Hill, 2004. 992pp.

ROSS, J. G., GAFFNEY, SPE/WPC/AAPG Resource Definitions as a Basis for Portfolio Management. Dallas. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, April, 2001. (Paper SPE, 68573)

SANTOS, E. F. Um Modelo de Pré-despacho em Usinas Hidrelétricas usando Algoritmos Genéticos. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2001. 113p. Dissertação (Mestrado)

SCHAFFER, Richard L. McClave, J.T., Probability and statistics for engineers . Boston : Duxbury, 1986., 648p.

SIDDIQUI, M., Al-Yateem, K., Al-Thawadi, A., A New Tool to Evaluate the Feasibility of Petroleum Exploration Projects Using a Combination of Deterministic and Probabilistic Methods. Bahrain. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Mar., 2007. (Paper SPE, 105694)

SHARPE, W., 1970, "Portfolio Theory and Capital Markets" McGraw-Hill Book Company (New York), 316 pp.

SOBRINHO, A. C. "Uma análise dos algoritmos genéticos e suas aplicações em sistemas de acesso à informação". Monografia de conclusão de curso, CGCC, Universidade Federal do Maranhão, 2003.

SPIEGEL, M. R. Estatística. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil Ltda, 1972.

STATMAN, M. How many stocks make a diversified portfolio? Journal of financial and quantitative analysis. Set. 1987.

STERMOLE, F.J., STERMOLE, J.M. Economic evaluation and investment decision methods, Investments Evaluations Corporation, 10th Edition. 718p., 2000.

SUSLICK, Saul B.; SCHIOZER, Denis J. Risk Analysis Applied to Petroleum Exploration and Production: An Overview. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol 44,n.2, pp1-9,2004.

SUSLICK, S. B. Notas de aulas de avaliação econômica de projetos de exploração e produção de petróleo. Disciplina PP104, 2003. 200pp.

SUSLICK, S. B., Furtado, R., Nepomuceno, F. Integrating Technological and Financial Uncertainty for Offshore Oil Exploration: An Application of Multobjective Decision Analysis. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, U.S.A., SPE 68579, April, 2001.

SUSLICK, S. B. e Furtado, R., “Quantifying the Value of Technological, Environmental, and Financial Gain in Decision Models for Offshore oil Exploration”, Journal of Petroleum Science e Engineering, 32 (2001), Iss 2-4, pp. 115-125

THE SCOTIA GROUP, INC. (<http://www.scotia-group.com>). This website was visited several times in April-June, 2007.

TRIGEORGIS, L. Real options – Managerial flexibility and strategy in resources allocation. Third edition. Cambridge: The MIT Press, 1998. 427 pp.

TVERSKY, A; KAHNEMANO, D. Judgment under uncertainty: chemists and biases. Science, v. 185, pp. 1124-1131, 1974.

VON NEUMANN, J., MORGENSTERN, O. The theory of games and economic behavior. 3 ed. Princeton: Princeton University Press, 1953. 648 pp.

WALLS, M. R. Corporate risk tolerance and capital allocation: a practical approach to implementing an exploration risk policy. Journal of Petroleum Technology, vol. 47, nº 4, 1995. pp. 307-311.

WALLS, M. R., DYER, J.S. Risk propensity and firm performance: a study of the petroleum exploration industry. Management Science, vol.42, nº 7, 1996. 1200pp.

WALLS, M. R. Combining decision analysis and portfolio management to improve project selection in the exploration and production firm Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 44, 2004. pp. 55-65.

WARREN., Development Decision: Value of Information. Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, U.S.A., SPE 11312, Março, 1983.

WAYNE L. Introduction to Mathematical Programming - Applications and Algorithms. Winston Duxbury Press. 1995.

WHITNEY, J.W., WHITNEY, R.E. Investment and risk analysis in mineral industry. Nevada: John Whitney, 1978. 224p.

WINSTON, W. L. Operations research: applications and algorithms. Belmont: Duxbury, 1994.1372pp.

XAVIER, Alexandre Monticuco. Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo. Campinas, 2004. 159pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2004.

Anexos

Anexo A: Formulação do EqC para uma distribuição contínua

$$EqC = -\frac{1}{c} \ln \int_{-\infty}^{+\infty} p(x) e^{-cx} dx. \quad A.1$$

Onde:

EqC = Equivalente certo

c = Coeficiente de aversão ao risco

x = Valor monetário

p = Probabilidade de ocorrência do evento

Resolvendo a integral, temos:

$$I(x) = \int p(x) e^{-cx} dx. \quad A.2$$

Considerando que a função de distribuição de probabilidade seja normal, ou seja:

$$p(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}. \quad A.3$$

Onde:

μ = Média

σ = Desvio padrão

x = Valor monetário

Então:

$$I(x) = \int \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} e^{-cx} dx. \quad \text{A.4}$$

Fazendo a integração por partes, ou seja:

$$I = \int u dv = uv - \int v du. \quad \text{A.5}$$

Sendo:

$$u = e^{-cx} \quad \text{A.6}$$

e

$$dv = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx. \quad \text{A.7}$$

Temos:

$$du = -ce^{-cx} dx \quad \text{A.8}$$

e

$$v = \int \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx,$$

$$v = \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right). \quad \text{A.9}$$

Substituindo (A.6), (A.8), (A.9) em (A.5), temos:

$$\begin{aligned} I(x) &= e^{-cx} \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) - \int \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) (-c e^{-cx}) dx \\ I(x) &= \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) e^{-cx} + \frac{1}{2} e^{-cx} \left[-\operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) + e^{cx - \mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) \right] \\ I(x) &= \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) e^{-cx} - \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) e^{-cx} + \frac{1}{2} e^{-cx} e^{cx - \mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) \\ I(x) &= \frac{1}{2} e^{-cx + cx - \mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) \\ I(x) &= \frac{1}{2} e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right). \quad \text{A.10} \end{aligned}$$

Em (A.10), temos o resultado para uma integral não definida. Esse resultado ainda é função de x . Para eliminarmos esse x , precisamos definir a integral. Pelo teorema fundamental do cálculo, temos:

$$\int_a^b f(x) dx = I(b) - I(a). \quad \text{A.11}$$

Como os limites de integração são infinitos, temos que tomar os limites laterais, ou seja:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} p(x)e^{-cx} dx = \lim_{x \rightarrow +\infty} I(x) - \lim_{x \rightarrow -\infty} I(x),$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} p(x)e^{-cx} dx = \lim_{x \rightarrow +\infty} \left[\frac{1}{2} e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) \right] - \lim_{x \rightarrow -\infty} \left[\frac{1}{2} e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) \right]$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} p(x)e^{-cx} dx = \left(\frac{1}{2} e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \right) \left[\lim_{x \rightarrow +\infty} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) - \lim_{x \rightarrow -\infty} \operatorname{Erf} \left(\frac{x - \mu + c \sigma^2}{\sigma \sqrt{2}} \right) \right] \quad \text{A.12}$$

A função erro é definida por:

$$\operatorname{Erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt. \quad \text{A.13}$$

A Figura A.1 mostra o comportamento da função erro.

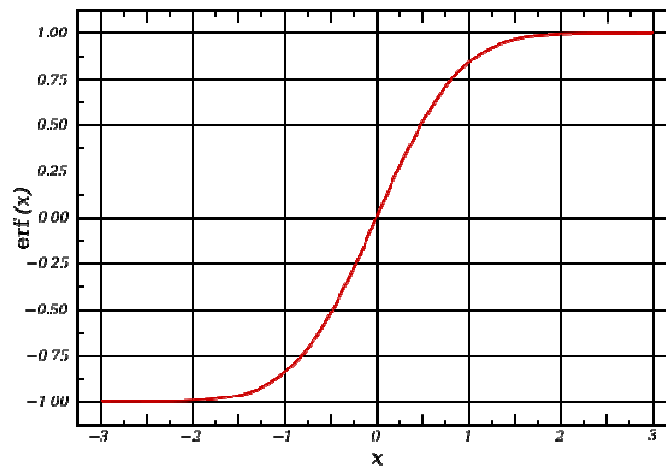


Figura A.1 – Gráfico da função erro

Resolvendo o limite da função erro, temos:

$$\lim_{x \rightarrow +\infty} \left[\text{Erf} \left(\frac{x - \mu + c\sigma^2}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right] = \lim_{x \rightarrow +\infty} \left[\text{Erf} \left(\frac{x}{\sigma\sqrt{2}} + \frac{c\sigma^2 - \mu}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right] = 1. \quad \text{A.14}$$

Analogamente, temos:

$$\lim_{x \rightarrow -\infty} \left[\text{Erf} \left(\frac{x - \mu + c\sigma^2}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right] = -1. \quad \text{A.15}$$

Substituindo (A.14) e (A.15) em (A.12), temos:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} p(x) e^{-cx} dx = \left(\frac{1}{2} e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \right) [1 - (-1)]$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} p(x) e^{-cx} dx = e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \quad \text{A.16}$$

Substituindo (A.16) em (A.1), temos:

$$EqC = -\frac{1}{c} \ln \left(e^{-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2}} \right)$$

$$EqC = -\frac{1}{c} \left(-\mu c + \frac{c^2 \sigma^2}{2} \right)$$

$$EqC = \mu - \frac{c\sigma^2}{2} \quad \text{A.17}$$

Como:

$$c = \frac{1}{R}$$

A.18

Onde:

c = Coeficiente de aversão ao risco

R = Tolerância ao risco

Então:

$$EqC = \mu - \frac{\sigma^2}{2R}$$

A.19

Onde:

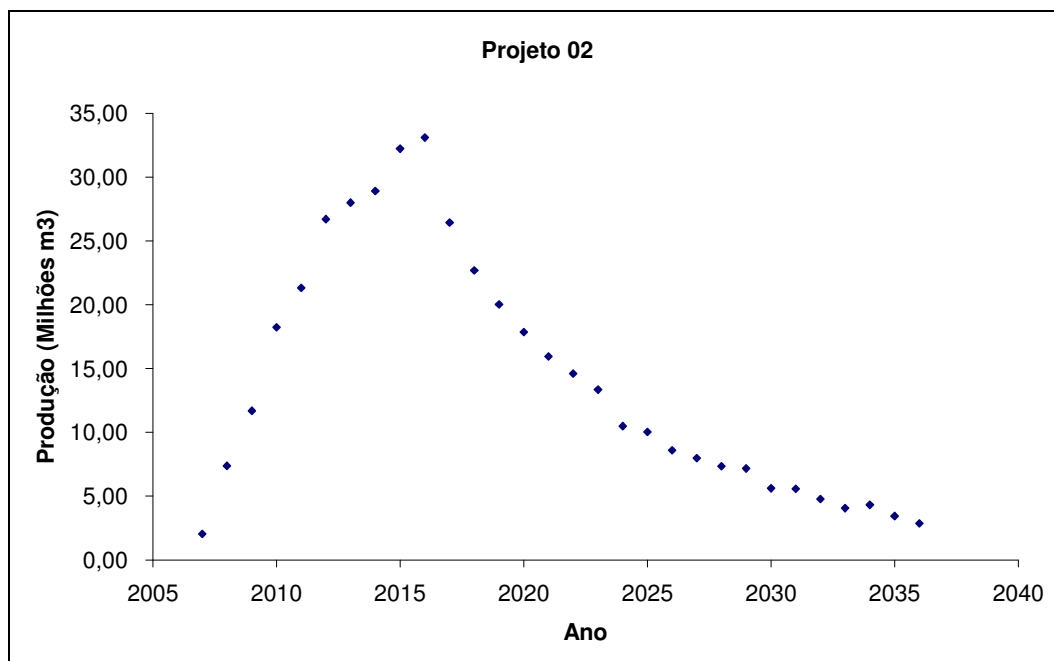
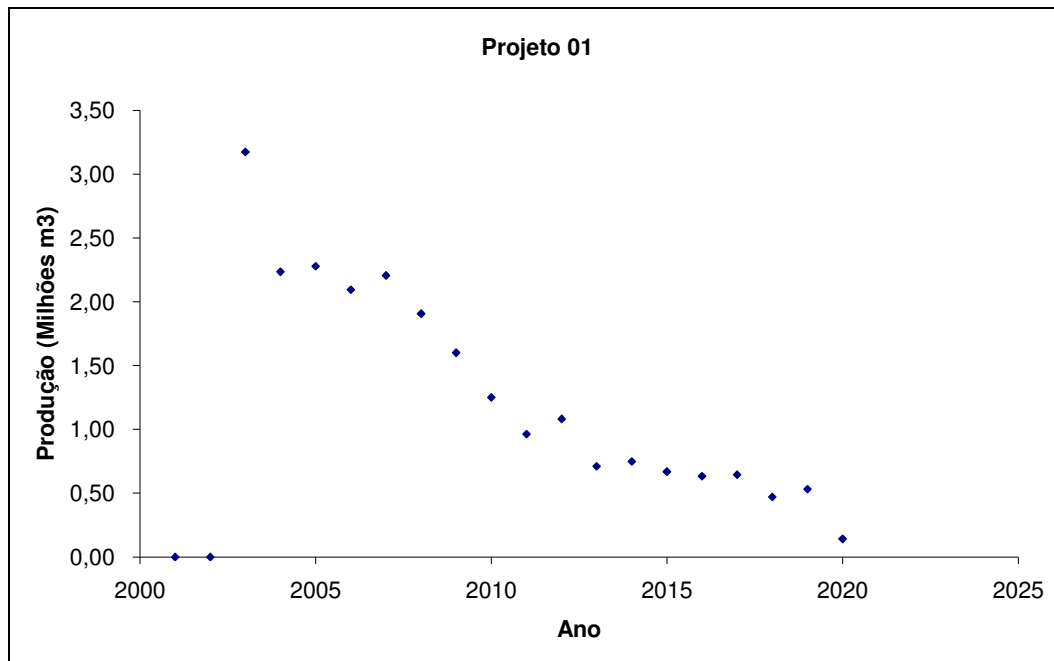
EqC = Equivalente certo

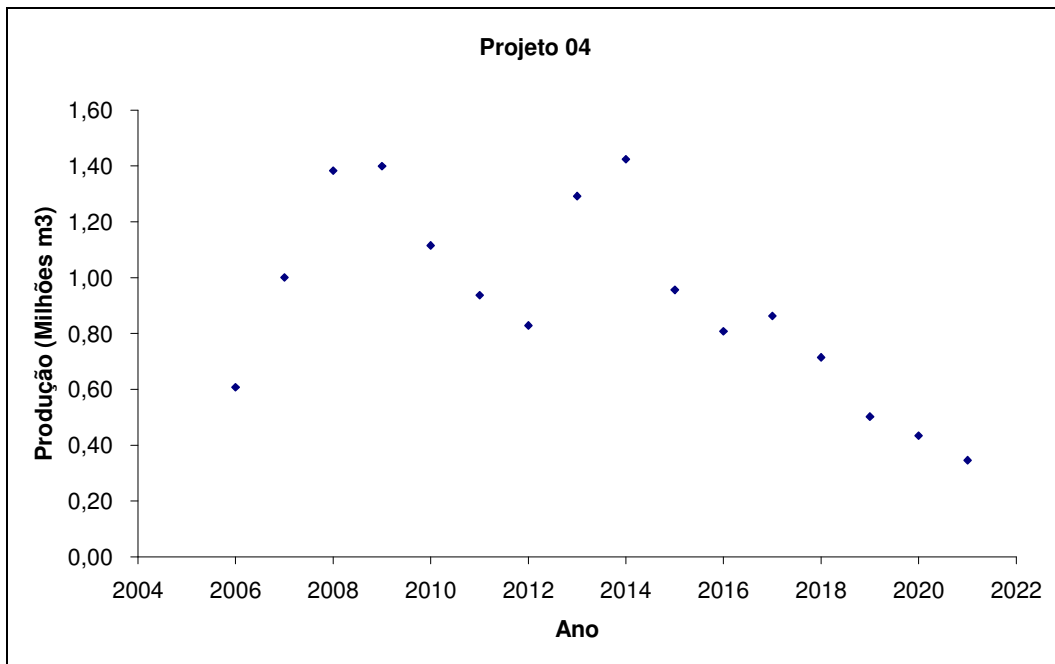
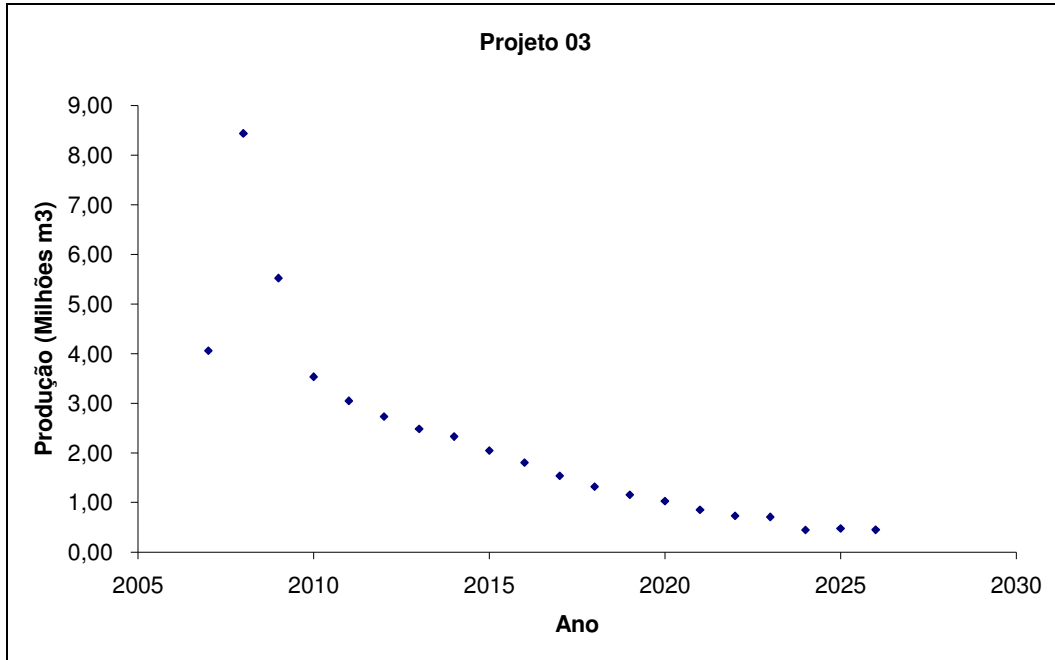
μ = Média

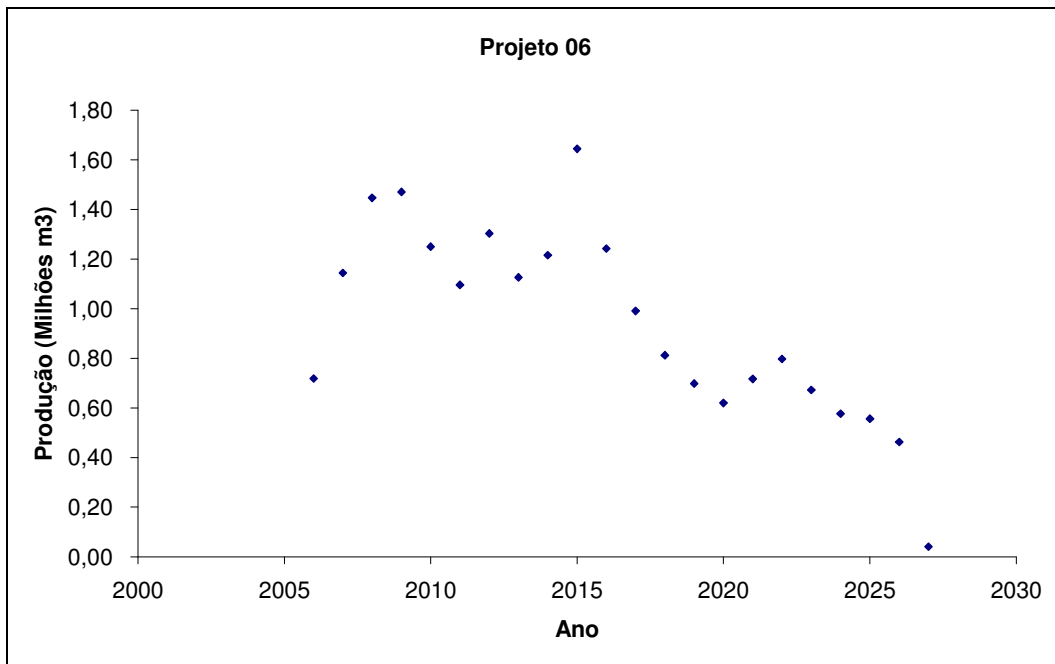
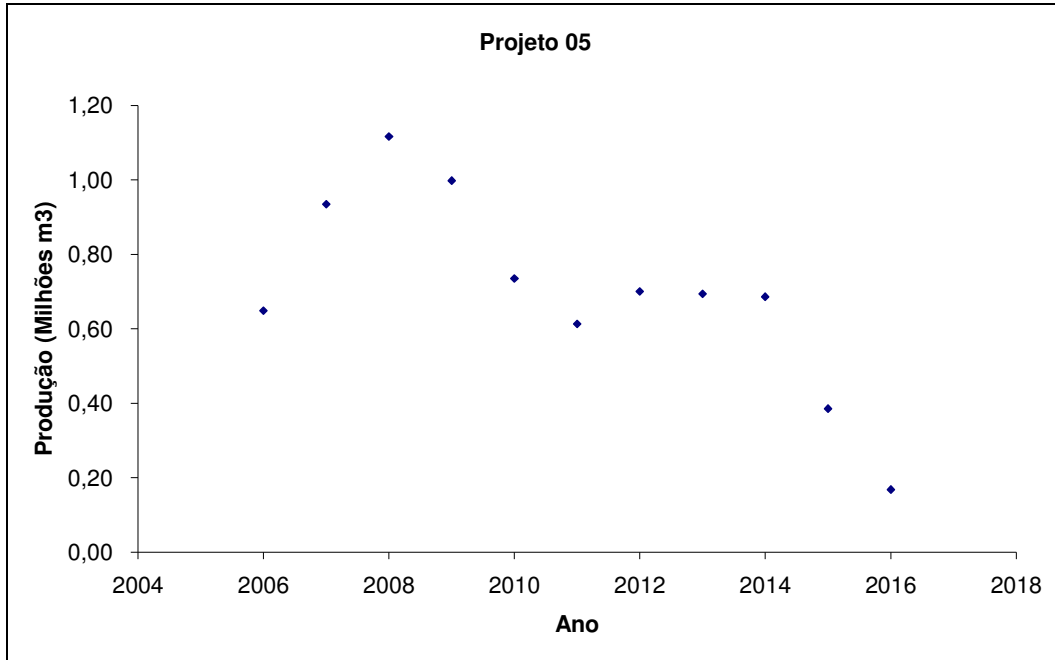
σ = Desvio padrão

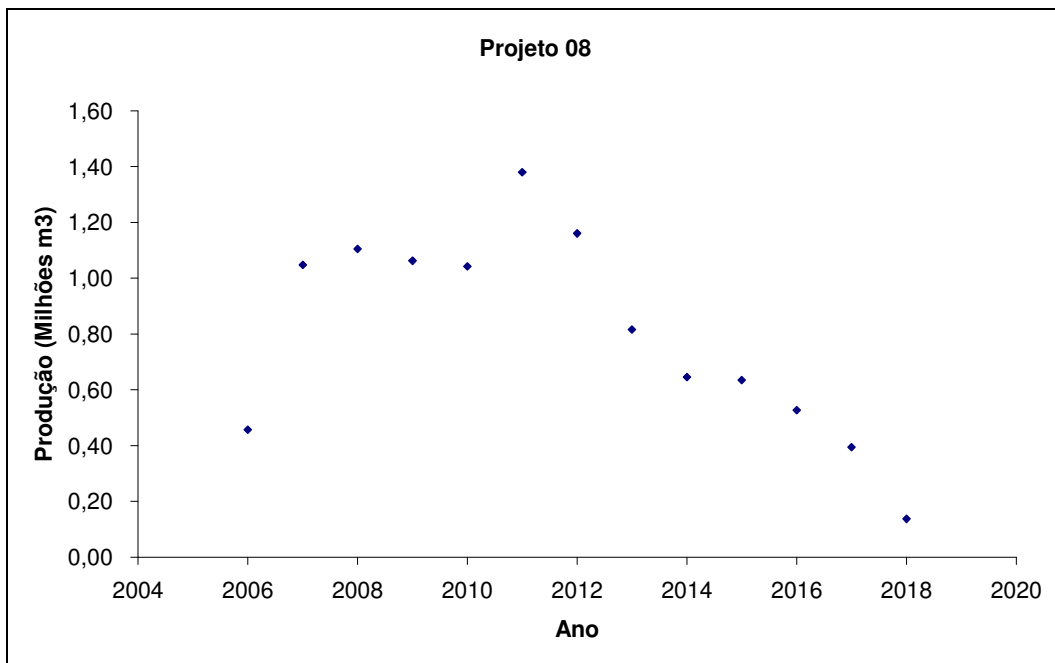
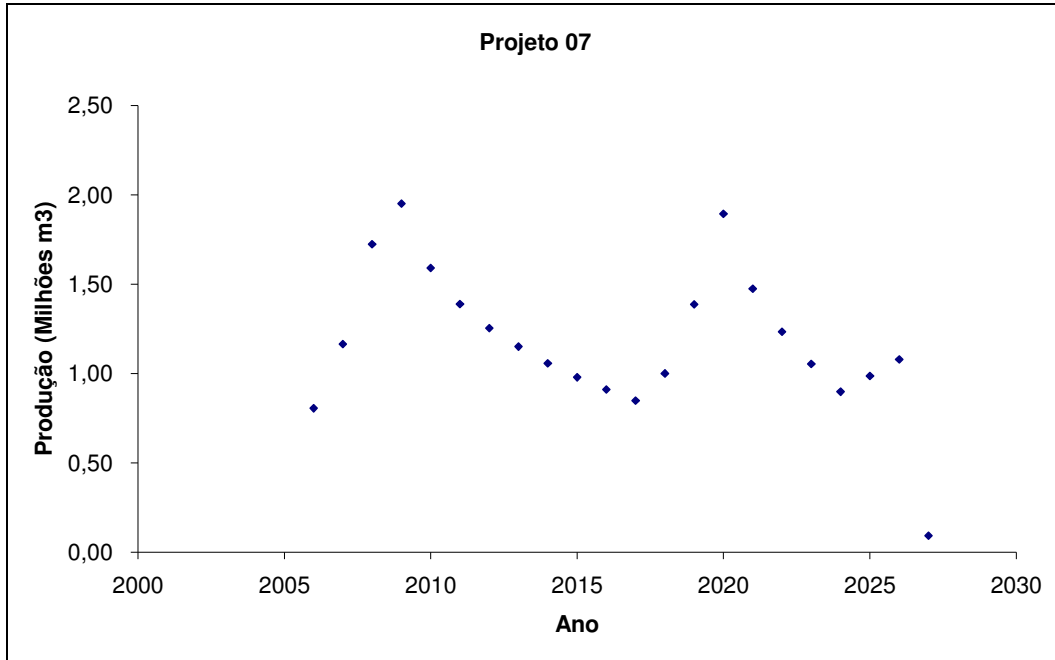
R = Tolerância ao risco

Anexo B: Curvas de produção dos projetos









Anexo C: Fluxos de caixas dos projetos de produção

Projeto 01

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	150.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	250.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	18
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	335.40

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	150.00	250.00
2002	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
2003	3,175,153.75	4,132.47	360,348,192.00	2,586,750.75	798.84	57.58	856.43		
2004	2,234,583.75	3,763.25	253,602,912.00	2,840,027.25	562.20	40.53	602.73		
2005	2,278,251.50	3,427.78	258,558,784.00	2,936,108.00	573.19	41.32	614.51		
2006	2,094,343.00	15,394.68	237,686,976.00	2,714,842.00	526.92	37.98	564.90		
2007	2,205,842.00	119,222.74	250,340,992.00	2,965,183.00	554.97	40.00	594.98		
2008	1,907,498.00	457,072.02	216,482,048.00	2,903,287.00	479.91	34.59	514.51		
2009	1,600,961.00	995,515.06	181,692,928.00	3,006,200.00	402.79	29.03	431.82		
2010	1,251,082.00	1,327,558.25	141,985,408.00	2,863,168.00	314.76	22.69	337.45		
2011	963,243.00	1,426,120.25	109,318,400.00	2,584,370.00	242.34	17.47	259.81		
2012	1,082,292.00	2,082,656.50	122,829,312.00	3,356,000.00	272.30	19.63	291.92		
2013	710,236.00	1,674,084.00	80,604,800.00	2,492,000.00	178.69	12.88	191.57		
2014	748,354.00	2,067,808.00	84,930,560.00	2,912,252.00	188.28	13.57	201.85		
2015	669,966.00	2,138,242.00	76,034,560.00	2,877,956.00	168.56	12.15	180.71		
2016	633,056.00	2,294,273.00	71,845,376.00	2,977,792.00	159.27	11.48	170.75		
2017	644,444.00	2,544,234.00	73,137,920.00	3,250,144.00	162.14	11.69	173.82		
2018	470,306.00	1,952,534.00	53,375,232.00	2,485,412.00	118.33	8.53	126.85		
2019	531,672.00	2,464,978.00	60,339,200.00	3,024,444.00	133.76	9.64	143.41		
2020	142,296.00	709,374.00	16,149,248.00	856,000.00	35.80	2.58	38.38		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE
Óleo	Gás	Produção de água	Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	720		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
63.91	13.44	0.01	8.14	85.50			50.40	25.00	85.64	79.22	0.00
44.98	9.46	0.01	8.93	63.38			50.40	25.00	60.27	55.75	0.00
45.86	9.64	0.01	9.23	64.75			50.40	25.00	61.45	56.84	0.00
42.15	8.87	0.05	8.54	59.61			50.40	25.00	56.49	52.25	0.00
44.40	9.34	0.37	9.33	63.44			50.40	25.00	59.50	55.04	0.00
38.39	8.07	1.44	9.13	57.04			50.40	25.00	51.45	47.59	0.00
32.22	6.78	3.13	9.45	51.59			50.40	25.00	43.18	39.94	0.00
25.18	5.30	4.18	9.00	43.66			50.40	25.00	33.75	31.21	0.00
19.39	4.08	4.49	8.13	36.08			50.40	25.00	25.98	24.03	0.00
21.78	4.58	6.55	10.55	43.47			50.40	25.00	29.19	27.00	0.00
14.30	3.01	5.27	7.84	30.40					19.16	17.72	0.00
15.06	3.17	6.50	9.16	33.89					20.19	18.67	0.00
13.49	2.84	6.72	9.05	32.10					18.07	16.72	0.00
12.74	2.68	7.22	9.37	32.00					17.08	15.79	0.00
12.97	2.73	8.00	10.22	33.92					17.38	16.08	0.00
9.47	1.99	6.14	7.82	25.41					12.69	11.73	0.00
10.70	2.25	7.75	9.51	30.22					14.34	13.27	0.00
2.86	0.60	2.23	2.69	8.39		0.75			3.84	3.55	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(366.00)	0.00	0.00	(1,120.00)	(1,120.00)	(1,120.00)
0.00	0.00	0.00	0.00	(1,120.00)	0.00
530.67	47.76	132.67	425.64	(694.36)	333.34
347.92	31.31	86.98	305.03	(389.33)	211.40
356.07	32.05	89.02	310.41	(78.92)	190.38
321.15	28.90	80.29	287.36	208.44	155.97
341.61	30.74	85.40	300.86	509.30	144.51
283.03	25.47	70.76	262.20	771.49	111.45
221.71	19.95	55.43	221.73	993.22	83.41
153.43	13.81	38.36	176.67	1,169.89	58.81
98.32	8.85	24.58	140.29	1,310.18	41.33
116.86	10.52	29.21	152.53	1,462.71	39.76
124.29	11.19	31.07	82.03	1,544.74	18.92
129.10	11.62	32.28	85.21	1,629.95	17.40
113.82	10.24	28.46	75.12	1,705.07	13.57
105.88	9.53	26.47	69.88	1,774.95	11.17
106.44	9.58	26.61	70.25	1,845.20	9.94
77.02	6.93	19.26	50.83	1,896.04	6.37
85.58	7.70	21.40	56.49	1,952.52	6.26
21.85	1.97	5.46	14.42	1,966.94	1.41

Projeto 02

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	250.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	1,000.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	124
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	7,295.19

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2007	2,054,594.63	167.07	167,511,696.00	1,155,000.00	516.92	26.77	543.69	250.00	1,000.00
2008	7,379,111.38	162.28	596,223,600.00	8,245,000.00	1,856.53	95.28	1,951.80		
2009	11,690,054.00	65.79	942,573,568.00	14,074,662.00	2,941.13	150.62	3,091.75		
2010	18,232,008.00	38,225.04	1,463,754,240.00	22,278,774.00	4,587.03	233.91	4,820.94		
2011	21,323,492.00	857,388.88	1,705,620,224.00	27,089,252.00	5,364.83	272.56	5,637.39		
2012	26,705,772.00	2,001,619.44	2,128,557,568.00	34,968,696.00	6,718.97	340.14	7,059.11		
2013	28,008,264.00	3,617,355.50	2,229,106,688.00	40,555,400.00	7,046.67	356.21	7,402.88		
2014	28,926,880.00	5,809,224.00	2,305,967,104.00	42,978,240.00	7,277.78	368.49	7,646.28		
2015	32,221,424.00	8,095,112.00	2,576,171,008.00	44,732,496.00	8,106.67	411.67	8,518.34		
2016	33,103,936.00	12,906,696.00	2,649,264,128.00	49,725,008.00	8,328.70	423.35	8,752.05		
2017	26,440,352.00	16,004,856.00	2,116,798,464.00	45,900,000.00	6,652.19	338.26	6,990.46		
2018	22,686,512.00	19,785,616.00	1,816,518,656.00	45,900,000.00	5,707.75	290.28	5,998.03		
2019	20,022,832.00	22,457,176.00	1,603,633,152.00	45,900,000.00	5,037.59	256.26	5,293.85		
2020	17,854,688.00	24,625,312.00	1,430,226,944.00	45,900,000.00	4,492.10	228.55	4,720.65		
2021	15,951,712.00	26,528,272.00	1,277,722,624.00	45,900,000.00	4,013.33	204.18	4,217.51		
2022	14,599,232.00	28,860,784.00	1,169,428,480.00	47,174,976.00	3,673.06	186.87	3,859.93		
2023	13,345,760.00	30,654,224.00	1,069,225,984.00	48,262,528.00	3,357.69	170.86	3,528.55		
2024	10,494,208.00	27,683,296.00	840,736,768.00	42,335,232.00	2,640.26	134.35	2,774.61		
2025	10,021,056.00	30,464,784.00	802,439,168.00	43,907,264.00	2,521.22	128.23	2,649.45		
2026	8,594,624.00	29,287,040.00	687,958,016.00	40,220,800.00	2,162.34	109.94	2,272.28		
2027	7,976,032.00	29,681,472.00	638,466,048.00	39,246,592.00	2,006.71	102.03	2,108.74		
2028	7,351,104.00	29,416,416.00	588,318,720.00	38,164,352.00	1,849.48	94.01	1,943.50		
2029	7,169,984.00	30,720,000.00	573,880,320.00	39,345,920.00	1,803.91	91.71	1,895.62		
2030	5,609,664.00	25,205,312.00	449,148,928.00	31,899,136.00	1,411.35	71.77	1,483.12		
2031	5,567,264.00	25,410,240.00	445,997,056.00	32,092,288.00	1,400.68	71.27	1,471.95		
2032	4,783,104.00	23,149,408.00	383,199,232.00	28,747,712.00	1,203.39	61.24	1,264.63		
2033	4,054,048.00	20,390,944.00	324,995,072.00	25,022,720.00	1,019.97	51.93	1,071.90		
2034	4,320,064.00	22,904,960.00	346,361,856.00	28,035,840.00	1,086.90	55.35	1,142.24		
2035	3,435,808.00	18,664,160.00	275,535,872.00	22,683,008.00	864.42	44.03	908.45		
2036	2,871,648.00	16,168,384.00	230,268,928.00	19,581,120.00	722.48	36.80	759.28		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confin	PE
Óleo	Gás	Produção de água	Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
41.35	6.25	0.00	3.63	51.24	4960		347.20	100.00	54.37	50.29	0.00
148.53	22.24	0.00	25.93	196.70			347.20	100.00	195.18	180.54	371.31
235.30	35.16	0.00	44.27	314.72			347.20	100.00	309.18	285.99	588.23
366.97	54.60	0.12	70.07	491.76			347.20	100.00	482.09	445.94	917.41
429.20	63.62	2.70	85.20	580.71			347.20	100.00	563.74	521.46	1,072.97
537.53	79.40	6.30	109.98	733.20			347.20	100.00	705.91	652.97	1,343.79
563.75	83.15	11.38	127.55	785.82			347.20	100.00	740.29	684.77	1,409.33
582.24	86.01	18.27	135.17	821.69			347.20	100.00	764.63	707.28	1,455.56
648.55	96.09	25.46	140.69	910.79			347.20	100.00	851.83	787.95	1,621.33
666.32	98.82	40.59	156.39	962.11			347.20	100.00	875.21	809.56	1,665.74
532.19	78.96	50.34	144.36	805.84					699.05	646.62	1,330.44
456.63	67.76	62.23	144.36	730.97					599.80	554.82	1,141.55
403.02	59.82	70.63	144.36	677.82					529.39	489.68	1,007.52
359.38	53.35	77.45	144.36	634.53					472.07	436.66	898.42
321.08	47.66	83.43	144.36	596.52					421.75	390.12	802.67
293.85	43.62	90.77	148.37	576.61					385.99	357.04	734.61
268.62	39.88	96.41	151.79	556.70					352.86	326.39	671.54
211.23	31.36	87.06	133.15	462.80					277.46	256.65	528.05
201.70	29.93	95.81	138.09	465.54					264.95	245.07	504.24
172.99	25.66	92.11	126.50	417.26					227.23	210.19	432.47
160.54	23.81	93.35	123.43	401.14					210.87	195.06	401.34
147.96	21.94	92.52	120.03	382.45					194.35	179.77	369.90
144.32	21.41	96.62	123.74	386.08					189.56	175.34	360.78
112.91	16.75	79.27	100.32	309.26					148.31	137.19	282.27
112.06	16.64	79.92	100.93	309.54					147.20	136.16	280.14
96.27	14.29	72.81	90.41	273.79					126.46	116.98	240.68
81.60	12.12	64.13	78.70	236.55					107.19	99.15	0.00
86.95	12.92	72.04	88.17	260.08					114.22	105.66	0.00
69.16	10.28	58.70	71.34	209.47					90.85	84.03	0.00
57.80	8.59	50.85	61.58	178.82		1.25			75.93	70.23	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(1,797.41)	0.00	0.00	(5,822.21)	(5,822.21)	(5,822.21)
560.88	50.48	140.22	817.38	(5,004.83)	723.35
1,146.44	103.18	286.61	1,203.85	(3,800.97)	942.79
2,036.54	183.29	509.14	1,791.32	(2,009.66)	1,241.47
2,451.31	220.62	612.83	2,065.07	55.41	1,266.54
3,176.04	285.84	794.01	2,543.38	2,598.80	1,380.45
3,335.47	300.19	833.87	2,648.61	5,247.41	1,272.18
3,449.92	310.49	862.48	2,724.15	7,971.55	1,157.93
3,899.24	350.93	974.81	3,020.70	10,992.25	1,136.26
3,992.23	359.30	998.06	3,082.07	14,074.32	1,025.97
3,508.51	315.77	877.13	2,315.62	16,389.94	682.15
2,970.89	267.38	742.72	1,960.79	18,350.73	511.17
2,589.45	233.05	647.36	1,709.04	20,059.76	394.28
2,278.98	205.11	569.74	1,504.12	21,563.89	307.09
2,006.45	180.58	501.61	1,324.26	22,888.14	239.26
1,805.67	162.51	451.42	1,191.75	24,079.89	190.55
1,621.07	145.90	405.27	1,069.90	25,149.79	151.39
1,249.65	112.47	312.41	824.77	25,974.56	103.28
1,169.65	105.27	292.41	771.97	26,746.53	85.54
985.14	88.66	246.28	650.19	27,396.72	63.76
900.33	81.03	225.08	594.21	27,990.93	51.57
817.02	73.53	204.26	539.24	28,530.17	41.41
783.85	70.55	195.96	517.34	29,047.51	35.16
606.09	54.55	151.52	400.02	29,447.53	24.06
598.92	53.90	149.73	395.29	29,842.82	21.04
506.72	45.61	126.68	334.44	30,177.26	15.75
629.01	56.61	157.25	415.15	30,592.40	17.30
662.28	59.61	165.57	437.10	31,029.51	16.12
524.10	47.17	131.03	345.91	31,375.42	11.29
433.05	38.97	108.26	285.81	31,661.23	8.26

Projeto 03

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	70.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	160.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	36
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	1,718.96

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2007	4,055,759.32	0.00	446,413,302.97	537,041.41	1,020.40	71.34	1,091.74	70.00	160.00
2008	8,438,289.94	0.00	941,193,732.02	5,299,564.49	2,123.01	150.40	2,273.41		
2009	5,521,563.70	0.00	748,189,340.00	5,631,557.60	1,389.18	119.56	1,508.74		
2010	3,533,028.94	16,680.67	493,234,390.00	5,632,248.50	888.88	78.82	967.70		
2011	3,049,984.22	158,460.71	407,181,050.00	5,552,210.40	767.35	65.07	832.42		
2012	2,732,720.26	506,909.34	351,723,513.00	5,486,317.90	687.53	56.21	743.74		
2013	2,482,550.29	1,059,931.30	307,941,620.00	5,406,189.00	624.59	49.21	673.80		
2014	2,328,661.48	1,542,636.58	280,212,956.00	5,399,599.50	585.87	44.78	630.65		
2015	2,047,689.56	2,008,454.13	241,752,593.00	5,411,042.00	515.18	38.63	553.82		
2016	1,801,967.61	2,524,329.14	210,335,453.00	5,436,214.60	453.36	33.61	486.97		
2017	1,539,823.81	3,000,037.12	179,255,290.00	5,450,894.30	387.41	28.64	416.05		
2018	1,319,695.92	3,373,955.32	152,522,782.09	5,484,918.07	332.03	24.37	356.40		
2019	1,157,008.06	3,327,993.53	130,743,790.00	5,513,892.40	291.09	20.89	311.99		
2020	1,030,844.03	3,086,260.02	111,866,902.00	5,376,112.70	259.35	17.88	277.23		
2021	854,523.52	2,662,757.87	88,558,622.00	5,117,773.90	214.99	14.15	229.14		
2022	730,679.62	2,627,430.28	72,401,396.00	4,776,387.70	183.83	11.57	195.40		
2023	709,495.84	2,714,063.68	72,391,660.00	4,292,099.10	178.50	11.57	190.07		
2024	446,176.26	1,429,736.21	46,558,247.80	2,974,160.29	112.25	7.44	119.69		
2025	477,643.43	1,281,376.05	51,012,104.00	2,061,503.69	120.17	8.15	128.32		
2026	448,779.90	1,162,739.49	47,986,684.00	1,791,736.51	112.91	7.67	120.58		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE
Óleo	Gás	Produção de água	Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
81.63	16.65	0.00	1.69	99.97	1440		100.80	16.00	109.17	100.99	0.00
169.85	35.11	0.00	16.67	221.62			100.80	16.00	227.34	210.29	424.60
111.14	27.91	0.00	17.71	156.76			100.80	16.00	150.87	139.56	277.84
71.11	18.40	0.05	17.71	107.28			100.80	16.00	96.77	89.51	0.00
61.39	15.19	0.50	17.46	94.54			100.80	16.00	83.24	77.00	0.00
55.00	13.12	1.59	17.25	86.97			100.80	16.00	74.37	68.80	0.00
49.97	11.49	3.33	17.00	81.79			100.80	16.00	67.38	62.33	0.00
46.87	10.45	4.85	16.98	79.16			100.80	16.00	63.07	58.34	0.00
41.22	9.02	6.32	17.02	73.57			100.80	16.00	55.38	51.23	0.00
36.27	7.85	7.94	17.10	69.15			100.80	16.00	48.70	45.04	0.00
30.99	6.69	9.44	17.14	64.26					41.61	38.48	0.00
26.56	5.69	10.61	17.25	60.11					35.64	32.97	0.00
23.29	4.88	10.47	17.34	55.97					31.20	28.86	0.00
20.75	4.17	9.71	16.91	51.54					27.72	25.64	0.00
17.20	3.30	8.37	16.10	44.97					22.91	21.20	0.00
14.71	2.70	8.26	15.02	40.69					19.54	18.07	0.00
14.28	2.70	8.54	13.50	39.02					19.01	17.58	0.00
8.98	1.74	4.50	9.35	24.57					11.97	11.07	0.00
9.61	1.90	4.03	6.48	22.03					12.83	11.87	0.00
9.03	1.79	3.66	5.64	20.11		0.35			12.06	11.15	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
162.80	14.65	40.70	(943.75)	(943.75)	(943.75)
1,072.76	96.55	268.19	824.82	(118.93)	729.93
666.92	60.02	166.73	556.97	438.04	436.19
557.34	50.16	139.34	484.65	922.68	335.88
460.84	41.48	115.21	420.96	1,343.64	258.18
396.80	35.71	99.20	378.68	1,722.32	205.53
345.50	31.10	86.38	344.83	2,067.15	165.63
313.29	28.20	78.32	323.57	2,390.73	137.54
256.84	23.12	64.21	286.31	2,677.04	107.70
207.28	18.66	51.82	253.60	2,930.64	84.42
271.70	24.45	67.93	179.32	3,109.97	52.83
227.68	20.49	56.92	150.27	3,260.24	39.17
195.96	17.64	48.99	129.33	3,389.57	29.84
172.33	15.51	43.08	113.74	3,503.30	23.22
140.06	12.61	35.02	92.44	3,595.74	16.70
117.10	10.54	29.27	77.28	3,673.03	12.36
114.47	10.30	28.62	75.55	3,748.58	10.69
72.09	6.49	18.02	47.58	3,796.15	5.96
81.59	7.34	20.40	53.85	3,850.00	5.97
76.90	6.92	19.23	50.76	3,900.76	4.98

Projeto 04

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	50.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	100.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	12
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	356.33

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2006	606,836.25	42.28	53,421,728.00	432,000.00	152.68	8.54	161.21	50.00	100.00
2007	1,000,616.88	138,810.82	89,206,960.00	1,339,461.75	251.75	14.26	266.00		
2008	1,383,160.63	779,823.34	120,737,648.00	2,465,738.25	347.99	19.29	367.29		
2009	1,399,366.25	1,654,004.06	121,874,208.00	3,312,000.00	352.07	19.48	371.55		
2010	1,115,074.00	1,965,894.00	97,578,304.00	3,285,000.00	280.54	15.59	296.14		
2011	937,361.50	2,143,965.50	82,190,752.00	3,255,643.00	235.83	13.13	248.97		
2012	829,032.00	2,329,499.00	72,758,208.00	3,314,357.00	208.58	11.63	220.20		
2013	1,291,881.50	1,602,957.00	111,871,104.00	3,294,000.00	325.03	17.88	342.90		
2014	1,424,297.00	1,627,394.00	123,484,800.00	3,285,000.00	358.34	19.73	378.08		
2015	956,167.00	2,161,007.00	82,974,912.00	3,285,000.00	240.56	13.26	253.82		
2016	808,072.00	2,200,028.00	70,146,560.00	3,285,000.00	203.30	11.21	214.51		
2017	863,182.00	2,283,299.00	74,967,872.00	3,294,000.00	217.17	11.98	229.15		
2018	714,460.00	2,387,216.00	62,052,736.00	3,285,000.00	179.75	9.92	189.67		
2019	502,361.00	2,591,836.00	43,631,104.00	3,285,000.00	126.39	6.97	133.36		
2020	434,025.00	2,776,080.00	37,678,720.00	3,285,000.00	109.20	6.02	115.22		
2021	346,160.00	2,909,598.00	30,053,632.00	3,294,000.00	87.09	4.80	91.89		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE	
Óleo	Gás	Produção de água		Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$		MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
12.21	1.99	0.00		1.36	15.57	480		33.60	10.00	16.12	14.91	0.00
20.14	3.33	0.44		4.21	28.12			33.60	10.00	26.60	24.61	0.00
27.84	4.50	2.45		7.75	42.55			33.60	10.00	36.73	33.97	0.00
28.17	4.55	5.20		10.42	48.33			33.60	10.00	37.15	34.37	0.00
22.44	3.64	6.18		10.33	42.60			33.60	10.00	29.61	27.39	0.00
18.87	3.07	6.74		10.24	38.91			33.60	10.00	24.90	23.03	0.00
16.69	2.71	7.33		10.42	37.15			33.60	10.00	22.02	20.37	0.00
26.00	4.17	5.04		10.36	45.58			33.60	10.00	34.29	31.72	0.00
28.67	4.61	5.12		10.33	48.72			33.60	10.00	37.81	34.97	0.00
19.25	3.09	6.80		10.33	39.47			33.60	10.00	25.38	23.48	0.00
16.26	2.62	6.92		10.33	36.13					21.45	19.84	0.00
17.37	2.80	7.18		10.36	37.71					22.91	21.20	0.00
14.38	2.31	7.51		10.33	34.53					18.97	17.54	0.00
10.11	1.63	8.15		10.33	30.22					13.34	12.34	0.00
8.74	1.41	8.73		10.33	29.20					11.52	10.66	0.00
6.97	1.12	9.15		10.36	27.60		0.25			9.19	8.50	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(122.99)	0.00	0.00	(515.39)	(515.39)	(515.39)
143.08	12.88	35.77	138.03	(377.35)	122.15
210.43	18.94	52.61	182.49	(194.87)	142.91
208.09	18.73	52.02	180.94	(13.93)	125.40
152.93	13.76	38.23	144.54	130.61	88.65
118.53	10.67	29.63	121.83	252.44	66.12
97.06	8.74	24.27	107.66	360.10	51.71
187.72	16.89	46.93	167.49	527.59	71.20
212.97	19.17	53.24	184.16	711.75	69.27
121.89	10.97	30.47	124.05	835.80	41.29
137.09	12.34	34.27	90.48	926.28	26.65
147.33	13.26	36.83	97.24	1,023.52	25.35
118.62	10.68	29.66	78.29	1,101.81	18.06
77.47	6.97	19.37	51.13	1,152.94	10.44
63.84	5.75	15.96	42.13	1,195.07	7.61
46.36	4.17	11.59	30.59	1,225.66	4.89

Projeto 05

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	50.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	50.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	12
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	93.94

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2006	648,737.94	166.16	57,720,324.00	427,790.13	163.22	9.22	172.44	50.00	50.00
2007	934,767.31	249,580.55	85,185,212.00	1,341,528.63	235.18	13.61	248.79		
2008	1,116,798.75	1,080,323.05	100,364,672.00	2,467,881.25	280.98	16.04	297.02		
2009	998,099.25	2,128,172.00	88,601,952.00	3,312,000.00	251.11	14.16	265.27		
2010	735,222.25	2,413,311.75	65,268,832.00	3,285,000.00	184.98	10.43	195.41		
2011	613,273.00	2,557,843.50	54,268,320.00	3,285,000.00	154.29	8.67	162.97		
2012	700,245.50	2,411,270.00	60,818,912.00	3,285,000.00	176.18	9.72	185.90		
2013	694,258.00	2,296,394.00	59,953,920.00	3,294,000.00	174.67	9.58	184.25		
2014	686,350.50	2,537,430.00	58,988,416.00	3,285,000.00	172.68	9.43	182.11		
2015	385,422.50	2,851,393.00	33,180,864.00	3,285,000.00	96.97	5.30	102.27		
2016	168,326.50	1,470,656.00	14,499,328.00	1,665,000.00	42.35	2.32	44.67		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE	
Óleo	Gás	Produção de água		Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$		MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
13.06	2.15	0.00		1.35	16.56	480		33.60	5.00	17.24	15.95	0.00
18.81	3.18	0.78		4.22	27.00			33.60	5.00	24.88	23.01	0.00
22.48	3.74	3.40		7.76	37.38			33.60	5.00	29.70	27.47	0.00
20.09	3.30	6.69		10.42	40.50			33.60	5.00	26.53	24.54	0.00
14.80	2.43	7.59		10.33	35.15			33.60	5.00	19.54	18.08	0.00
12.34	2.02	8.04		10.33	32.74			33.60	5.00	16.30	15.07	0.00
14.09	2.27	7.58		10.33	34.28			33.60	5.00	18.59	17.20	0.00
13.97	2.24	7.22		10.36	33.79			33.60	5.00	18.43	17.04	0.00
13.81	2.20	7.98		10.33	34.33			33.60	5.00	18.21	16.84	0.00
7.76	1.24	8.97		10.33	28.29			33.60	5.00	10.23	9.46	0.00
3.39	0.54	4.63		5.24	13.79		0.25			4.47	4.13	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(109.91)	0.00	0.00	(457.31)	(457.31)	(457.31)
135.30	12.18	33.83	127.90	(329.41)	113.19
163.86	14.75	40.96	146.75	(182.66)	114.92
135.10	12.16	33.78	127.77	(54.89)	88.55
84.04	7.56	21.01	94.06	39.17	57.69
60.25	5.42	15.06	78.37	117.54	42.53
77.23	6.95	19.31	89.57	207.11	43.02
76.39	6.88	19.10	89.02	296.13	37.84
74.12	6.67	18.53	87.52	383.65	32.92
15.69	1.41	3.92	48.96	432.60	16.30
22.03	1.98	5.51	14.54	447.14	4.28

Projeto 06

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	150.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	200.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	12
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	364.90

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2006	718,133.50	76.90	63,336,764.00	430,367.47	180.68	10.12	190.80	150.00	200.00
2007	1,144,012.75	28,808.87	104,725,652.00	1,344,782.53	287.82	16.74	304.56		
2008	1,446,331.00	568,304.73	127,760,208.00	2,345,194.25	363.89	20.42	384.30		
2009	1,470,809.25	1,501,012.50	128,610,464.00	3,250,692.25	370.04	20.55	390.60		
2010	1,249,699.00	1,869,917.75	110,241,696.00	3,329,660.50	314.41	17.62	332.03		
2011	1,095,726.00	1,951,136.25	96,632,864.00	3,285,000.00	275.68	15.44	291.12		
2012	1,303,400.50	1,724,029.50	112,737,856.00	3,285,001.00	327.93	18.02	345.94		
2013	1,126,080.00	1,971,782.50	97,858,496.00	3,294,000.00	283.31	15.64	298.95		
2014	1,215,233.00	1,631,064.00	105,516,416.00	3,285,000.00	305.74	16.86	322.60		
2015	1,643,769.00	1,364,660.00	142,172,544.00	3,285,000.00	413.56	22.72	436.28		
2016	1,242,120.00	1,842,724.00	107,556,608.00	3,285,000.00	312.51	17.19	329.70		
2017	990,549.00	2,139,945.00	85,874,944.00	3,293,998.00	249.21	13.72	262.94		
2018	812,438.00	2,335,858.00	70,562,560.00	3,285,000.00	204.40	11.28	215.68		
2019	698,308.00	2,466,534.00	60,765,312.00	3,285,000.00	175.69	9.71	185.40		
2020	619,569.00	2,557,060.00	53,995,520.00	3,285,000.00	155.88	8.63	164.51		
2021	716,562.00	2,187,632.00	62,192,384.00	3,254,728.00	180.28	9.94	190.22		
2022	797,120.00	2,324,644.00	69,051,008.00	3,324,272.00	200.55	11.03	211.58		
2023	672,122.00	2,516,660.00	58,250,752.00	3,285,000.00	169.10	9.31	178.41		
2024	577,006.00	2,491,030.00	50,020,480.00	3,262,056.00	145.17	7.99	153.16		
2025	556,496.00	2,681,636.00	48,244,096.00	3,316,944.00	140.01	7.71	147.72		
2026	462,320.00	2,764,688.00	40,092,544.00	3,285,000.00	116.32	6.41	122.72		
2027	40,920.00	268,692.00	3,549,056.00	315,000.00	10.30	0.57	10.86		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE
Óleo	Gás	Produção de água	Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
14.45	2.36	0.00	1.35	18.17	480		33.60	20.00	19.08	17.65	0.00
23.03	3.91	0.09	4.23	31.25			33.60	20.00	30.46	28.17	0.00
29.11	4.77	1.79	7.38	43.04			33.60	20.00	38.43	35.55	0.00
29.60	4.80	4.72	10.22	49.35			33.60	20.00	39.06	36.13	0.00
25.15	4.11	5.88	10.47	45.62			33.60	20.00	33.20	30.71	0.00
22.05	3.60	6.14	10.33	42.13			33.60	20.00	29.11	26.93	0.00
26.23	4.21	5.42	10.33	46.19			33.60	20.00	34.59	32.00	0.00
22.67	3.65	6.20	10.36	42.88			33.60	20.00	29.90	27.65	0.00
24.46	3.94	5.13	10.33	43.86			33.60	20.00	32.26	29.84	0.00
33.09	5.30	4.29	10.33	53.01			33.60	20.00	43.63	40.36	0.00
25.00	4.01	5.80	10.33	45.14					32.97	30.50	0.00
19.94	3.20	6.73	10.36	40.23					26.29	24.32	0.00
16.35	2.63	7.35	10.33	36.66					21.57	19.95	0.00
14.06	2.27	7.76	10.33	34.41					18.54	17.15	0.00
12.47	2.01	8.04	10.33	32.86					16.45	15.22	0.00
14.42	2.32	6.88	10.24	33.86					19.02	17.60	0.00
16.04	2.58	7.31	10.45	36.39					21.16	19.57	0.00
13.53	2.17	7.91	10.33	33.95					17.84	16.50	0.00
11.61	1.87	7.83	10.26	31.57					15.32	14.17	0.00
11.20	1.80	8.43	10.43	31.87				14.77	13.66	0.00	
9.31	1.50	8.70	10.33	29.83				12.27	11.35	0.00	
0.82	0.13	0.85	0.99	2.79		0.75			1.09	1.00	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(211.70)	0.00	0.00	(694.10)	(694.10)	(694.10)
161.08	14.50	40.27	159.91	(534.19)	141.52
213.68	19.23	53.42	194.63	(339.56)	152.42
212.46	19.12	53.12	193.82	(145.73)	134.33
168.90	15.20	42.22	165.07	19.34	101.24
139.35	12.54	34.84	145.57	164.91	79.01
179.55	16.16	44.89	172.11	337.02	82.67
144.93	13.04	36.23	149.25	486.27	63.44
163.05	14.67	40.76	161.21	647.48	60.64
245.68	22.11	61.42	215.75	863.23	71.82
221.09	19.90	55.27	145.92	1,009.15	42.99
172.09	15.49	43.02	113.58	1,122.73	29.61
137.50	12.37	34.37	90.75	1,213.48	20.94
115.30	10.38	28.82	76.10	1,289.57	15.54
99.98	9.00	25.00	65.99	1,355.56	11.92
119.74	10.78	29.94	79.03	1,434.59	12.64
134.47	12.10	33.62	88.75	1,523.34	12.56
110.12	9.91	27.53	72.68	1,596.02	9.10
92.11	8.29	23.03	60.79	1,656.81	6.74
87.42	7.87	21.85	57.70	1,714.50	5.66
69.27	6.23	17.32	45.72	1,760.22	3.97
5.23	0.47	1.31	3.45	1,763.67	0.27

Projeto 07

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	150.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	300.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	12
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	463.62

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2006	804,820.94	34.91	70,625,704.00	432,000.00	202.49	11.29	213.77	150.00	300.00
2007	1,163,869.94	35,808.86	104,575,800.00	1,360,800.00	292.82	16.71	309.53		
2008	1,723,681.38	303,922.63	150,952,608.00	2,444,400.00	433.67	24.12	457.79		
2009	1,950,729.75	987,280.34	169,585,888.00	3,312,000.00	490.79	27.10	517.89		
2010	1,590,471.00	1,401,730.75	138,740,704.00	3,285,000.00	400.15	22.17	422.32		
2011	1,388,784.00	1,639,878.50	121,370,176.00	3,285,000.00	349.41	19.39	368.80		
2012	1,253,736.00	1,799,782.00	109,686,080.00	3,285,000.00	315.43	17.53	332.96		
2013	1,150,305.00	1,930,489.00	100,731,520.00	3,294,000.00	289.41	16.10	305.50		
2014	1,057,196.00	2,030,528.00	92,656,448.00	3,285,000.00	265.98	14.81	280.79		
2015	979,054.00	2,121,948.00	85,880,448.00	3,285,000.00	246.32	13.72	260.05		
2016	910,224.00	2,202,603.00	79,888,256.00	3,285,000.00	229.01	12.77	241.77		
2017	848,391.00	2,284,471.00	74,482,176.00	3,294,000.00	213.45	11.90	225.35		
2018	1,000,652.00	2,019,923.00	86,914,944.00	3,285,000.00	251.76	13.89	265.65		
2019	1,386,257.00	1,440,144.00	119,900,800.00	3,285,000.00	348.77	19.16	367.93		
2020	1,894,024.00	1,055,522.00	163,896,704.00	3,285,000.00	476.52	26.19	502.71		
2021	1,474,904.00	1,562,906.00	127,866,496.00	3,294,000.00	371.07	20.43	391.51		
2022	1,233,516.00	1,829,854.00	107,041,152.00	3,285,000.00	310.34	17.11	327.45		
2023	1,053,690.00	2,038,462.00	91,461,376.00	3,285,000.00	265.10	14.62	279.72		
2024	897,916.00	2,222,814.00	77,967,616.00	3,285,000.00	225.91	12.46	238.37		
2025	986,476.00	1,910,512.00	85,606,400.00	3,294,000.00	248.19	13.68	261.87		
2026	1,078,438.00	2,019,750.00	93,569,280.00	3,285,000.00	271.33	14.95	286.28		
2027	91,836.00	207,674.00	7,970,304.00	315,000.00	23.11	1.27	24.38		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE	
Óleo	Gás	Produção de água		Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$		MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
16.20	2.63	0.00		1.36	20.19	480		33.60	30.00	21.38	19.77	0.00
23.43	3.90	0.11		4.28	31.72			33.60	30.00	30.95	28.63	0.00
34.69	5.63	0.96		7.69	48.97			33.60	30.00	45.78	42.35	0.00
39.26	6.33	3.11		10.42	59.11			33.60	30.00	51.79	47.90	0.00
32.01	5.18	4.41		10.33	51.93			33.60	30.00	42.23	39.06	0.00
27.95	4.53	5.16		10.33	47.97			33.60	30.00	36.88	34.11	0.00
25.24	4.09	5.66		10.33	45.32			33.60	30.00	33.30	30.80	0.00
23.15	3.76	6.07		10.36	43.34			33.60	30.00	30.55	28.26	0.00
21.28	3.46	6.39		10.33	41.45			33.60	30.00	28.08	25.97	0.00
19.71	3.20	6.67		10.33	39.91			33.60	30.00	26.00	24.05	0.00
18.32	2.98	6.93		10.33	38.56					24.18	22.36	0.00
17.08	2.78	7.18		10.36	37.40					22.54	20.84	0.00
20.14	3.24	6.35		10.33	40.07					26.56	24.57	0.00
27.90	4.47	4.53		10.33	47.24					36.79	34.03	0.00
38.12	6.11	3.32		10.33	57.89					50.27	46.50	0.00
29.69	4.77	4.92		10.36	49.73					39.15	36.21	0.00
24.83	3.99	5.75		10.33	44.91					32.74	30.29	0.00
21.21	3.41	6.41		10.33	41.36					27.97	25.87	0.00
18.07	2.91	6.99		10.33	38.30					23.84	22.05	0.00
19.86	3.19	6.01		10.36	39.42					26.19	24.22	0.00
21.71	3.49	6.35		10.33	41.88				28.63	26.48	0.00	
1.85	0.30	0.65		0.99	3.79		0.75			2.44	2.26	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(205.17)	0.00	0.00	(777.57)	(777.57)	(777.57)
154.63	13.92	38.66	165.65	(611.92)	146.60
257.09	23.14	64.27	233.28	(378.63)	182.69
295.48	26.59	73.87	258.62	(120.01)	179.24
225.50	20.29	56.37	212.43	92.41	130.29
186.24	16.76	46.56	186.52	278.93	101.23
159.95	14.40	39.99	169.16	448.09	81.25
139.75	12.58	34.94	155.84	603.93	66.24
121.68	10.95	30.42	143.91	747.84	54.13
106.47	9.58	26.62	133.87	881.72	44.56
156.67	14.10	39.17	103.40	985.12	30.46
144.57	13.01	36.14	95.42	1,080.54	24.88
174.44	15.70	43.61	115.13	1,195.67	26.56
249.87	22.49	62.47	164.91	1,360.58	33.67
348.05	31.32	87.01	229.72	1,590.30	41.50
266.41	23.98	66.60	175.83	1,766.13	28.11
219.51	19.76	54.88	144.87	1,911.00	20.50
184.51	16.61	46.13	121.78	2,032.78	15.25
154.18	13.88	38.54	101.76	2,134.53	11.28
172.04	15.48	43.01	113.55	2,248.08	11.13
189.29	17.04	47.32	124.93	2,373.01	10.84
15.15	1.36	3.79	10.00	2,383.01	0.77

Projeto 08

Preço do óleo (US\$/bbl)	40.00
Preço do gás (US\$/m ³)	0.1598
Investimento - Exploração (MMUS\$)	50.00
Investimento - Facilidades (MMUS\$)	100.00
Custo de produção de óleo (US\$/m ³)	20.128
Custo de produção de gás (US\$/m ³)	0.0373
Custo de produção de água (US\$/m ³)	3.145
Custo de injeção de água (US\$/m ³)	3.145
Número de poços	12
Preço de 1 poço (MMUS\$)	40.00
Custo de abandono (parcela do investimento em exploração)	0.5%
Parcela depreciável dos custos dos poços	70%
Royalties	10%
PIS/Confins	9.25%
Alíquota da PE (p/ produção anual > 30 MMbbl)	20%
Contribuição social	9%
Imposto de renda	25%
Taxa de desconto	13%
VPL (MMUS\$)	181.58

	Produção			Injeção	Receita Bruta			Investimentos	
	Óleo m³	Água m³	Gás m³	Água m³	Óleo MMUS\$	Gás MMUS\$	Total MMUS\$	Exploração MMUS\$	Facilidades MMUS\$
2006	456,491.59	44.05	39,779,484.00	412,787.44	114.85	6.36	121.21	50.00	100.00
2007	1,048,139.41	100,555.31	91,854,764.00	1,328,814.56	263.70	14.68	278.38		
2008	1,104,784.25	790,670.15	96,653,768.00	2,109,808.75	277.96	15.45	293.40		
2009	1,062,062.25	1,695,883.75	92,422,864.00	2,957,895.25	267.21	14.77	281.98		
2010	1,042,223.50	1,727,747.75	90,594,720.00	3,020,767.00	262.22	14.48	276.69		
2011	1,379,749.00	1,517,042.00	119,850,016.00	3,317,999.00	347.13	19.15	366.29		
2012	1,160,322.50	1,951,130.00	100,873,952.00	3,248,427.00	291.93	16.12	308.05		
2013	815,915.50	2,366,018.00	70,952,896.00	3,293,999.00	205.28	11.34	216.62		
2014	645,827.00	2,503,953.00	56,167,552.00	3,285,000.00	162.49	8.98	171.46		
2015	634,641.00	2,203,544.00	55,198,848.00	3,135,900.00	159.67	8.82	168.49		
2016	526,983.00	2,763,762.00	45,838,848.00	3,434,100.00	132.58	7.33	139.91		
2017	394,042.00	2,532,444.00	34,278,208.00	3,218,786.00	99.14	5.48	104.62		
2018	137,417.00	1,128,550.00	11,955,712.00	1,278,120.00	34.57	1.91	36.48		

Custos operacionais					Outros Custos		Depreciação		Royalties	PIS/Confins	PE
Óleo	Gás	Produção de água	Injeção de água	Total	Poços	Abandono	Poços	Plataforma	10%	9.25%	MMUS\$
MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	
9.19	1.48	0.00	1.30	11.97	480		33.60	10.00	12.12	11.21	0.00
21.10	3.43	0.32	4.18	29.02			33.60	10.00	27.84	25.75	0.00
22.24	3.61	2.49	6.64	34.96			33.60	10.00	29.34	27.14	0.00
21.38	3.45	5.33	9.30	39.46			33.60	10.00	28.20	26.08	0.00
20.98	3.38	5.43	9.50	39.29			33.60	10.00	27.67	25.59	0.00
27.77	4.47	4.77	10.44	47.45			33.60	10.00	36.63	33.88	0.00
23.35	3.76	6.14	10.22	43.47			33.60	10.00	30.80	28.49	0.00
16.42	2.65	7.44	10.36	36.87			33.60	10.00	21.66	20.04	0.00
13.00	2.10	7.88	10.33	33.30			33.60	10.00	17.15	15.86	0.00
12.77	2.06	6.93	9.86	31.63			33.60	10.00	16.85	15.59	0.00
10.61	1.71	8.69	10.80	31.81					13.99	12.94	0.00
7.93	1.28	7.96	10.12	27.30					10.46	9.68	0.00
2.77	0.45	3.55	4.02	10.78		0.25			3.65	3.37	0.00

Lucro Tributável	Contribuição Social	IR	FC	FC acum	VPL
MMUS\$	9% MMUS\$	25% MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
(151.70)	0.00	0.00	(544.10)	(544.10)	(544.10)
152.18	13.70	38.04	144.04	(400.06)	127.47
158.36	14.25	39.59	148.12	(251.95)	116.00
144.63	13.02	36.16	139.06	(112.89)	96.37
140.54	12.65	35.13	136.36	23.47	83.63
204.73	18.43	51.18	178.72	202.19	97.00
161.68	14.55	40.42	150.31	352.50	72.20
94.45	8.50	23.61	105.94	458.43	45.03
61.55	5.54	15.39	84.23	542.66	31.68
60.83	5.47	15.21	83.75	626.41	27.88
81.17	7.31	20.29	53.57	679.98	15.78
57.18	5.15	14.29	37.74	717.72	9.84
18.43	1.66	4.61	12.16	729.88	2.81

Anexo D: Distribuição de frequência de probabilidades dos projetos

