UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

MARILIN MARIANO DOS SANTOS

XISTO: UM ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O BRASIL

São Paulo

2010

MARILIN MARIANO DOS SANTOS

XISTO: UM ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O BRASIL

Tese apresentada ao Programa de Pós - Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção de grau de Doutor em Ciências.

Orientação: Prof[a]. Dr[a]. Patrícia Helena L dos Santos Matai

São Paulo

2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO POR QUALQUER MEIO, CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Santos, Marilin Mariano dos

Xisto: Um estudo de viabilidade econômica para o Brasil/ Marilin Mariano dos Santos; Orientador: Patrícia Helena Lara dos Santos Matai. – São Paulo, 2010

218 p.: il.; 30 cm

Tese (Doutorado Programa de Pós-Graduação em Energia) - EP FEA IEE IF da Universidade de São Paulo

1 Xisto 2 Viabilidade Econômica 3 Análise de risco I. Titulo

Dedico este trabalho aos meus pais, ao meu filho, Guilherme, ao meu esposo, Laiete, e a Hirdan Katarina, aos quais peço desculpas por minhas ausências e agradeço a compreensão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar à Professora Patrícia Helena Lara dos Santos Matai, a orientação, dedicação e o apoio nos momentos difíceis.

Agradeço aos professores do Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE), que contribuíram, sem exceção, para a minha formação na área de energia e planejamento, nestes últimos cinco anos.

Agradeço aos Professores Edimilson Moutinho e Murilo Fagá, com os quais tive discussões calorosas e produtivas sobre o objeto deste estudo.

Aos alunos do PPGE os momentos de descontração e de compartilhamento de experiências tanto técnicas como de vida.

A todos os funcionários do PPGE e da biblioteca do IEE a paciência e presteza em atender as minhas solicitações.

Aos amigos do IPT, Silvio, Samuel, Huguinho, Claudia, Pacífico, Paulo, Ding, Paiva, Lin e tantos outros pelo apoio e incentivo e, em especial, ao Eng. Francisco Dominguos Alves de Souza, os ensinamentos práticos da engenharia durante os quase trinta anos de convivência no IPT.

Ao Prof. Silvio de Oliveira, que sempre incentivou minha vida acadêmica desde os tempos do mestrado.

Ao Eng. Edson de Souza da Petrosix, a colaboração na definição do objeto de estudo e o apoio junto a Petrosix.

A Luiza, a revisão gramatical e ortográfica do texto, e a Claudia, a editoração.

Por fim, amplio meus agradecimentos a todos que de alguma forma contribuíram, direta ou indiretamente, para este trabalho.

RESUMO

Santos. Marilin Mariano dos. **Xisto: Um estudo de viabilidade econômica para o Brasil,** 2010. 207 f. Tese (Doutorado em Ciências). Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade São Paulo, 2009.Desde o início de 1980, quando o governo brasileiro decidiu reduzir os investimentos para a industrialização de óleo de xisto, os recursos existentes de xisto não tem feito parte da agenda da política energética nacional e pouca atenção tem sido dirigida à indústrialização do xisto no Brasil. Contudo, as discussões atuais sobre o pico de produção de petróleo no mundo e o aumento da demanda tem despertado a atenção dos gestores de recursos energéticos de vários países para os recursos de hidrocarbonetos não-convencionais, como os de óleo de xisto, ainda pouco explorado no mundo.

Assim sendo, este estudo teve por objetivo geral a avaliação da viabilidade econômica do desenvolvimento dos recursos de óleo de xisto do sul do Brasil. Este estudo descreve os recursos de xisto no mundo e no Brasil, os custos operacionais, os custos de investimento e a tecnologia brasileira para retortagem de superfície para xisto. Para a avaliação da viabilidade econômica foram extrapoladas as estimativas dos custos de um projeto para explotação de xisto com capacidade de produção de 50.000 bbl por dia, do ano de 1980 para o ano de 2009, corrigindo-os apenas com a taxa de inflação em seguida foram feitas simulações de Monte Carlo para determinar o valor presente líquido (VPL), taxa de retorno (TIR) e período de retorno para vários cenários. Os resultados, considerando as condições de contorno descritas na metodologia, mostram como resultado mais importante, que os projetos de xisto apresentam viabilidade econômica e riscos aceitáveis quando o preço do barril do petróleo é maior que US$ 60,00 e pneus inservíveis são pirolisados juntamente com o xisto. Outros cenários podem ser viáveis, porém os riscos envolvidos foram considerados elevados. Contudo, quando analisados os resultados obtidos com as perspectivas do pré sal, o resultado desta análise nos induz a concluir que, para o Brasil, o xisto não se coloca como a melhor alternativa energética e, portanto, não deve ser criada a industria do xisto no Brasil.

Palavras chaves: 1 Xisto 2 Viabilidade Econômica 3 Análise de risco, Simulação Monte Carlo

ABSTRACT

Santos, Marilin Mariano dos. **Oil Shale: An economic feasibility study for Brasil** 2010. 207 f. Doctor´s Theses. Graduate Program on, Universidade São Paulo, 2009.

Since the early 1980s, when the Brazilian government has decided to reduce investments for oil shale industrialization, the oil shale resources had not been part of national energy policy agenda and little attention has been given to the oil shale industry in Brazil. However, the current discussions about the peak oil production in the world combined with the increasing demand drawing attention to the unconventional hydrocarbon resources like oil shale, which is poorly explored in the world at present so this study presents an evaluating of economic feasibility of developing oil shale resources in the south of Brazil. It describes the oil shale resources in the world and in Brazil, operational costs, capital costs and Brazilian oil shale technology. For the evaluation of economic viability, was estimated the costs for a oil shale production project with capacity of 50.000 bbl per day and the Monte Carlo simulations was used to determine risks for some scenes. For the evaluation of economic viability was used the net present value (VPL), rate of return (TIR) and payback as parameters for evaluation The results, considering the methodology, show as more important result that the oil shale projects have economic feseability and acceptable risks when the oil price are higher than US$ 60,00 and the tires are process together oil shale. Other scenarios may be feasible, but the risks were considered high. However, when analyzing the results whit the pre-salt perspectives, the result of this analysis induce us to conclude that, for Brazil, oil shale does not the best alternative to energy and therefore should not be created the oil shale industry in Brazil.

Keywords: Oil shale, Econmic feasibility, Risk analysis, Monte Carlo simulation

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características físicas e químicas de xisto e de óleo de xisto em função da idade e da localização do depósito para os principais depósitos mundiais 16

Tabela 2 - Estimativas dos principais recursos conhecidos e avaliados como reservas no mundo 22

Tabela 3 - Valores de recursos totais conhecidos de óleo *in situ* por continente 23

Tabela 4 – Valores de recursos mundiais conhecidos de xisto reportados por diversas instituições oficiais 24

Tabela 5 - Recursos de xisto economicamente viáveis na Formação Irati e na região de São Mateus do Sul 30

Tabela 6 - Quantidades de produtos formados a partir da pirólise do xisto de São Mateus (PR) 35

Tabela 7 – Estágios de desenvolvimento das tecnologias de xisto no mundo 41

Tabela 8 - Classificação das distribuições segundo o coeficiente de Kurtosis..... 68

Tabela 9 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região de São Mateus do Sul (PR) 82

Tabela 10 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região do Rio Negro e Rio Iguaçu (PR)..... 82

Tabela 11 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região Papanduva\Três Barras (SC) 83

Tabela 12 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região São Gabriel\Dom Pedrito (RS)..... 83

Tabela 13 - Valores de recursos de xisto na Formação Irati declarados pela Petrobras e por autores como: RUSSEL, 1990; CHESF, 1987; RAMOS 1981. 83

Tabela 14 - Número estimado de anos de operação de cada usina em função da jazida da Formação Irati e da quantidade de recursos *in situ* 86

Tabela 15 - Quantidades de produtos formados a partir da pirólise do xisto de São Mateus (PR)..... 88

Tabela 16 - Quantidades de produtos formados a partir da pirólise de pneu inservivel em São Mateus (PR)..... 88

Tabela 17 - Valores atualizados monetariamente do custo de investimento de unidade de industrialização de xisto com capacidade de produção de 50.000 bbl/dia – Projeto básico da Petrosix do ano de 1980..... 91

Tabela 18 - Valores atualizados monetariamente do custo operacional anual para produção de 50.000 bbl/dia dóleo de xisto – Projeto básico da Petrosix do ano de 1980 94

Tabela 19 –-Comparação dos valores de custo de investimento e custo operacional corrigidos monetariamente com valores levantados em literatura..... 94

Tabela 20 - Previsão da Petrobras para a taxa de retono sobre o capital empregado (ROCE) em seus empreendimentos 100

Tabela 21 - Projeções do preço do barril de óleo cru obtidos do estudo do IEO e da simulação com o modelo de MGA 104

Tabela 22 – Variáveis de entrada do modelo e tipo de distribuição de probabilidade..... 105

Tabela 23 – Cenários simulados considerando coproessamento de pneus inservíveis 107

Tabela 24 – Fluxo de caixa dos projetos de exploração de xisto 109

Tabela 25 - Valores médios do VPL e da TIR e seus respectivos riscos, todos calculados para jazida denominada de Hipotética e para os cenários de CFEM ou Royalties e preços de petróleo alto, baixo e de referência..... 122

Tabela 26 - Valores médios do VPL e da TIR e seus respectivos riscos, todos calculados para a jazida denominada de Rio Negro/Rio Iguaçu e para os cenários de CFEM ou Royalties, preços de petróleo alto, baixo e de referência. 131

Tabela 27 - Valores médios do VPL e da TIR e seus respectivos riscos, todos calculados para a jazida denominada Hipotética e para os cenários de CFEM ou Royalties, preços de petróleo alto, baixo e de referência e sem coprocessamento de pneus inservíveis..... 140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração de hidrocarbonetos em rochas 12

Figura 2 - Perfis litológicos e percentuais de extração de óleo típico dos depósitos de xisto da Suécia (a) e da Formação Irati no Brasil (b)..... 12

Figura 3 – Distribuição em porcentagem da quantidade de hidrocarbonetos na rocha..... 15

Figura 4 – Estudo realizado pela ExxonMobil comparando as quantidades de recursos "*in situ*" de óleos convencionais e não convencionais 20

Figura 5 – Estudo realizado pela EIA comparando as quantidades de recursos *in situ* de óleos convencionais e não convencionais 21

Figura 6 – Localização das principais ocorrências de xisto no Brasil..... 26

Figura 7 - Localização da Formação Irati na região Sul e Sudeste do Brasil..... 28

Figura 8 – Diagrama da cadeia produtiva do xisto, desde sua explotação até seu processamento industrial para geração de produtos e subprodutos 33

Figura 9 - Série histórica da produção de xisto no Brasil no período de 1980 a 2006..... 43

Figura 10 - Série histórica do uso final do xisto no Brasil no período de 1980 a 2006 44

Figura 11 – Consumo por fonte de energia no setor energético do Paraná no ano de 2006 44

Figura 12 - (a) Gráfico do tipo *spider*; (b) Gráfico do tipo *Tornado*..... 56

Figura 13 - Função densidade normal e função densidade acumulada para μ - a 7 e σ= 0,7... 59

Figura 14 - Histogramas da função densidade e gráfico da distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição normal 61

Figura 15 - Histograma da função densidade e grafico da distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição uniforme..... 63

Figura 16 - Histogramas da função densidade e e gráfico da distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição triangular..... 64

Figura 17 – Classificação das distribuições conforme o coeficiente de Kurtosis 68

Figura 18 – Exemplo ilustrativo da simetria de distribuições com coeficiente de Skewness positivo e negativo 69

Figura 19- Gráfico exemplificando correlações positivas e negativas para a TIR de dois empreendimentos, M e N 70

Figura 20 - Elementos que compõem o módulo do projeto básico 75

Figura 21 - Elementos que compõem o módulo econômico 76

Figura 22 - Diagrama de influência dos parâmetros envolvidos no sistema econômico. 78

Figura 23 - Exemplo de matriz de correlação dos parâmetros de entrada do modelo matemático 79

Figura 24 - (a) Consumo de energia mundial por ano em função dos cenários de referência, alto preço e baixo preço de óleo cru; (b) Projeções de consumo de energia mundial para o ano de 2030, por tipo de combustível e dos cenários de referência, alto preço e baixo preço de óleo cru 103

Figura 25 – Cronograma básico para execução do projeto de exploração e produção de óleo cru a partir de xisto 106

Figura 26 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 15% a.a. CFEM como compensação financeira. 114

Figura 27 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 15% a.a. Royalties como compensação financeira. 115

. 115

Figura 28- Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 20% a.a. CFEM como compensação financeira 116

Figura 29 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 20% a.a. e Royalties como compensação financeira 117

Figura 30 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e CFEM como compensação financeira..... 118

Figura 31 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e Royalties como compensação financeira..... 119

Figura 32 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e CFEM como compensação financeira..... 120

Figura 33 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e Royalties como compensação financeira..... 121

Figura 34- Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a. CFEM como compensação financeira. 123

Figura 35 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a. Royalties como compensação financeira. 124

Figura 36 -Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a. CFEM como compensação financeira 125

Figura 37 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro, cocnsiderando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a. Royalties como compensação financeira. 126

Figura 38- Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e CFEM como compensação financeira..... 127

Figura 39 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e Royalties como compensação financeira..... 128

Figura 40 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e CFEM como compensação financeira..... 129

Figura 41 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e Royalties como compensação financeira..... 130

Figura 42 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível 132

Figura 43- Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível. 133

Figura 44 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível 134

Figura45 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível. 135

Figura 46 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo

alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível..... 136

Figura 47- Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível..... 137

Figura 48 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível..... 138

Figura 49 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível..... 139

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ATP	Alberta Taciuk Processor
ANP	Agência Nacinal de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis
BP	Britsh Petroleum
BGR	Federal Institute for Geosciences and Natural Resources
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nivel Superior
CEFEM	Compensação Financeira pela Exploração Mineral
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNPC	China National Petroleum Company
CTN	Código Tributário Nacional
CO_2	Dióxido de Carbono
CONFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DOE	Departament of Energy
EASAC	European Academic Science Advisor Council
EIA	Energy Information Administration
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUA	Estados Unidos da America
FDP	Função Densidade de Probabilidade
FT	Finacial Times
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás natural
H_2S	Ácido sulfídrico

ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ICP	In-Situ Conversion Process
IEA	International Energy Agnecy
IEE	Instituto de Eletrotécnica e Energia
IEO	International Energy Outlook
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Juridica
MAB	Movimento Aritimético Browniano
MGB	Movimento Geométrico Browniano
MI	Modulo industrial
MRM	Movimento de Reversão da Média
NSURM	National Strategic Unconvencional Resource Model
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OPEP	Organização dos Países Produtores de Petróleo
PASESP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
PR	Paraná
PUC	Pontifícia Universidade Católica
REPAR	Refinaria do Paraná
ROCE	Retorno sobre o Capital Empregado
RS	Rio Grande do Sul
SC	Santa Catarina
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
SIX	Superintendencia de Industrialização do Xisto
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
U.S.A	United State of America

USP	Universidade de São Paulo
VPL	Valor Presente Líquido
WEC	World Energy Concil
WEO	World Energy Outlook

LISTA DE SÍMBOLOS

bbl	Barril
bbl/dia	Barris por dia
CR$	Cruzeiros
^{o}C/min	Graus Celsius por minuto
d	Diâmetro
FC_i	Valor líquido esperado para o período i
FC_0	Investimento inicial no tempo t=0
FCt	Fluxo de caixa líquido para o período t
I	Investimento inicial
i - 1,2,3,.n	Períodos
j	Taxa de desconto ajustada ao risco (r+p)
K	Taxa de desconto
kcal/kg	Quilos calorias por quilograma
H/C	Razão hidrogênio-carrbono
l	Litro
l/t	Litros por tonelada
m^3	Metro cúbico
mm	Milímetro
MW	Mega Watt
n	Número de interações
Np	Produção acumulada de óleo
O/C	Razão oxigênio-carbono
R$	Reais
r	Juros livre de riscos

p	Prêmio de risco
PA	Produção anual
P_t	Preço do óleo no tempo t;
P_{t-1}	Preço do óleo no tempo t-1;
R	Reserva geológica
t	Tonelada
t/h	Toneladas por hora
US$	Dólar americano
VA	Valor da aquisição do ativo
VR	Valor residual
μ	Média
σ	Desvio padrão da amostra
α	Taxa de crescimento;
ω	Volatilidade;
Δt	Diferença entre o tempo t e o t-1

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO 1

1.1. A ENERGIA NA SOCIEDADE MODERNA 1

1.2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO ESTUDO 3

1.3. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS DA PESQUISA 6

1.4. OBJETIVO 7

1.5 PRESSUPOSTOS DO ESTUDO 8

1.6 . ESTRUTURA CAPITULAR 8

CAPÍTULO 2 - XISTO: DEFINIÇÃO, CARACTERIZAÇÃO, QUANTIFICAÇÃO E PROCESSAMENTO 10

2.1. DEFINIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO 10

2.2. RECURSOS E RESERVAS 17

2.3. TECNOLOGIAS 31

CAPITULO 3 – PANORAMA ATUAL DA EXPLOTAÇÃO DE XISTO NO MUNDO..... 42

3.1. PROJETOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE XISTO 43

CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE VIABILIDADE E RISCOS: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 50

4.1 .INTRODUÇÃO: RISCO E INCERTEZA 50

4.2. MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO EM CONDIÇÃO DE RISCO 53

CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA 72

5.1. MÉTODO CIENTÍFICO 73

5.2. MATERIAIS E PROCEDIMENTOS DA PESQUISA 73

5.3. O MODELO 76

5.4. VARIÁVEIS DE ENTRADA 77

5.5.. CENÁRIOS ANALISADOS 107

5.6. PARÂMETROS DE ANÁLISE 108

CAPÍTULO 6 - RESULTADOS E DISCUSSÃO 110

6.1. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS 110

6.2. AVALIAÇÃO ESTATÍSTICA DAS SIMULAÇÕES 110

6.3. AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE FINANCEIRA 111

CAPÍTULO - 7 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS GERAIS 141

CAPÍTULO 8 – BIBLIOGRAFIA 145

APÊNDICE A – TECNOLOGIA PETROSIX 155

APÊNDICE B – TÉCNICAS DETERMINÍSTICAS PARA AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS 168

APÊNDICE C – ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA 174

APÊNDICE D - MÉDIA GEOMÉTRICA BROWNIANA (MGB) 180

APÊNDICE E - RESULTADOS ESTATÍSTICOS DAS SIMULAÇÕES 184

ANEXO A – MINEROPAR: A COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA EXPLORAÇÃO MINERAL NO PARANÁ - 2004 A 2007 185

ANEXO B – FECHAMENTO DA USINA DE SÃO MATEUS DO SUL E SEUS IMPACTOS 194

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

A energia na sociedade moderna

A importância da energia na sociedade contemporânea é explicitada pelo fato de que, desde 1750, o consumo das fontes primárias de energia tem aumentado em cerca de 800 vezes e, só no século passado, a sua utilização foi multiplicada por um fator de 12 (IEA, 2003). Este aumento exponencial no uso de energia pela sociedade é devido a um alto índice de industrialização e urbanização, tornando a sociedade atual uma sociedade energo-intensiva.

A dependência de energia pela sociedade está pautada, principalmente, pelo uso do petróleo como energético, cujo maior uso é a produção de combustíveis líquidos para o setor de transportes. Além do uso como energético, o petróleo apresenta, também, importante papel como fonte primária para a produção de matérias-primas para a indústria petroquímica e farmacêutica.

Em 1998 foram consumidos diariamente 73,63 milhões de barris de óleo no mundo; em 2008, esse consumo foi de 84,45 milhões de barris diários, com um pequeno decréscimo de 0,6% em relação ao ano de 2007, decréscimo esse atribuído à crise econômica mundial (BP 2009). Contudo, as previsões do USEIA (2006) para 2030 indicam que a taxa média de crescimento da demanda de energia primária atinja valores próximos a 1,6 % ao ano, podendo atingir, em cenários mais favoráveis, um consumo de 99 milhões de barris por dia em 2030. Mais recentemente, segundo a USEIA (2010), a demanda americana em 2030 será de 18 milhões de barris por dia, enquanto a China, já em 2025, estará consumindo 12,8 milhões de barris de óleo por dia.

Ainda, segundo dados do BP (2009), o consumo de petróleo no mundo, hoje, representa 34,77% do total da energia primária consumida, número ainda bastante alto se considerarmos as questões ambientais e a questão da escassez do recurso, ambas, consequências do uso intensificado do petróleo.

Os amplos debates sobre o fim das reservas de petróleo, iniciados no mundo em meados da década de 1950, quando o geofísico norte-americano Marion King Hubbert previu que no ano de 1970 os Estados Unidos atingiriam seu pico de produção e daí em diante

haveria um declínio contínuo da produção até seu esgotamento[1], somado a análises da geopolítica do petróleo que mostram que a maior parte da oferta de óleo mundial está localizada em países de forte instabilidade política como os países do Golfo Pérsico, a Rússia ou os países do Golfo da Guiné (FT, 2007), são pontos que na última década têm colocado em pauta a vulnerabilidade do sistema de energia mundial.

Além da escassez e da geopolítica, outros fatores que corroboram muito para a vulnerabilidade do sistema de energia mundial é o fato de, atualmente, as companhias petrolíferas estatais deterem mais de 1/3 das reservas provadas de petróleo e de as companhias privadas controlarem menos de 10% da produção mundial de óleo e gás. Tais fatos reforçam a não competitividade no setor e, desse modo, a sua vulnerabilidade devido a fatores políticos (FT, 2007),

No que se refere à questão ambiental, as discussões sobre os efeitos globais do uso intensificado de combustíveis fósseis pode, no futuro, amainar o consumo de petróleo se tecnologias alternativas forem desenvolvidas a preços competitivos.

Um exemplo recente da vulnerabilidade do sistema de energia mundial foi o cenário de contínuas altas no preço do barril de petróleo desde o ano de 2007 e a sua expressiva queda no último quadrimestre de 2008 a valores muito próximos, para alguns campos, do custo de produção.

O exposto acima indica que, atualmente, a economia mundial está exposta a sérios riscos quanto a oferta energética, seja pelo declínio da quantidade de recursos disponíveis, seja por questões políticas, seja por questões ambientais etc. Os vários fatores envolvidos e sua natureza são responsáveis pela complexidade do gerenciamento e mitigação dos riscos envolvidos na oferta e na demanda de energia mundial, uma vez que o problema se apresenta como multifacetário e repleto de incertezas.

Especialistas como Robert Hirsch et al (2005) acreditam que uma das ações de mitigação para contornar a vulnerabilidade da oferta de petróleo e frear os momentos de alta ou baixa incontrolável do preço do barril é a transição de um sistema mundial de energia, pautado no petróleo, para outro mais diversificado.

---

1 Para Hubbert, o processo que conduz ao esgotamento de um recurso finito é constituído de três etapas. Inicialmente a produção se inicia no zero, ascende até um pico máximo e depois declina acentuadamente até a extinção do recurso.

Não obstante, a tendência atual aponta que a substituição do petróleo por fontes não convencionais, finita ou renováveis, como o xisto, as areias oleosas, a energia solar, eólica, biomassa etc.,denominadas de chamadas tecnologias de *backstop*[2], estas auxiliam a evitar o problema da exaustão dos recursos, dos conflitos políticos e das questões ambientais.

Contudo, a utilização das tecnologias de *backstop*, como a eólica, a da biomassa etc, ainda envolvem alto custo de produção e somente são disponibilizadas quando há viabilidade econômica, como no caso do primeiro semestre de 2008, quando o preço do barril atingiu valores da ordem de US$150,00, fato que não ocorreria no segundo semestre do mesmo ano e primeiro trimestre de 2009, quando o valor do barril atingiu valores de, no máximo, US$ 45,00.

1.2. Contextualização do estudo

O Brasil, no início da "Era Vargas", igualmente a outros países no final de 1930, expandiu suas atividades econômicas urbanas, estimulando e deslocando o eixo econômico produtivo da agricultura para a indústria (FURTADO, 1998[3] apud Assunção, 2004 p.25).

Nesta época, a industrialização nacional só foi concretizada graças à implementação de políticas públicas como, por exemplo, as políticas energéticas que levaram rapidamente, na substituição do carvão vegetal e lenha por petróleo e seus derivados. As políticas então implantadas desencadearam um aumento significativo no consumo de petróleo.

As estatísiticas da época mostram que em 20 anos, o consumo de petróleo passou a representar, aproximadamente, 35% da energia total consumida, e que apesar do consumo alto de petróleo e seus derivados a produção interna de petróleo, na época, representava apenas 3% do total do consumido, fato que levou a um grande desequilíbrio da balança comercial. (MARINHO JR[4]·, 1970 apud Assunção 2004, p25)

Para fazer frente à baixa produção nacional de petróleo, à perspectivas do crescimento da demanda e tendo como base as estimativas significativas dos recursos de xisto nacional, identificadas como próximas a 842 bilhões de barris de óleo, o governo federal, em 1950,

---

[2] Tecnologias de *backstop* são tecnologias conhecidas como economicamente inviáveis por apresentar custos de produção mais altos que as convencionais. Contudo, a sua utilização pode se viabilizar devido a uma dimiuição da oferta de um recurso natural qualquer, por politicas ambietais etc, fatos que desencadeiam o aumento dos custos de produção e consequentemente de mercado.

[3] FURTADO, M. B. **Síntese da Economia Brasileira.** 6.ed. Rio de Janeiro: LTC, 1998. pp254

[4] MARINHO JR. I. P. **Petróleo: soberania e desenvolvimento**. Rio de Janeiro: Bloch, 1970.

criou a Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso (CIXB) com o objetivo principal de estudar as reservas e desenvolver uma tecnologia para processamento do xisto nacional[5].

Na época, o xisto da Formação Vale do Paraíba foi utilizado no estudo da CIXB para desenvolver, em caráter experimental, tecnologia para produção de óleo a partir do xisto. O processo mostrou-se insatisfatório devido a baixa produção de óleo.

Assim, fatos como a não apresentação de resultados econômicos satisfatórios com o xisto do Vale do Paraíba, aliado ao sucesso das pesquisas exploratórias na bacia petrolífera do Recôncavo Baiano (BA) e o início da operação da Refinaria Landulfo Alves, em Mataripe (BA), estimularam a definição política energética do governo, que privilegiou o petróleo, culminando com a criação da Petrobras em 1953 e consequentemente a criação da indústria do petróleo nacional.

Em 1954, apesar da forte tendência em explorar e produzir petróleo, a Petrobras criou a Superintendência de Industrialização do Xisto (Six), cujas metas eram as de desenvolver um processo com viabilidade técnica e econômica para processar o xisto nacional, visando à minimização da importação de combustíveis líquidos, necessários para dar continuidade ao processo de industrialização nacional.

Vários estudos foram feitos pelos técnicos da Petrosix e os resultados obtidos apontavam que o xisto da Formação Irati, localizado no estado do Paraná, era mais adequado para dar início à industrialização do que o do Vale do Paraíba.

Em 1967, tendo em vista o estágio da pesquisa do processo de produção e industrialização do xisto, o processo Petrosix®, a Petrobras decide construir uma usina protótipo (Unidade Protótipo do Irati-UPI) para processar o xisto da Formação Irati em São Mateus do Sul, no estado do Paraná.

Os avanços positivos no desenvolvimento do processo Petrosix e a "Primeira crise do Petróleo", em 1973, levaram a Petrosix a elaborar, em 1977, um projeto em que seriam

---

[5] A utilização do xisto como um recurso energético data do final do século XVIII, quando nos Estados Unidos cerca de 200 pequenas usinas extraíam óleo de xisto. Em 1859, quando o Coronel Edwin Drake perfurou na Pensilvânia (EUA) o primeiro poço de petróleo, o xisto foi preterido em prol do petróleo, principalmente devido ao preço de extração e beneficiamento do petróleo ser inferior ao de extração e beneficiamento de óleo de xisto. Muitas das usinas que processavam xisto acabaram sendo transformadas em refinarias de petróleo.
No Brasil, desde o final do século XIX, inúmeras tentativas de caráter privado buscaram implantar a industrialização do xisto antes que a exploração e produção passassem a ser responsabilidade da Petrobras (PETROBRAS, 1982).

construídas vinte retortas para produzir 50.000 barris diários de óleo de xisto a partir do xisto da Formação Irati.

Em 1983, após a segunda crise do petróleo, a estabilização do preço do petróleo no mercado internacional e as descobertas de petróleo em terra e mares brasileiros fizeram com que a Petrobras revisse os seus planos de industrialização do xisto, fato que culminou na decisão de construir uma unidade industrial com apenas uma retorta, com o objetivo de comprovar a viabilidade tecnológica do processo Petrosix® em escala industrial.

Em dezembro de 1991 o módulo industrial (MI) entrou em operação, concluindo a última etapa de consolidação da tecnologia Petrosix®. Desde 1991 são processadas diariamente 7.800 toneladas de xisto, resultando em aproximadamente 4.000 barris de óleo combustível, 90 toneladas de nafta industrial, 120 toneladas de gás combustível, 45 toneladas de gás liquefeito, 75 toneladas de enxofre, entre outros produtos e subprodutos (PETROBRAS, 2007).

Desde a entrada em operação do módulo industrial, a Petrosix tem investido em melhorias tecnológicas visando melhorar o balanço energético global do sistema produtivo de óleo de xisto e seus subprodutos. No início da operação do módulo industrial em 1991 a eficiencia energética do processo produtivo era em torno de 35% , atualmente, este valor está próximo de 65% [6].

Embora a indústria do xisto seja uma atividade já desenvolvida há várias décadas, ela, historicamente, é relegada a um plano secundário devido às vantagens econômicas, tecnológicas e ambientais apresentadas pelo seu principal concorrente, o petróleo. O seu desenvolvimento tem ocorrido em alguns países, contoudo, somente em situações de exceção como no caso da Estônia, onde o único recurso energético disponível em quantidades é o xisto e, na China devido à alta demanda de energia.

Mais recentemente, o problema da escassez e o alto preço do barril de petróleo têm levado países como Estados Unidos, Austrália, Jordânia, África do Sul, Marrocos, Congo, detentores de recursos de xisto, até então não explorados, a desenvolverem estudos técnicos e econômicos para uma possível explotação de seus recursos de xisto.

[6] Atualmente, de cada 100 Joules que entra no processo, 65 Joules são incorpordos no produto final.

O Brasil, possuidor da segunda maior reserva de xisto betuminoso priorizou o xisto como energético uma vez nos últimos 30 anos. Atualmente, na região de São Mateus são processadas 7.800 toneladas de xisto que, em 2008, representaram 2% do consumo de petróleo nacional, embora nas décadas de 1970 e 1980 o Brasil tenha despendido quantidades razoáveis de recursos financeiros para a formação de recursos humanos, desenvolvimento de tecnologia própria e implantação de uma unidade industrial de pequeno porte.

Entretanto, com o desenvolvimento de novas tecnologias e em face da possibilidade de escassez, do preço do petróleo e do vasto potencial de xisto betuminoso em diversas regiões do mundo, a Petrobras, segundo declarações de um de seus executivos da área internacional da companhia, Demarca Epifanio, assinou um memorando de entendimento com o Ministério de Energia e Recursos Minerais da Jordânia em 2007 para estudar o possível uso da tecnologia Petrosix em um bloco situado no campo de Attarat, na Jordania. Ainda em 2007, a Petrobras, também, um acordo com a Agência Nacional de Hidrocarbonetos e Minas do Marrocos para estudo de viabilidade de desenvolvimento comercial de jazidas de xisto no Marrocos. (ANBA, 2008).

Definição dos objetivos da pesquisa

A análise histórica da industrialização do xisto no Brasil e no mundo mostra que, com poucas exceções, essa indústria tende a se desenvolver somente nos momentos em que o seu maior concorrente, o petróleo, enfrenta problemas de oferta para suprir a grande demanda mundial. Exemplo fiel desta situação são os EUA que nos últimos anos tem despendido milhões de dólares em estudos técnicos e econômicos que darão suporte na definição da estratégia a ser adotada para a industrialização das reservas de xisto localizadas na região do Green River, uma das maiores reservas mundiais de xisto[7].

Assim, considerando a história da industrialização do xisto no Brasil, e que este possui recursos de xisto e de petróleo em quantidades consideráveis diante da quantidade dos recursos mundiais, que, possui tecnologia de produção de óleo de xisto plenamente desenvolvida e em estágio comercial, e que o Brasil já demonstrou interesse concreto em

[7] Os EUA, maior consumidor e importador de óleo no mundo, buscam desenvolver sua indústria de xisto visando a não desequilibrar sua balança comercial com o volume de importação de óleo e minimizar os riscos devidos ao cenário de oferta e demanda mundial (U.S.A TASK FORCE ON STRATEGIC UNCONVENTIONAL FUELS, 20007 p.1)

explorar reservas de xisto em outros países e, por fim, que o sistema energético mundial é altamente vulnerável às questões políticas e às questões ambientais, o estudo aqui proposto buscará subsídios que auxiliem a responder se o Brasil deve investir em novos projetos de exploração e produção de seus recursos de xisto como fonte primária para produção de combustíveis tendo em vista o cenário energético e ambiental mundial, pergunta base deste estudo.

Objetivo

O objetivo geral do trabalho aqui desenvolvido é identificar e determinar os riscos envolvidos na produção de óleo a partir dos recursos de xisto nacional. Ao final, com as informações e resultados obtidos se buscará responder a pergunta base que originou o trabalho.

Para tanto, constituem-se como objetivos específicos deste estudo as seguintes atividades:

- Determinar e localizar os recursos de xisto nacional;
- Idealizar um projeto de explotação e produção de óleo de xisto a partir do valor dos recursos;
- Levantar os principais fatores de riscos envolvidos num projeto para explotação e produção de óleo de xisto nacional;
- Adotar modelo para determinar a viabilidade financeira do projeto idealizado e os riscos envolvidos;
- Identificar de forma qualitativa e/ou quantitativa os riscos de o Brasil explotar seus recursos de xisto diante do cenário futuro de oferta e demanda de energia mundial;
- Determinar as principais restrições à explotação comercial dos recursos de xisto nacional.

Pressupostos do estudo

Embora haja uma tendência mundial para o "uso mulpropósitos do xisto[8]" devido à existência de uma parcela considerável de inorgânicos em sua composição, neste estudo o xisto será considerado, apenas, como energético. Os subprodutos não serão considerados como renda adicional no fluxo de caixa.

Considerando-se, ainda, que o Brasil é detentor da tecnologia de pirólise e retortagem para a produção de óleo de xisto e que hoje esta se encontra em estágio de comercialização, então, o estudo será desenvolvido considerando apenas o uso da tecnologia pirólise e retortagem para o processamento e produção de óleo de xisto. O estudo considerará, ainda, que o oleo após extraído da rocha será processado em refinarias para a obtenção de derivados combustíveis.

1.6 . Estrutura capitular

No capítulo dois, denominado de "O xisto e seu processamento", é desenvolvida uma explanação sobre o objeto deste estudo. Nele são discutidos aspectos como: a quantidade dos recursos mundiais e nacionais de xisto, a sua localização, a tecnologia brasileira para a produção de óleo de xisto e de subprodutos e, também, os aspectos socioeconômicos envolvidos. Nesse capítulo a tecnologia é explanada de forma sucinta, ficando para o Apendice A o detalhamento da tecnologia, informações necessárias para a estimativa do custo de uma nova planta.

No terceiro capítulo é descrito um panorama do desenvolvimento da indústria do xisto mundial. Esse capítulo tem por objetivo despertar a atenção para o futuro do xisto no contexto energético mundial.

No quarto capítulo, denominado de "Análise de viabilidade e riscos: fundamentação teórica", são, inicialmente, detalhadas as técnicas normalmente utilizadas para avaliação de risco econômico. Esse capítulo foi escrito visando dar suporte ao entendimento da metodologia elaborada para atingir os objetivos propostos.

---

[8] Entende-se por uso multipropósitos o aproveitamento de todos os constituintes do xisto e não somente a sua parcela orgãnica

No quinto capítulo é apresentada a metodologia utilizada para atingir os objetivos. Nesse capítulo é também delimitada a abrangência do estudo e do modelo elaborado para analisar os riscos, bem como os motivos que levaram a introduzir ou excluir determinados parâmetros no modelo.

No sexto capítulo são apresentados os resultados dos cenários simulados e feita a análise global dos resultados.

No sétimo capítulo é apresentada a conclusão e feitos os comentários gerais.

CAPÍTULO 2 - XISTO: DEFINIÇÃO, CARACTERIZAÇÃO, QUANTIFICAÇÃO E PROCESSAMENTO

Este capítulo dissertará sobre o objeto de estudo no que se refere a definição, gênese, características física e química, quantidade de recursos e tecnologias para produção de óleo a partir de xisto. A discussão neste capítulo será feita em nível mundial e do Brasil, apresentando a localização geográfica, quantificando os recursos e o seu potencial energético. Quanto às tecnologias utilizadas para produção de óleo, será feita uma breve explanação de todas as tecnologias existentes e detalhada a desenvolvida e utilizada pela Petrobras.

2.1. Definição e caracterização

O termo xisto é incorretamente aplicado para identificar um tipo de rocha sedimentar que é constituída de finas camadas e com tempo de formação entre 40 e 50 milhões de anos, cuja denominação correta é folhelho oleígeno. O xisto não tem uma definição geológica precisa nem uma fórmula química específica, mas é um termo geral, normalmente utilizado para designar rochas sedimentares que possuem quantidades significativas de matéria orgânica (óleo). Essas rochas podem ser utilizadas diretamente como combustível para geração de calor e energia elétrica ou processadas para produzir combustíveis líquidos ou materiais[9].

Altun (2006) descreve o xisto como uma rocha compacta laminar com mais de 33% de material inorgânico, da qual é possível extrair certa quantidade de material orgânico quando submetida a processos térmicos de extração ou solubilização por solventes.

O material orgânico contido na matriz mineral do xisto é denominado de querogênio ou betume, e é resultante da fossilização de matéria orgânica, principalmente algas, sedimentadas em ambientes aquáticos, tais como: lagos, lagoas, pântanos etc., que, com a

9 O termo xisto, neste trabalho, será utilizado para designar folhelhos pirobetuminosos e óleo de xisto, obtido após o processamento do folhelho pirobetuminoso.
Em inglês, a palavra xisto recebe a denominação de “oil shale” e “shale oil” como sendo o óleo de xisto.

ação do tempo, temperatura e pressão, foram transformadas em hidrocarbonetos de estruturas macromoleculares complexas.

A comparação entre a gênese do petróleo e a do xisto nos indica que elas são muito parecidas, diferindo, apenas, nas condições ambientais às quais a matéria orgânica foi submetida (pressão, temperatura) e, consequentemente, na profundidade dos depósitos.

De forma geral, os principais depósitos de xisto situam-se em profundidades menores que um quilômetro e estão distribuídos em camadas de espessuras variadas com teores de querogênio, também, variados. As camadas de xisto são intercaladas por camadas de materiais estéreis de composição e espessuras, também, variadas. (EIA(b)2005 p11).

A Figura 1 ilustra a influência da temperatura e da profundidade na transformação da matéria orgânica em óleo ou gás. A Figura 2, ilustra o quão diferentes podem ser os depositos de xitos apresentando para tanto os perfis litológicos de um depósito de xisto na Suécia e o outro da Formação Irati na região de São Mateus do Sul.

Considerando-se que os prinncipais depósitos de xisto situam-se em profundidades da ordem de um quilômetro, da Figura 1 percebe se que os óleos de xisto situam-se na faixa de óleos imaturos.

Ainda, quanto a caracterização, os depósitos de xisto são classificados como betuminoso ou pirobetuminoso. Esta caracterização toma como base o tipo da matéria orgânica presente. Assim, são nomeados de xistos betuminosos aqueles que possuem um material orgânico quase fluido, denominado de betume, que, quando exposto à ação de um solvente, sulfeto de carbono, se dissolve facilmente e escoa.

O material orgânico dos xistos pirobetuminosos é uma mistura de hidrocarbonetos de pesos moleculares muito elevados, denominada de querogênio, que a temperaturas ambiente encontra-se no estado sólido. A extração do querogênio impregnado na rocha só é possível sob a ação de calor e sem a presença de oxigênio (retortagem) [10], condição que possibilita a quebra das moléculas grandes em moléculas menores, transformando o querogênio em algo similar ao betume.

[10] Retortagem é o nome dado ao processo térmico que craqueia as macromoléculas do querogênio em moléculas menores.

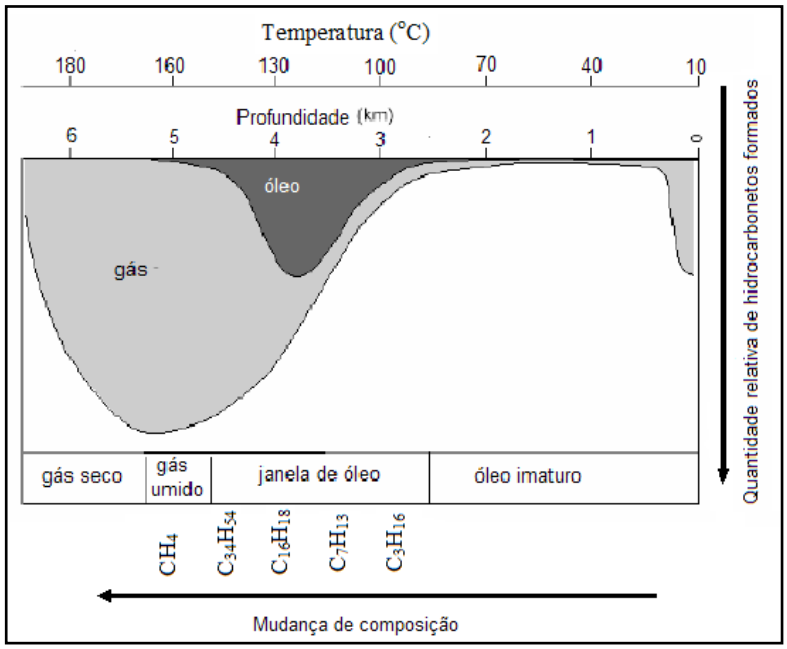


Figura 1 - Geração de hidrocarbonetos em rochas

Fonte: (KILLOPS E KILLOPS, 1993 [11] apud EUROPEAN PARLAMENT, 2005 p.32). Adaptado para este trabalho.

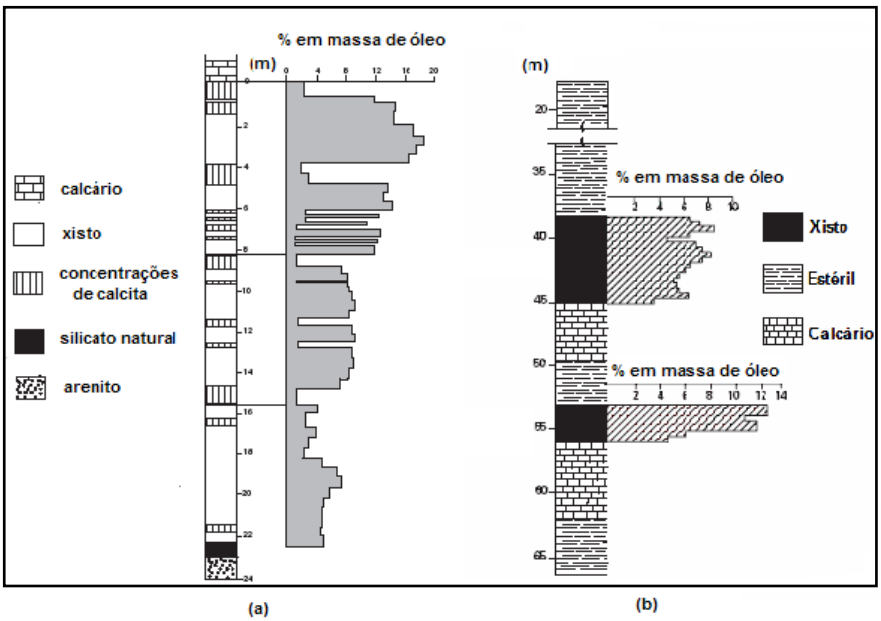


Figura 2 - Perfis litológicos e percentuais de extração de óleo típico dos depósitos de xisto da Suécia (a) e da Formação Irati no Brasil (b)

Fonte: (DYNI 2006 (b), p. 09 e 26)

[11] KILLOPS, S.D.; KILLOPS, V.J. **An introduction to organic geochemistry**. Longman Scientific & Technical, Essex, England, 1993.

Assim, pode-se dizer que o xisto pirobetuminoso é uma rocha que contém certa quantidade de material orgânico que, quando aquecida, na ausência de oxigênio, libera óleo, água e gás. Após a liberação desses compostos, o material resultante é um resíduo que se constitui essencialmente da base mineral do xisto com algum conteúdo residual de carbono, hidrogênio e enxofre, não decompostos e extraídos durante o processo de aquecimento.

Nos xistos pirobetuminosos o querogênio é predominante, contudo pequenas quantidades de betume são, também, encontradas. A maioria dos querogênios apresenta altos teores de olefinas e diolefinas, compostos responsáveis pela necessidade de hidrogenação do óleo para evitar a sua polimerização, etapa essa não necessária para o caso do petróleo.

Na natureza os xistos do tipo betuminoso são encontrados em menores proporções, cerca de 10 % do total de depósitos de xisto são do tipo betuminoso, os demais são do tipo pirobetuminoso (CHESF, 1987; volume I p 60).

A matéria orgânica presente no xisto, seja ele betuminoso ou pirobetuminoso, é composta, principalmente, de carbono, hidrogênio e oxigênio, com pequenas proporções de enxofre e nitrogênio. A parte mineral de alguns depósitos de xistos, é composta de carbonatos minerais como calcita, dolomita e siderita e, em menores proporções, de aluminosilicatos. Em outros xistos, os silicatos são os preponderantes, juntamente com a argila, enquanto os carbonatos são encontrados em proporções menores. Em alguns depósitos de xisto são encontrados, ainda, alguns sulfetos como pirita e marcassita, fonte de enxofre, ferro, níquel, vanádio, urânio, zinco (Dyni 2003, p. 198); (PETROBRAS, 1982, p12).

A existência de determinados elementos na matriz mineral do xisto, principalmente para aqueles com baixos teores de material orgânico, faz com que sua explotação se viabilize economicamente, uma vez que, após o processamento da rocha para a extração do óleo, ainda podem ser produzidos vários subprodutos como: enxofre, amônia, cimento, tijolos ou mesmo um combustível sólido de baixo poder calorífico para geração termoelétrica (finos de xisto com conteúdo de carbono).

Quanto ao poder calorífico, este é um parâmetro importante para qualificar e definir o uso de um depósito de xisto como recurso energético. Somado ao poder calorífico, a quantidade de óleo que pode ser extraída da rocha também é um parâmetro importante e, igualmente aos teores de óleo, o poder calorífico apresenta uma ampla variação de valores.

Atualmente a tendência mundial do uso *multiproposito* dos recursos naturais visando à otimização do seu uso e, consequentemente, à redução de impactos ambientais, para o caso do xisto isto representa, ainda, uma importante fonte de receita adicional nos projetos de exploração e produção de óleo de xisto. Estas fontes de receitas adicionais são importantes por auxiliarem a viabilizar econômica, pricipalmente, os recursos com baixo conteúdo de óleo.

Ainda sobre a quantidade de óleo impregnada na rocha, a existência de uma ampla variação nesse conteúdo, seja ela considerando os diversos depósitos ou mesmo em um único depósito, vários especialistas elaboraram uma classificação dos depósitos a partir do resultado de ensaios realizados utilizando o método de Fisher modificado[12]. Essa classificação tem como base a quantidade de óleo que pode ser extraída da rocha.

Os especialistas nomeiam os depósitos de xisto que possibilitam a extração de até 45 litros de óleo por tonelada de rocha como recursos marginais, por esses apresentarem baixo potencial de produção de óleo. A possibilidade de explotação desses depósitos hoje, é nula e, no futuro, essa possibilidade é muito pequena.

Os depósitos com potencial de extração de 45 a 90 l/t são denominados de baixo grau de óleo e sua explotação está condicionada à existência de tecnologias ou de avanços tecnológicos. No cenário atual, sua exploração está condicionada a condições especiais.

Os depósitos com grau de extração de 90 a 150 l/t são classificados como de grau moderado de óleo. Hoje a explotação da maioria desses depósitos não é viável, contudo é previsto que o avanço tecnológico e a alta do preço do petróleo tornarão sua explotação viável economicamente. Finalizando, depósitos com grau de extração maior que 150 l/t são os depósitos ricos, sua explotação atualmente já é viável, mesmo com as condições atuais. Segundo estudo realizado por Russel (1990), 85% dos recursos de xisto existentes no mundo contêm menos de 80 l de óleo por tonelada de rocha fato que coloca a necessidada de avaliações criteriosas sobre a viabilidade econômica de sua explotação.

---

12 Método de laboratório utilizado para a determinação da quantidade de óleo que pode ser extraída da rocha por retortagem (pirólise). Este método consiste em aquecer uma retorta de laboratório a uma taxa de 12 ^{o}C/min. até 500 ^{o}C, mantida nesta temperatura por 40 minutos, uma amostra de 100g de xisto. Os vapores gerados são condensados e centrifugados para a separação de água e óleo. As quantidades são pesadas e a quantidade de gás gerada é determinada, assumindo-se que a diferença entre a massa inicial e a massa de resíduo e a de óleo condensado são os gases combustíveis gerados durante o processo de retortagem.

Segundo Dyni (2006), a comparação do xisto com o carvão indica que o xisto contém de 60 a 90 % de material mineral inerte, enquanto no carvão mineral este valor é menor que 40 %. Quanto ao material orgânico, no xisto são encontrado teores de hidrogênio mais alto e de oxigênio mais baixo que os teores presentes na lignita e no carvão betuminoso.

Ainda, a comparação entre o xisto e o carvão mostra que os valores de poder calorífico do carvão mineral apresenta valores entre 3.500 e 4.600 kcal/kg, enquanto o xisto pode apresentar valores desde 500 até 4.000 kcal/kg. (Dyni, 2006).

Na Tabela 1 são apresentadas características físicas e químicas de alguns depósitos pesquisados cujas informações corroboram para mostrar as grandes diferenças existentes entre os depósitos mundiais de xisto. O gráfico da Figura 3, apresenta a distribuição percentual de cada uma das categorias de grau de óleo em relação ao total dos recursos mundiais[13] de xisto.

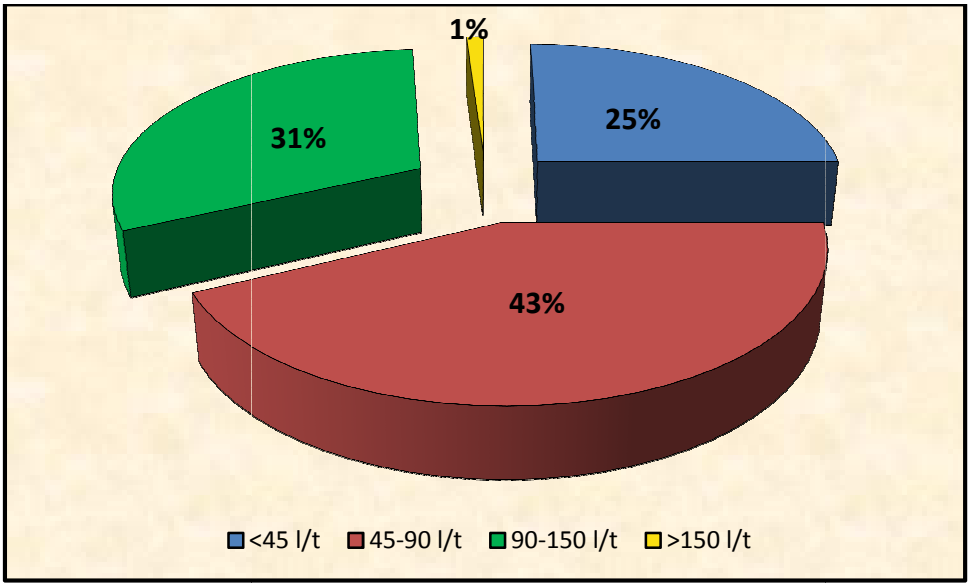


Figura 3 – Distribuição em porcentagem da quantidade de hidrocarbonetos na rocha

Fonte: Bouchta (1984); Duncan e Swanson (1966); Dyni (2006); Guthrie eKlosky (1951); Jaffé (1962); Parker (1962); Thorne e Kreamer (19500; Veiderma (2001).

Do exposto acima e das informações da Tabela 1 pode-se concluir que as ocorrências de xisto apresentam uma variação muito grande na sua composição química e, devido a isto, vários parâmetros são afetados, afetando principalmente a avaliação da quantidade de recursos.

[13] Foi considerado o valor de 3,2 trilhões de barris de óleo equivalente para o cálculo das porcentagens de cada categoria.

1 – Características físicas e químicas de xisto e de óleo de xisto em função da idade e da localização do depósito para os principais depósitos mundiais

País	Localização	Xisto	Querogênio Razão atômica		Retort*a*gem			Oleo de xisto		
		% de carbono orgânico	H/C	O/C	% de de óleo	Taxa de conversão	Densidade	H/C atômico	N %	S %
Austrália	Glein Davis	40	16	0,03	31	66	0,80	1,7	0,5	0,6
Austrália	Tansmania	81	1,5	0,09	75,0	78				1,0-1,7
Brasil	Irati	13 – 16,5	1,2	0,05	7,4	45-59	0,94	1,6	0,8	0,7
Brasil	Tremembé	8 – 26	1,6		6,8 – 11,5	40-60	0,92	1,7	1,1	
Canadá	Nova Escócia	7,9	1,2		3,6 – 19,0	33	0,88	1,5	1,6	
China	Fushun	77	1,4 – 1,5	0,16 – 0,02	3	66	0,92	1,4	0,1	1,1
Estônia	Estônia	8 – 22	1,4 – 1,5	0,03	22	45-55	0,97	4,15	0,6-0,9	0,5-0,6
França	Autun	5 - 10	1,3	0,08 – 0,1	5 – 10	60	0,89-0,93	1,6	0,5-1,0	3,0-3,5
França	Crevenay	44 – 52	1,35		4 – 5	34-60	0,91-0,95			0,6
Espanha	Puertollano	26	1,4		18 – 35	57	0,93	1,3	0,7	0,4
África do Sul	Ermeto	19	1,35		18	26	0,90		0,7	1,7
Sweden	Kvarntorp				6		0,98			
UK	Scotland	12	1,5	0,05	8	56	0,88		0,8	0,4
USA	Alasca	25-55	1,6	0,1	0,4-0,5	28-57	0,80			
USA	Colorado	11 - 16	1,55	0,05-0,1	9 - 13	70	0,90-0,94	1,65	1,8-2,1	0,6-0,8

Fonte: (ALTUN, 2006)

2.2. Recursos e reservas

Usualmente a avaliação de um depósito mineral[14] como os de xisto compreende elementos econômicos e tecnológicos, que somados às perspectivas futuras de explotação e do uso do recurso, torna a tarefa de quantificação ainda mais complexa. Dessa forma, a adição das dimensões econômicas e tecnológicas introduz o conceito de reserva na avaliação do recurso, que é a parcela identificada do recurso que pode ser econômica e legalmente extraída na época de sua determinação.

Avanços tecnológicos, projeções de produção e de demandas futuras são parâmetros que estão continuamente mudando, tornando impossível a tarefa de definir recursos, reservas ou produção econômica de energéticos com uma simples medida ou um único número.

O grau de incerteza associado à quantificação total de um recurso mineral quando da avaliação do seu potencial é determinado em função do nível do conhecimento geológico do recurso. Essa incerteza normalmente é expressa como a fração dos recursos totais que são considerados como não conhecidos.

Para o caso do xisto, essa fração de desconhecido é muito grande, indicando que a incerteza no valor dos recursos totais é muito elevada. Esse desconhecimento do total de recursos de xisto pode ser atribuído à baixa demanda pelo recurso, que não incentiva o conhecimento de novos depósitos, e também à grande quantidade de recursos concorrentes existentes no mundo, no caso, o petróleo.

A maioria dos depósitos de xisto conhecidos, tendo em vista as condições de mercado atual e tecnologias disponíveis, é considerada economicamente marginal ou sem atrativo, exceto os localizados em países sem disponibilidade de nenhum outro tipo de recurso energético. Tal situação deve-se também ao fato de as tecnologias comerciais existentes para a sua explotação e produção serem de capital intensivo[15].

---

[14] Alguns autores denominam, genericamente, depósitos minerais de ocorrências minerais.

[15] Um empreeendimento intensivo em capital é um empreendimento que exige grandes investimentos em imobilizado para poder ter lugar, ou alternativamente um empreeendimento que necessita de grandes investimentos contínuos em capex ao longo do tempo para poder ter lugar.

As exceções são Brasil, China e Estônia, países onde os depósitos de xisto estão sendo explorados comercialmente. O xisto extraído destes depósitos é utilizado, principalmente, para produção de combustíveis líquidos e produção de energia elétrica.

Atualmente, diante dos cenários de incertezas políticas, do nível de demanda mundial de energia e da volatilidade do preço do petróleo, iniciativas na busca de viabilizar a descoberta de novos depósitos de xisto e na superação de gargalos tecnológicos para a sua explotação e processamento têm alterado os valores de recursos e reservas oficiais de xisto.

2.2.1. Recursos de xisto no mundo

Os depósitos de xisto encontram-se espalhados nos cinco continentes, e os países que se destacam em quantidade de recursos são: Canadá, Estônia, China, Rússia, Austrália, Brasil, Estados Unidos, Jordânia, Zaire, Marrocos e Itália.

As dimensões desses depósitos abrangem desde pequenos acúmulos sem valor econômico algum até depósitos gigantes como o da Formação Green River no oeste dos Estados Unidos, cujas estimativas indicam a existência de 213 bilhões de toneladas de óleo de xisto "*in place",* cerca de 1,5 trilhões de barris (DYNI 2006).

Um dos principais trabalhos já realizado visando à quantificação dos recursos de xisto é o de Duncan e Swanson (1965), que estimaram, na época, os recursos mundiais de xisto em aproximadamente 2,1 quadrilhões de barris. Nesse estudo, Ducan e Swandon (1965)[16] estimaram que os recursos de óleo xisto, descobertos e ainda não descobertos, em depósitos de alto grau de óleo (>150 l/t) eram de 17 trilhões de barris de óleo equivalente e os de baixo a moderado grau (>40 l/t e < 150l/t) de 325 trilhões de barris de óleo equivalente.

O estudo de Ducan e Swandon (1965), apesar de ser um dos mais completos, apresenta incertezas de magnitudes consideráveis, visto que vários dos depósitos considerados possuíam pouco trabalho de investigação para a determinação da quantidade de recursos existentes.

Estudo sobre a indústria do xisto na União Européia, publicado pelo Parlamento Europeu em 2005, coloca que as estimativas disponíveis indicam que mundialmente os recursos de óleo

[16] Trabalho de reconhecimento internacional ainda hoje

de xisto, *in situ,* são da ordem de 500 bilhões de toneladas de xisto ou, aproximadamente, 3,2 trilhões de barris de óleo equivalentes. Ainda, segundo o mesmo estudo, estes recursos estão distribuídos em aproximadamente 600 depósitos espalhados em cerca de 30 países, sendo que os USA, a Rússia e o Brasil são detentores dos maiores depósitos e, juntos, totalizam, em média, mais de 80% dos recursos de óleo de xisto mundial (WEC 2004; EUROPEAN PARLAMENT, 2005 p.1).

A ExxonMobil, em agosto de 2005, publicou os resultados do estudo ExxonMobil's Energy Outlook A View 2030, onde é feita a comparação entre os recursos das principais fontes de hidrocarbonetos líquidos. O resultado mostra que a ordem de grandeza dos depósitos de petróleo convencional[17] seria de aproximadamente 7 trilhões de barris de óleo *in situ,* dos quais cerca de 1 trilhão já teriam sido produzidos. Os recursos provenientes de petróleo extra-pesado (*Extra Heavy Oil*) e areias betuminosas totalizam pouco mais de 5 trilhões de barris *in situ,* enquanto os depósitos de xisto no mundo totalizam cerca de 3 trilhões de barris *in situ.* (EXXONMOBIL, 2005).

Segundo dados do Energy Outlook 2004 do IEA, discutidos em Bahorich (2006), há na crosta terrestre cerca de sete trilhões de barris de óleo convencional *in situ*[18], e desses, aproximadamente um trilhão já foram produzidos; um trilhão de reservas medidas[19]; outro trilhão de reservas indicadas [20] e inferidas[21]. O restante, próximo de quatro trilhões de barris são reservas

---

[17] Neste trabalho o conceito de óleo convencional e não convencional adotado é um conceito dinâmico, o qual é função da tecnologia utilizada, dos custos de produção e do preço do óleo convencional no mercado. Assim, são considerados como não convencionais os recursos de óleo cujo volume de recursos é conhecido e, no momento da avaliação, o seu custo de produção é muito mais alto que o convencional. Quando novas tecnologias são desenvolvidas, tornando o custo de produção dos recursos não convencionais competitivos ou quando o preço do petróleo convencional é tão mais alto que o custo de produção do petróleo não convencional, os recursos denominados de não convencionais deixam de ser rotulados como não convencionais e passam a ser denominados de convencionais.

[18] Óleo *in situ* ou *in place* é o valor estimado da acumulação total de óleo contida em um reservatório.

[19] Reserva Medida - Volume ou tonelagem de minério computado pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e sondagens. O teor é determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada, devendo os pontos de inspeção, amostragem e medida estarem tão proximamente espacejados e o caráter geológico tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor da substância mineral possam ser perfeitamente estabelecidos. A reserva computada deve ser rigorosamente determinada nos limites estabelecidos, os quais não devem apresentar variação superior a 20% (vinte por cento) da quantidade verdadeira;

[20] Reserva Indicada - Volume ou tonelagem de minério computado a partir de medidas e amostras específicas, ou de dados da produção, e parcialmente por extrapolação até distância razoável, com base em evidências geológicas. As reservas computadas são as aprovadas pelo DNPM nos Relatórios de Pesquisa e/ou reavaliação de reservas.

[21] Reserva Inferida - Estimativa do volume ou tonelagem de minério calculada com base no conhecimento da geologia do depósito mineral, havendo pouco trabalho de pesquisa

remanescentes, que só poderão ser exploradas com o desenvolvimento de EOR (tecnologias de *Enhanced Oil Recovery).*

Para o Energy Outlook 2004 do IEA, a soma das quantidades de óleos não convencionais, com as de recursos de xisto, com as de areias betuminosas e as de óleos pesados, são praticamente iguais as de barris de óleo convencionais, ou seja, próximo a sete trilhões de barris de óleo in situ; destes, pouco mais de três trilhões são de recursos de xisto.

As Figura 4 e 5 apresentam, na forma gráfica, os valores dos estudos realizados pelo IEA e pela EXXONMOBIL. Nestas Figuras percebe-se a similaridade dos valores obtidos nos dois estudos.

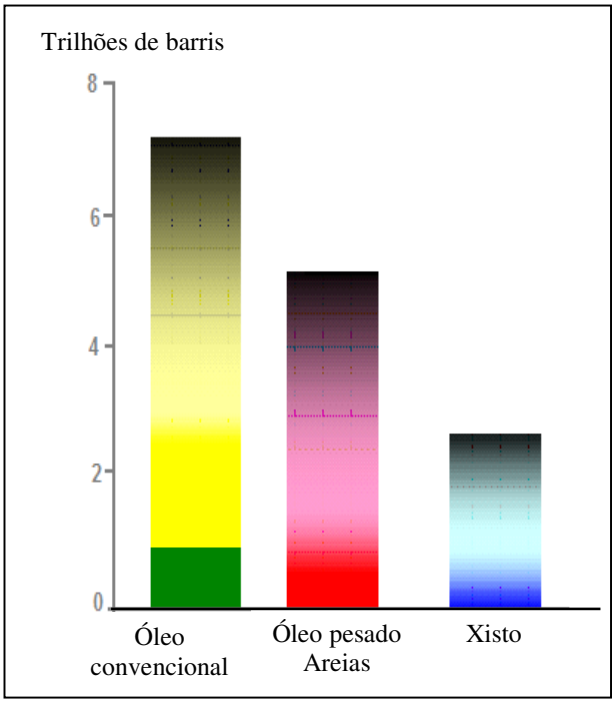


Figura 4 – Estudo realizado pela ExxonMobil comparando as quantidades de recursos "*in situ*" de óleos convencionais e não convencionais

Fonte: (EXXONMOBIL, 2005); adaptado para este trabalho

Dyni (2006), a partir de dados de vários autores, reportou que os recursos mundiais de xisto são da ordem de três trilhões de barris de óleo. Desses, aproximadamente 66% dos recursos de xisto estão localizados na America do Norte, 12% na Austrália, 12% na Europa, e os 10%

restantes estão distribuídos entre África, Ásia e América do Sul. A Tabela 2 mostra as estimativas de Dyni para os principais recursos conhecidos no mundo.

Rogner et al (2000), a partir dos dados do Federal Institute for Geosciences and Natural Resources - BGR (1980), contabilizaram os recursos de xisto mundial e por região. Seus números indicam que o total de recursos mundial é da ordem de 3,31 trilhões de barris de óleo, número similar ao reportado pela ExxonMobil (2005) e pelo IEA (2006). A Tabela 3 apresenta os números levantados por Rogner et al por região geográfica para os recursos mundiais de xisto.

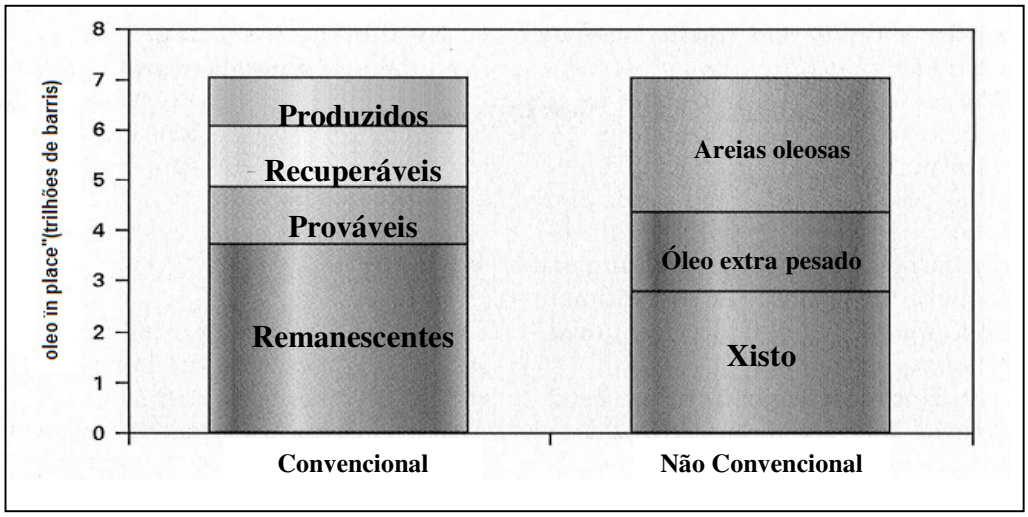


Figura 5 – Estudo realizado pela EIA comparando as quantidades de recursos *in situ* de óleos convencionais e não convencionais

Fonte: (IEA, 2004[22] apud BAHORICH, 2006 p.30). Adaptado para este trabalho

Especialistas em quantificação de recursos justificam que as diferenças encontradas nos valores totais dos recursos são devidas ao fato de as estimativas mundiais dos recursos de óleo de xisto, ou mesmo para um depósito específico, serem muito incompletas, e as metodologias utilizadas para estimar essas quantidades, na maioria das vezes, são muito diferentes. Somado a esses fatores, esses especialistas afirmam ainda que a grande diversidade de unidades dimensionais utilizadas para expressar as informações das quantidades totais de recursos ou do grau de óleo de um depósito torna a tarefa mais difícil.[23] (HOOK e RUSSELL, 1982).

22 IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy 2004. OECD/IEA, 2004. Paris

[23] Durante a revisão bibliográfica foram encontrados valores expressos em unidades como: galões americanos ou galões Imperiais de óleo de xisto por tonelada curta de rocha, litros por tonelada métrica (l/t), barris, toneladas curta ou toneladas métricas de xisto, quilocalorias por quilograma de xisto, ou giga joules por unidade de massa de xisto.

Tabela 2 - Estimativas dos principais recursos conhecidos e avaliados como reservas no mundo

País	Recursos de óleo *in situ* (10^6 bbl)
Estados Unidos	2.085.228
Rússia	247.886
Zaire	100.000
Brasil	82.000
Itália	63.000
Marrocos	53.381
Jordânia	34.172
Austrália	31.689
Estônia	16.286
China	16.000
Canadá	15.241
Uzebekistão	8.826
Turkmenistan &	7.687
França	7.000
Belarus	6.988
Tailândia	6.401
Suécia	6.114
Egito	5.700
Ucrânia	4.193
Israel	4.000
Reino Unido	3.500
Kazaquistão	2.837
Alemanha	2.000
Mynamar (Burma)	2.000
Turquia	1.985
Yugoslávia	690
Luxemburgo	675
Argentina	400
Armênia	305
Mongólia	294
Espanha	280
África do Sul	130
Bulgária	125
Hungria	56
Polônia	48
Madagascar	32
Chile	21
Nova Zelândia	19
Áustria	8
Checoslováquia	6
Global	**2.984.930**

Fonte: (DYNI, 2006) adaptado para este trabalho

A Tabela 4 apresenta alguns dos valores mais recentes para recursos mundiais de xisto. A análise dos valores indica que além da diferença nos valores totais há, também, diferença entre os valores publicados por uma mesma instituição, fato que ilustra, a real dificuldade em se obter números confiáveis sobre a quantidade de recursos de xisto (BGR, 1998 e BGR, 2005).

Tabela 3 - Valores de recursos totais conhecidos de óleo *in situ* por continente

Região	Recursos identificados **(1)** 10^9boe	Total de recursos **(1)** 10^9boe	Recuperável provado e reservas adicionais estimadas **(2)** 10^9boe
América do Norte	7,84	2.412,91	1.489,22
América Latina e Caribe	2,29	133,01	66,18
Europa Ocidental	3,59	61,11	0,16
Europa central e oriental	7,35	18,95	0,00
União Soviética	29,08	66,18	44,61
Oriente Médio e Norte da África	52,12	55,56	191,99
África sub-Sariana	0,00	112,75	0,00
Ásia do Pacífico	6,54	6,54	11,60
Ásia Central	4,08	137,25	0,00
OECD do Pacífico	26,14	305,56	247,22
Total [e]	**139,05**	**3.309,80**	**2.050,98**

(1) (BGR, 1998)
(2) (WEC, 1998)

Fonte: (ROGNER, 2000)

Isto posto, as informações levantadas apontam que os recursos mundiais de xisto conhecidos são da ordem de três trilhões de barris de óleo. Neste trabalho será assumido o valor de recursos reportados por Dyni (2006), de 2,9 trilhões de barris de óleo. A opção pelo valor da USGS deve-se ao fato deste ser o mais recente, por ele englobar o maior número de países inventariados, quando comparado com os demais estudos, e, também, por apresentar maior consistência nos valores reportados quando comparado com os demais estudos publicados.

Tabela 4 – Valores de recursos mundiais conhecidos de xisto reportados por diversas instituições oficiais

Instituição	Recursos 10^9 (bbl)	Fonte
Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR) - 1998	3.310	ROGNER H H. 2000
World Energy Concil (WEC) – 1998	2.050	ROGNER H H. 2000
Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR) - 2005	1.258	BGR 2007
EIA/DOE - U.S. Department of Energy.	2.900	EIA 2006 p.63
US Geological Survey	2.826	DYNI 2005 p37
Oxford Institute for Energy Studies	3.500	SKINNER R and ARNOTT R. 2005 p72
Bureau of Economic and Business Research University of Utah	2.900	Alan E. Isaacson, 2006 p3
European Parlament	3.200	European Parlament 2005 p1

Fonte: Elaboração própria

2.2.2. Recursos de xisto no Brasil

No Brasil são encontradas ocorrências de xisto em quase todos Estados da Federação. Hoje, sabe-se que nos Estados do Amazonas, Maranhão, Pará, Amapá, Ceará, Alagoas, Bahia, Goiás, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul existem ocorrências de xisto, que segundo especialistas, podem totalizar 800 bilhões de barris de óleo *in situ.* (KRAEMER, 1950[24] apud DUNCAN ,1966); (YOUNGQUIST,1998); (RUSSELL 1990).

Das ocorrências descobertas, apenas as do Vale do Paraíba em São Paulo, as da Formação Irati nos Estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, e as de Maraú na Bahia foram objetos de estudos sistemáticos para dimensionamento dos recursos existentes, visto o estado da arte na época, o qual não permitia a explotação de todas as jazidas de forma economicamente viável.

O mapa da Figura 6 ilustra os locais das ocorrências nacionais conhecidas. A análise crítica da localização das ocorrências de xisto no Brasil indica que estas são bem distribuídas no território nacional e que várias delas estão na costa ou próxima dela. Contudo, percebe-se

.24 KRAEMER, A. J. Oil Shale in Brazil. US Departament of the Interior. Report of Investigation number 4655. 1950 Washington D. C. 36 p

também que uma parcela das ocorrências situa-se em regiões interioranas, próximo a centros consumidores, fator que no final da década de 1970 levou os gestores públicos a pensar num programa de utilização dos recursos de xisto para a interiorização da economia, ideia que não teve sucesso. (CHESF, 1987).

Vários trabalhos das décadas de 60 e 70 reportam que as ocorrências de xisto do Brasil totalizavam em torno de 800 bilhões de barris de óleo, entretanto, trabalhos mais recentes reportam números significativamente menores, em torno de 80 bilhões de barris de óleo de recursos *in place*, valores que representam recursos existentes nas áreas da Formação Irati e do Vale do Paraíba. (DYNI, 2006, p.34).

Assim, dos vários depósitos de xisto existentes no território nacional, cuja maioria tiveram suas quantidades inferidas no passado e, devido às características físicas e químicas, localizações, teores de óleo etc., apenas as áreas da Formação Irati foram priorizadas para estudos sistemáticos com base em parâmetros técnicos e econômicos.

Tal priorização foi definida considerando não a quantidade de recurso total de óleo de xisto existente, mas, sim as reservas recuperáveis, com características favoráveis para industrialização em larga escala e com resultados econômicos aceitáveis.

Tal priorização foi definida no final da década de 1970, quando a Petrobras pré-estabeleceu critérios que levaram em consideração os seguintes fatores:

- ✓ Condições favoráveis para mineração a céu aberto (capeamento máximo admissível; limitação das espessuras das camadas xistosas e inertes; ausência de falhas estruturais significativas).
- ✓ Características das camadas xistosas (número de camadas; espessura das camadas).
- ✓ Características do xisto (teor de óleo; teor de umidade; propriedades adequadas ao processo produtivo, no caso, o processo Petrosix).
- ✓ Quantidade suficiente para que se justifique a instalação da unidade industrial.

Assim, segundo os critérios pré-estabelecidos pela Petrobras na época, uma área era considerada viável economicamente, se essa fosse favorável a mineração a céu aberto, se possuísse um capeamento máximo de 45 m; se perturbações estruturais significativas fossem

ausentes; se o teor médio de óleo fosse no mínimo de 7% e se as quantidades fossem significativas, de modo a comportar a instalação de uma unidade industrial com capacidade de produção de, no mínimo, 50.000 barris/dia por 30 anos. (CHESF, 1987).

Vale do Paraíba

No caso das ocorrências de xisto do Vale do Paraíba, estas cobrem uma área próxima de 200 km^2, onde estão localizados os municípios de Quiririm, Taubaté, Tremembé, Pindamonhangaba e Roseira. Nesta formação foram realizados trabalhos geológicos detalhados em uma área de 10 km^2, cujos resultados mostraram a existência de 119 milhões de barris de recursos e inferiram outros 1milhão e 300 mil barris. (TONEL 2004).

Figura 6 – Localização das principais ocorrências de xisto no Brasil

Fonte: Modificada de Petrobras (2008)25.

Os estudos realizados, na época, mostraram que o perfil litológico da formação na coluna sedimentar de interesse tem uma espessura total de 36 metros, destes, 30 metros são de xisto

[25] Informações fornecidas pelo geólogo Roberto Calari via, e-mail em dezembro de 2008.

pirobetuminoso, e seis metros, de argila, distribuídas em duas camadas. Os 30 metros de xisto são distribuídos em três camadas, sendo uma delas com cinco lâminas de xisto com espessuras de 15 a 60 cm e conteúdo de óleo de 8 a 13% em peso. Uma segunda camada possui nove lâminas com espessuras de um a cinco metros e teores de óleo desde 3 até 9 % em peso. A última camada possui três lâminas com espessuras inferiores a um metro e teores de óleo menores que 3%. (CHESF, 1987).

O teor de umidade do xisto encontrado na região do Vale do Paraíba foi, em média, de 33%, considerado como um dos fatores mais negativos para sua explotação por ser muito alto. O rendimento médio em óleo para essa área, em base úmida, é da ordem de 4% em peso.

O aproveitamento da jazida do Vale do Paraíba somente seria possível se fosse utilizado o processo de mineração seletiva, que visa a obtenção de material mais rico em óleo, contudo, segundo Ramos (1981), esse processo é complexo e custoso, além de ser predatório por reduzir a quantidade total de óleo recuperado.

Contudo, o principal motivo para a rejeição da formação do Vale do Paraíba pela Petrobras foi quanto aos teores de água contidos no xisto, que eram da ordem de 33%, valor responsável pelo por um grande desiquilíbrio no balanço de energia. Segundo estudos feitos pela Petrobras, o processo de secagem e retortagem do xisto do Vale do Paraíba consumiriam juntos em torno de 80% da energia térmica disponível. (MOREIRA[26]·, 1981 apud RAMOS L; BARROS R. P, 1981).

Com base nos estudos feitos e nos critérios pré-estabelecidos pela Petrobrás, a formação do Vale do Paraíba foi considerada como não viável economicamente, levando-se em conta a conjuntura da época e a existência no país de outros depósitos com caracteristicas melhores para explotação, como os depósitos da Formação Irati, localizados no Sul do Brasil. (CHESF 1987).

Formação Irati

A Formação Irati está presente nos Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Goiás e Rio Grande do Sul. Os afloramentos de xisto oleíginos cobrem uma área de cerca de 2.000 km de

[26] MOREIRA, H B. **Xisto: uma contribuição efetiva para complementar a produção de petróleo.** Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná. N°16. jun.1979.

extensão, desde Goias até a fronteira com o Uruguai, conforme mostra a Figura 7. Ao longo de sua extensão há algumas interrupções e as ocorrências existentes apresentam falta de homogeneidade, seja no número de camadas, seja no teor de óleo etc. (MOREIRA, 1981); (CHESF, 1987).

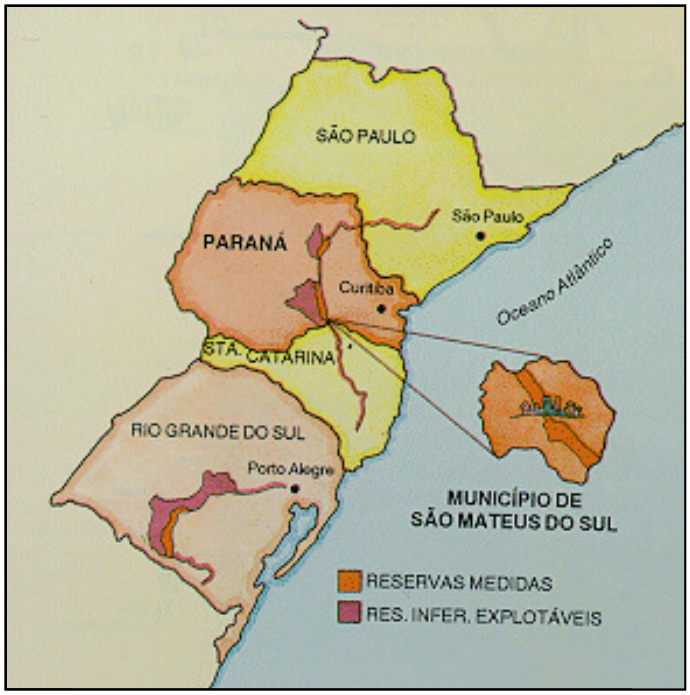


Figura 7 - Localização da Formação Irati na região Sul e Sudeste do Brasil

Fonte: (PETROBRAS 2005)27

No Estado de São Paulo a Formação Irati é caracterizada por intercorrências de xisto com calcário e xisto sem óleo. Algumas regiões apresentam uma, duas e até três camadas de xisto com espessuras superiores a um metro, contudo apresentam pequena área e teores de óleo da ordem de 4 a 5% em peso, valores considerados baixo (MOREIRA 1981); (CHESF, 1987).

Na região nordeste do Estado do Paraná, a formação é caracterizada por rochas carbonosas, que apresentam camadas xistosas em número de duas, intercaladas por camadas de material estéril com 10 a 12 metros de espessura. Os teores de óleo, em média, encontrados nas regiões de rochas xistosas não ultrapassam 4% em peso. A região sudeste do Paraná, onde se

[27] PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. Apresentação Institucional da Petrosix. Palestra proferida pelo Eng.José Manuel Vilar Gulin - Gerente-Geral da Unidade de Industrialização do Xisto de São Mateus do Sul. São Paulo, IEE/USP SP; 2005.

localizam as áreas promissoras, como as próximas ao município de São Mateus do Sul, apresenta um perfil litológico de duas camadas de xisto, sendo a superior de 6,4 metros de espessura, e a inferior, de 3,2 metros, com um capeamento médio de 17,5 metros, podendo atingir no máximo 30 metros. Os teores médios de óleo encontrados nestas camadas são de 6,4 e 9,1 % em peso respectivamente. Já próximo da fronteira com o Estado de Santa Catarina, as irregularidades da topografia e a existência de intrusões de rochas tornam a área inadequada para explotação. Contudo, foi selecionada uma área entre os rios Iguaçu e Negro, cuja camada superior possui uma espessura de 3,1 metros e 7,2 % de óleo, em que pese a existência de uma camada inferior, ela é desconsiderada devido às dificuldades de explotá-la.

No Estado de Santa Catarina, ainda, devido à topografia bastante irregular, a presença de rochas ígneas e a grande espessura de capeamento, em alguns lugares chegando a 60 metros, somente a área de 100 km^2 ao norte, próximo aos municípios de Três Barras e Papanduva, é considerada como recurso explotável.

Estudos sobre a área selecionada apontam que o perfil litológico desta área possui duas camadas xistosas, sendo a superior de 7 metros de espessura, com aproximadamente 6,4 % de óleo em peso, e a inferior com 3,1 metros de espessura e 7,2 % de óleo

No Estado do Rio Grande do Sul o perfil litológico da formação mostra a existência de duas camadas. A camada superior possui um teor de óleo menor que 3,0%, o que impossibilita o seu uso, e a inferior possui cerca de 7,0 % de óleo contido em uma espessura de 3,0 metros. A análise da topografia e do perfil litológico levou a Petrobras a definir apenas a área entre São Gabriel e Dom Pedrito como área de interesse por estas atenderem os critérios de seleção impostos pela empresa.

A determinação dos recursos disponíveis de óleo de xisto da Formação Irati apresenta algumas dificuldades, principalmente devido à ocorrência irregular de rochas intrusivas, que permitiram a destilação *in situ* das camadas oleígenas ao longo do tempo. Entretanto, as sucessivas etapas de reconhecimento de campo e os serviços de sondagem pioneira levados a efeito trouxeram dados adicionais de superfície e sub superfície, que permitem estimar recursos da ordem de 82 bilhões de barris de óleo *in situ* (DYNI, 2006).

No que tange aos valores dos recursos economicamente viáveis (reservas), ressalta-se que, em função do perfil litológico e da ocorrência frequente de falhas estruturais na Formação Irati, é muito difícil a previsão de tais valores.

A Petrobras, em palestra proferida por técnicos da Petrosix no Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, em 2005, declara que as reservas de xisto na Formação Irati e na região de São Mateus do Sul são as que constam da Tabela 5.

Do exposto acima se conclui que os critérios impostos pela Petrobras para a realização de estudos detalhados e posterior explotação, quando do processo de caracterização e quantificação de todos os recursos de xisto nacionais, resultaram em uma grande deficiência de dados para a maioria dos depósitos, uma vez que os resultados dos estudos preliminares indicavam que apenas os depósitos de xisto da Formação Irati e do Vale do Paraíba atendiam tais critérios e, deste modo, somente estes foram alvos de pesquisas geológicas detalhadas.

Acredita-se que o descarte das demais regiões, embasado apenas nos critérios técnicos impostos pela Petrobras, na época, sem levar em consideração cenários futuros de oferta e demanda, foi prematuro, pois a análise conjunta dos critérios tecnológicos com cenários futuros de oferta, demanda e desenvolvimento tecnológico poderia indicar que outros depósitos, em outras regiões, que, as da Formação Irati e do Vale do Paraíba, poderiam tornar-se ambiental e economicamente viáveis, quer por incrementos tecnológicos, quer por deficiência de oferta e excesso de demanda, suplantando dessa forma quaisquer dos critérios impostos à época para o corte.

Tabela 5 - Recursos de xisto economicamente viáveis na Formação Irati e na região de São Mateus do Sul

Produto	Unidade	Irati	São Mateus (PR)	São Gabriel (RS)	Papanduva (SC)	Rio Negro (PR_
Óleo De Xisto	Milhões bbl	1.900.	717	705	700	220
Gás de Xisto	Bilhões m^3	68	25	24,1	24,0	7,8
GLP	Milhões t	25	9	5,0	4,1	1,6
Enxofre	Milhões t	48	18	11	11,3	3,5

Fonte: (PETROBRAS 2005)[28].

[28] PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. Apresentação Institucional da Petrosix. Palestra proferida pelo Eng.José Manuel Vilar Gulin - Gerente-Geral da Unidade de Industrialização do Xisto de São Mateus do Sul. São Paulo, SP. IEE/USP SP; 2005.

2.3. Tecnologias

Conforme já explanado, os xistos são rochas oleígenas que possuem concentrações variáveis de material orgânico espalhados em sua matriz mineral. Esta dualidade dos xistos oleíginos possibilita abrir perspectivas econômicas importantes. Contudo a heterogeneidade em sua composição, muitas vezes, dificulta a separação dos componentes, podendo tornar o empreendimento muito complexo e de viabilidade econômica crítica.

Somado à heterogeneidade de composição, o estado sólido dos hidrocarbonetos presentes no xisto dificulta o seu bombeamento direto do reservatório geológico.

A comparação das tecnologias para obtenção de óleo de xisto com as do petróleo indica que, para o caso do xisto, o processo é muito mais complexo do que para o petróleo.

Apesar da complexidade intrínsica para a sua extração, o principal uso do xisto é como energético, seja pela queima direta para geração de calor ou pela produção de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. Contudo, a dificuldade de extração do óleo da rocha, a concentração de óleo e a matriz mineral presente têm propiciado o uso diversificado do xisto.

Na Estônia em torno de 80% do xisto extraído é utilizado para a produção de energia elétrica por meio da queima direta do xisto e do óleo extraído; 16% são retortados para a produção de produtos químicos e o restante, na produção de cimento (EASAC, 2007).

No Brasil o xisto extraído é processado para a produção de combustíveis líquidos e gasosos, de nafta e de enxofre. Pesquisas visando o uso dos rejeitos do processo, como a utilização do xisto retortado na indústria de cimento e de cerâmica, entre outras, foram desenvolvidas. Atualmente, pesquisas para a produção de fertilizantes para solo e a utilização dos finos de processo em usinas termoelétricas estão em andamento na Petrosix em parceria com a Embrapa.

Na China, do xisto é extraído tanto óleo quanto gás, os quais são totalmente utilizados para geração de energia elétrica. Adicionalmente, os finos de processo são queimados em caldeiras de leito fluidizado para geração de vapor e eletricidade. As cinzas geradas nas caldeiras são utilizadas para a produção de materiais para construção civil como, por exemplo, a produção de cimento (JIANG, 2005).

Na Austrália o governo incentiva a produção de nafta, que nas refinarias são prioritariamente transformadas em gasolina. Na Alemanha o uso prioritário do xisto é para a produção de cimento e materiais de construção e, em Israel, a geração de energia elétrica é o principal uso para o xisto (DEARDEN, 2007 p.5).

A tendência de implantar nas diversas cadeias produtivas a filosofia "*multi propósito",* que visa, acima de tudo, à valoração dos rejeitos de processo, e as características intrínsecas do xisto são fatores que ampliam as possibilidades de aplicação do xisto e de seus rejeitos, principalmente aqueles rejeitos referentes à extração do óleo e os da queima direta.

Deste modo, a presença de minerais com valor de mercado na composição do xisto possibilita a produção de vários subprodutos, agregando valor considerável a alguns depósitos de xisto, valoração esta que, na maioria dos casos, auxilia a viabilizar economicamente a produção da jazida.

Resumindo, o xisto como energético tem dois grandes usos, um para a produção de calor, por meio de queima direta em caldeiras ou fornos, e outro, como matéria-prima para produção de óleo cru, através da retortagem do xisto para extração do querogênio. Os demais usos reportados são decorrentes do aproveitamento dos rejeitos gerados de um dos usos energéticos.

O processamento do xisto para a extração da parte orgânica requer, além da etapa de mineração, a utilização de processos térmicos a temperaturas em torno de 500°C para converter o querogênio, presente no estado sólido, em hidrocarbonetos líquidos. Esse processo é denominado de retortagem por ocorrer em reatores denominados de retortas. O processo utilizado para a extração do óleo de xisto da rocha é o convencional processo de pirólise[29].

Após o processo de retortagem, parte do xisto retortado (rocha), é enviada para recuperação da área minerada e parte pode ser utilizada como matéria-prima em outros processos produtivos. O óleo extraído é enviado para unidades de hidrogenação catalítica e posteriormente para refino. Assim, de forma simplificada, pode-se dizer que a produção de óleo de xisto incorre em dois grandes blocos, o de mineração e o de retortagem.

A Figura 8 mostra um diagrama de fluxo da cadeia produtiva do xisto. Nele são apontadas as principais operações unitárias envolvidas..

[29] A pirólise ocorre com o querogênio, contudo o termo é empregado para o xisto como um todo.

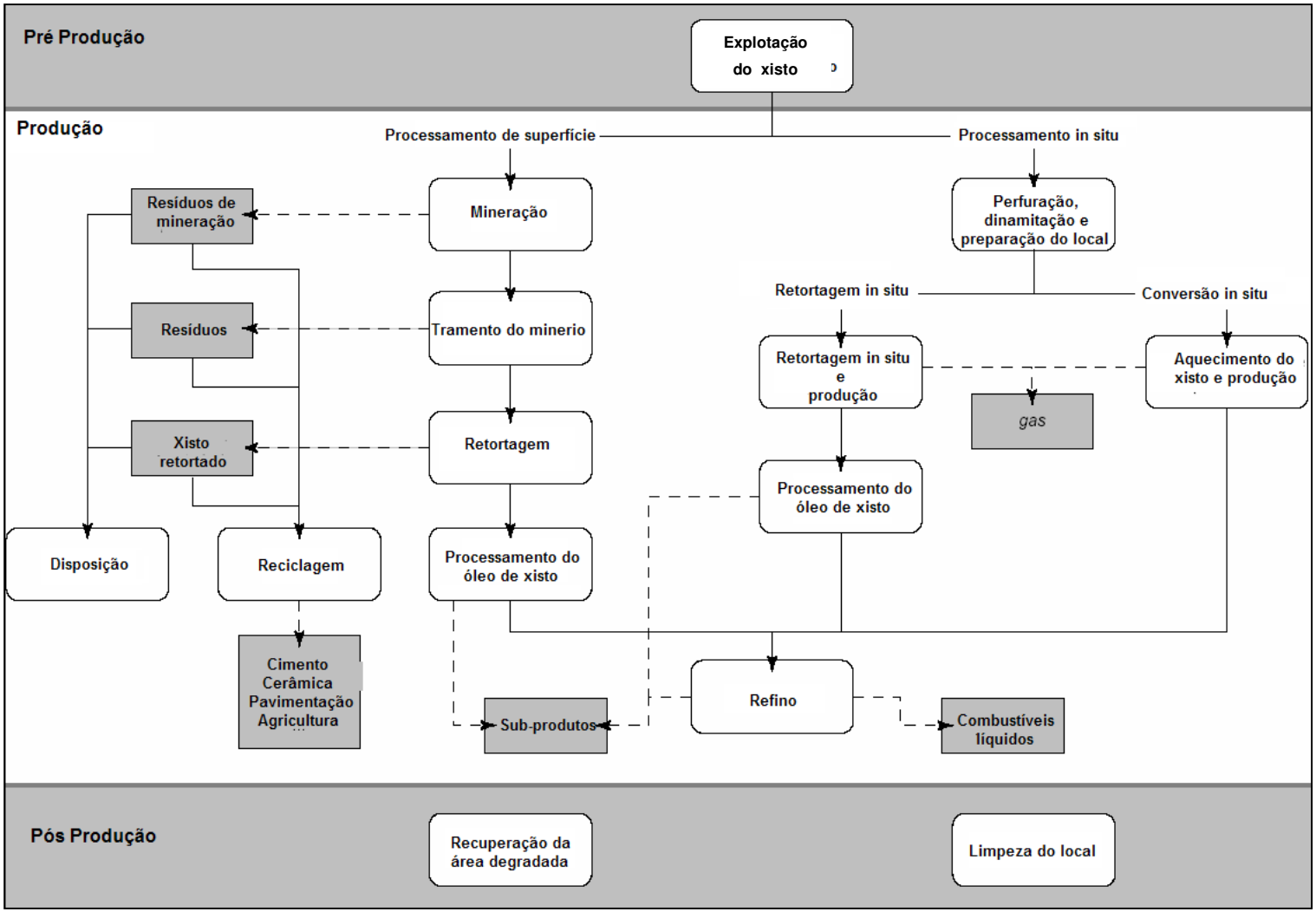


Figura 8 – Diagrama da cadeia produtiva do xisto, desde sua explotação até seu processamento industrial para geração de produtos e subprodutos

FONTE: (EASAC, 2007). Adaptado pela autora

No que tange à mineração, os métodos utilizados para a extração da rocha são do tipo de mineração de superfície ou mineração subterrânea. [30] Independente de a mineração ser do tipo subterrânea ou de superfície, seu objetivo é a extração do recurso da terra e sua fragmentação para que possa ser transportado até a unidade de tratamento do minério (moagem e classificação) e posterior processamento térmico para obtenção do óleo de xisto e demais produtos.

A mineração de superfície, não obstante as grandes quantidades de material removido, por motivos econômicos, é a mais indicada para depósitos de xisto com espessuras de capeamento pequenas (<300 m), camadas contínuas, espessas e sem a presença de águas superficiais (INSTITUTE FOR MINING-TIDINGS, 2001 p.14).

Quanto à mineração subterrânea, esta é feita de forma similar à extração subterrânea de outros recursos minerais, tais como, o carvão, o urânio etc. Diferentemente da mineração de superfície, a mineração subterrânea é indicada para depósitos profundos e que possuam escarpas laterais para acesso

O estudo realizado pela EASAC (2007) aponta que, em muitos casos, a eficiência de extração do minério de xisto em mineração de superfície está próxima de 100%, ao passo que, para o processo de mineração subterrânea este número pode ser da ordem de menos de 70%, uma vez que grande parte do material é deixada nas câmaras e pilares (*roons and pillars)* de sustentanção ou em áreas não mineiradas.

Ainda, segundo estudo realizado pela EASAC (2007), ambos os métodos de mineração envolvem o manuseio de grandes quantidades de água, seja na atividade de operação da mina ou pelo bombeamento das águas superficiais ou subterrâneas, ambas para evitar a inundação da área mineirada.

Quanto à retortagem[31], ela é o processo utilizado para a extração de óleo da rocha, cujo resultado é a fragmentação das moléculas grandes que compõem o querogênio em moléculas menores, gerando líquidos e gases combustíveis. Esta fragmentação ocorre com o aquecimento da rocha a temperaturas próximas de 500°C, na ausência de oxigênio. O processo de retortagem

[30] Mais recentemente, a Shell está pesquisando nso Estaods Unidos, métodos de extração in situ, que não requerem grandes intervenções no subsolo para a extração do material. Para o caso do xisto, este método será tratado quando forem discutidas as tecnologias de retortagem, visto que, para o xisto, o método de mineração in situ nada mais é do que a retortagem in situ.

[31] O processo de retortagem é também conhecido como pirólise

visa, prioritariamente, à minimização das reações termodinâmicas que formem coque e hidrocarbonetos gasosos e maximização daquelas que priorizam a produção de óleo de xisto.

Da retortagem do xisto tem-se como resultado uma fase gasosa, conhecida por gás de retortagem; duas fases líquidas e uma sólida. A fase gasosa é composta por hidrocarbonetos leves, hidrogênio, gases de enxofre[32] e monóxido de carbono. As fases líquidas são a oleosa e a aquosa, que contém substâncias como, nitrogênio amoniacal, fenóis e sulfetos. A fase sólida é denominada de xisto retortado.

A Tabela 6 exemplifica as proporções dos produtos formados quando da retortagem do xisto. Os valores apresentados são referentes ao xisto de São Mateus do Sul, empregando a tecnologia Petrosix desenvolvida pela Petrobras.

Tabela 6 - Quantidades de produtos formados a partir da pirólise do xisto de São Mateus (PR)

Produto	% (massa)
Óleo	6,9
GLP	3,1
Gás de xisto	1,2
Enxofre	2,0
Xisto retortado	86,9

Fonte: (PETROBRAS 2005)[33]

O processo de retortagem é altamente endotérmico, pois necessita de energia adicional não somente para elevar a temperatura do querogênio, mas da massa do xisto como um todo. Considerando-se que o processo é consumidor de energia, existe então uma concentração mínima de matéria orgânica, de modo que o balanço energético do processo seja positivo. Ramos (1983) estimou para um processo que tenha 50% de eficiência térmica e retorte um xisto com 0,05 cal/g^{o}C, este xisto deve ter no mínimo 5% de matéria orgânica para que o processo seja auto-suficiente em energia. (RAMOS, 1983 p.15).

Várias tecnologias para produção de óleo e gases combustíveis por meio da retortagem de xisto têm sido desenvolvidas e testadas, desde o início do século passado. Contudo, devido às

[32] Prioritariamente é formado H_2S.
[33] PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. Apresentação Institucional da Petrosix. Palestra proferida pelo Eng. José Manuel Vilar Gulin - Gerente-Geral da Unidade de Industrialização do Xisto de São Mateus do Sul. São Paulo, IEE/USP SP; 2005.

várias crises mundiais de oferta de petróleo, somente nos anos de 1970 e 1980 é que os desenvolvimentos foram mais expressivos.

Um dos maiores desenvolvimentos reportado na última década, para retortagem de superfície, é o de Alberta - Taciuk Processor, que utiliza um reator horizontal, os demais avanços técnicos centraram-se apenas em melhorias das tecnologias já existentes, tais como: monitoramento e controle do processo, sistemas de abatimento de poluentes e, principalmente, aumento de eficiência de extração e da eficiência energética do processo (BARTIS, 2005 p.14).

Mais recentemente, visando melhorar a viabilidade econômica dos empreendimentos de xisto e das pressões ambientais, o desenvolvimento de tecnologias para a produção de subprodutos a partir dos rejeitos de processo tem recebido destaque nos desenvolvimentos afeitos à cadeia produtiva do xisto.

No caso específico do processo unitário de retortagem, o xisto pode ser retortado tanto por tecnologias de superfície quanto *in situ*. A diferença entre a retortagem de superfície e a *in situ* reside no fato de que, enquanto na retortagem de superfície o xisto é extraído para depois ser retortado, no caso da *in situ,* a retortagem ocorre no local onde está a rocha, sem a necessidade de extraí-la para a produção de óleo.

Das tecnologias de retortagem de superfície desenvolvidas ou aprimoradas e já testadas, elas podem ser agrupadas em dois grandes grupos, as que envolvem a utilização de fornos de retortagem verticais e as que utilizam fornos de retortagem horizontais. No caso das tecnologias *in situ*, estas podem ser divididas em *"true in situ"* e *in situ* modificada. Mais recentemente a Shell Co. está desenvolvendo um processo denominado ICP - *In-Situ Conversion Process*, cujos objetivos são a melhora da qualidade do óleo recuperado e minimização dos impactos ambientais, principalmente os decorrentes da etapa de mineração.

Segundo o estudo *Strategic Unconventional Fuels Integrated Program Plan,* realizado pelo governo norte americano, publicado em 2007, as retortas verticais têm sido utilizadas com crescente sucesso e aumento de eficiência. Dentre as tecnologias analisadas, o estudo elegeu a retorta desenvolvida pelo U.S. Bureau of Mines (Gas Combustion Retort), patenteada como *Paraho Retorting Process,* como a tecnologia de maior sucesso, visto que o desenvolvimento feito propiciou altos rendimentos de retortagem e de eficiência térmica. Adicionalmente, a tecnologia desenvolvida eliminou a necessidade de água de resfriamento, aspecto importante

quando comparada com as demais tecnologias de retortagem de superfície, as quais requerem, em média, três barris de água por barril de óleo produzido[34].

Quanto à retortagem horizontal, a *Alberta Taciuk Processor (ATP)* é a tecnologia mais recente. O projeto inicial visava a sua utilização para extração de betume de areias oleosas. Posteriormente, o projeto foi adaptado para processamento de xisto do depósito de Stuart na Austrália, adaptação esta avaliada como altamente satisfatória. A produção reportada para Stuart na Austrália chegou a 3.700 barris de óleo por dia. Hoje, devido a pressões ambientais, o projeto encontra-se temporariamente parado (BARTIS, 2005; p.14).

Apesar da tecnologia de retortagem horizontal ter se mostrado viável para o xisto de Stuart, cuja rocha base é sílica, estudos prospectivos têm mostrado que para xistos com altos teores de carbonatos a retortagem horizontal apresenta problemas para utilização. A friabilidade dos carbonatos e o atrito do xisto no forno horizontal[35] são fatores que desencadeiam a geração de grandes quantidades de partículas, que se agregam às gotículas de óleo, tornando difícil e custosa a sua remoção (USA TASKE FORCE, 2007).

O fato de a tecnologia horizontal ter se mostrado inadequada para xistos com altos teores de carbonatos coloca a necessidade de adequação das tecnologias de retortagem existentes às características intrínsecas de cada depósito.

Atualmente, somente no Brasil, China e Estônia, existem unidades de retortagem de superfície operando; juntas, elas produzem, em média, de 10 a 15 mil barris de óleo por dia (TRINNAMAN e CLARKE[36], 2004 apud BARTIS, 2005).

No caso da retortagem *in situ*, essa é uma das tecnologias mais recentes para extração de óleo de xisto e, no momento, encontra-se em fase de desenvolvimento, em que pese os estudos terem se iniciado nos anos de 1970 e 1980.

A retortagem *in situ* visa a extrair o óleo da rocha de xisto sem a necessidade de mineração e transporte do xisto para uma unidade de processamento. Esta tecnologia é indicada

---

[34] O processo Petrosix, desenvolvido pela Petrobras, também não necessita de água, entretanto, a água ainda é utilizada para selagem inferir da retorta e para utilidades (PETROBRAS 2007).
[35] O forno é do tipo rotativo, com uma pequena inclinação para movimentação do material.
[36] TRINNAMAN, J. and Clarke A. 2004 Survey of Energy Resources, World Energy Council, London: Elsevier, 2004.

para depósitos profundos, ricos em óleo, e para rochas que apresentem permeabilidade, ou em depósitos que permitam o escoamento do óleo por meio de fraturas na rocha.

O principio básico do processo é o aquecimento da rocha no local, por condução, a temperaturas da ordem de 370°C, temperatura suficiente para promover a retortagem do xisto e possibilitar o seu bombeamento para a superfície onde será hidrogenado e enviado para refino.

Várias tecnologias para aquecimento do querogênio *in* situ têm sido testadas desde os anos de 1980. Inicialmente testou-se o aquecimento por meio da combustão de parte do querogênio, cujo calor gerado aquece o restante do querogênio, tornando-o líquido. Os resultados deste desenvolvimento mostraram que manter e controlar a combustão são um problema que, se não contornado, pode acarretar em altas taxas de poluição para a atmosfera (BARTIS, 2005).

O Houston R&D, centro de pesquisa da Shell Oil, pesquisa desde 1980 formas de retortagem *in situ*. Atualmente está testando a tecnologia denominada de ICP - *In-Situ* Conversion Process - que utiliza resistências elétricas para promover o aquecimento da rocha. Segundo os pesquisadores da Shell, a vantagem do ICP reside no fato de o lento aquecimento e as baixas temperaturas envolvidas no processo propiciarem alterações químicas e físicas no querogênio, alterações estas que eliminam a necessidade da hidrogenação catalítica do óleo extraído, uma vez que a retortagem *in situ* produz um óleo predominantemente de cadeias saturadas e estáveis.

Pelo processo ICP, a relação óleo:gás gerado é da ordem de 3:1. Ainda, segundo os resultados obtidos pela Shell Co. até o momento, a energia gasta no processo representa 1/6 da energia extraída do xisto. Este número foi obtido pela Shell Co. em testes realizados em um depósito com aproximadamente 110 litros de óleo por tonelada de xisto, indicando assim a viabilidade econômica da tecnologia para depósitos similares a este (U.S.A TASK FORCE ON STRATEGIC UNCONVENTIONAL 2007).

Quanto à viabilidade ambiental, há consenso entre os atores envolvidos de que esta tecnologia causará menores efeitos sobre o meio ambiente, principalmente sobre o meio ambiente físico, uma vez que a tecnologia praticamente elimina os impactos devido à atividade de mineração e à disposição do xisto retortado. Os testes realizados indicam que, para algumas áreas, a tecnologia *in situ* pode propiciar a produção 15 bilhões de barris de óleo, utilizando uma área menor que 60 km^2 para um projeto de 40 anos de vida útil (U.S. A, 2007).

Contudo, arestas ainda estão sendo aparadas para eliminar ou minimizar riscos ambientais, principalmente quanto à contaminação das águas e emissões de CO_2. Atualmente a Shell Co. está testando a técnica de resfriamento das paredes dos poços de bombeamento com o objetivo de impedir a permeação do óleo para os corpos d'água e vice e versa.

Quanto às emissões de CO_2, segundo Forsberg[37], (2006) a baixa condutividade térmica do xisto acarreta no aquecimento da rocha por vários anos, quando empregada a tecnologia *in situ.* Os testes iniciais demonstram que a demanda de energia elétrica é da ordem de 250 a 300 kW/h de eletricidade para cada barril de óleo por um período estimado de dois a três anos. Ainda, segundo Forsberg (2006), a melhor alternativa para a geração de energia elétrica, considerando-se o fator custos, seria a geração em termoelétricas a carvão. Porém a utilização desta fonte de energia primária seria responsável por grandes emissões de CO_2 provenientes da combustão do carvão. Forsberg (2006), em seu discurso, coloca a alternativa nuclear com sendo a mais viável ambientalmente e economicamente uma vez que as externalidades ambientais, no caso, as devidas às emissões de CO_2, quando contabilizadas, agregam um valor significativo nos custos operacionais do processo *in situ*.

Do exposto acima, percebe-se que as tecnologias de mineração, retortagem de superfície, hidrogenação catalítica e purificação do óleo extraído do xisto são, ainda, as tecnologias mais adequadas para a indústria do xisto. Contudo, a melhor tecnologia *ICP,* em fase de desenvolvimento, apresenta ainda grandes incertezas quanto à eficiência, confiabilidade e fator de escala, sendo, portanto, necessário a instalação de unidades de demonstração desta tecnologia antes que investimentos significativos sejam conduzidos para produção comercial propriamente dita.

No Brasil, a tecnologia Petrosix®, patenteada pela Petrobras, é colocada pela empresa como o único processo contínuo testado em escala comercial, de alta eficiência e passível de adaptações para a maioria dos depósitos de xisto existentes no mundo (PETROBRAS 2007).

Quanto ao custo de produção, as informações disponíveis são de unidades que utilizam a tecnologia de retortagem de superfície e são baseadas em estudos realizados nos anos de 1980. Esses estudos colocam condições de contorno para uma unidade de retortagem de superfície com menor tecnologia agregada e, portanto, menores eficiências e, ainda, sujeitas à legislação

[37] Charles W. Forsberg, engenheiro do US Department of Energy's Oak Ridge National Laboratory.

ambiental da época que era menos restritiva que as existentes hoje, exigindo, assim, um nível de controle ambiental menor que o atual e, consequentemente, menor custo de produção (BARTIS, 2005, p16).

Contudo, no que se refere aos custos operacionais e de externalidades, se por um lado, na década de 1980, o fato de a eficiência ser menor, esta era compensada por menor custos com controle ambiental, hoje, o aumento da eficiência térmica e o desenvolvimento de novas tecnologias vêm compensar a existência de exigências ambientais mais restritivas e, portanto maiores custos operacionais e de externalidades.

Com o cenário descrito acima, conforme Bartis (2005, p.16), o custo do barril de óleo processado deve ser de 70 a 95 dólares (US$ de 2005). Nessa estimativa foi considerado o custo de uma unidade com capacidade de processar 50.000 barris/dia[38] entre cinco e sete bilhões de dólares (US$ 2005) e custo de operação e manutenção entre 17 e 23 dólares por barril (US$ de 2005).

Segundo Bartis (2005, p.16), vários estudos anteriores ao seu, como os de Merrow[39] (1989) e Hess[40] (1985), mostram que, após a produção de 500 milhões de barris de óleo, quantidades atingidas após, em média, 12 anos de produção, os custos de produção caem em torno de 50 %, ou seja, passa do patamar de 70 a 95 dólares para 35 a 48 dólares o barril de óleo produzido. Esse decréscimo deve-se ao aprendizado que ocorre ao longo do tempo.

Ainda, Segundo Bartis (2005, p16), um projeto para produção de óleo de xisto a partir de mineração a céu aberto, retortagem de superfície com capacidade maior que 50.000 barris por dia se viabiliza economicamente com uma taxa de retorno de 15% e o preço de óleo no mercado maior que 54 dólares.

Quanto aos custos da tecnologia *in situ*, com as informações e tecnologias disponíveis hoje, o maior custo é devido à energia elétrica para o aquecimento e retortagem do xisto. Segundo estudos realizados pela Shell, o consumo de energia elétrica está na faixa de 250 a 300 kWh por barril de óleo produzido, consumo que impõe a necessidade de uma instalação de 1,2

---

[38] É importante salientar que o fator escala tem implicações importantes no cálculo dos custos de investimento e operacionais.

[39] MERROW, Edward W. **An Analysis of Cost Improvement in Chemical Process Technologies**, Santa Monica, Calif.: RAND Corporation, R-3357-DOE, 1989.

[40] HESS, Ronald, Review of Cost Improvement Literature with Emphasis on Synthetic Fuel Facilities and the Petroleum and Chemical Process Industries, Santa Monica, Calif.: RAND Corporation, N-2273-SFC, 1985

gigawatts de capacidade para um campo de extração de 100.000 barris por dia. Assumindo que o custo da energia elétrica seja em torno de US$ 0,05, o custo do barril de óleo estimado é de 30 dólares (BARTIS, 2005, p.16).

Na Tabela 7 são apresentadas as tecnologias empregadas e o estágio atual das tecnologias para países que estão desenvolvendo a indústria do xisto no mundo. No Apêndice A é apresentada, de forma detalhada, a tecnologia que utiliza mineração a céu aberto e retortagem de superfície, desenvolvida pela Petrobras.

O objetivo de detalhar tal tecnologia deve-se ao fato de ser ela o objeto do estudo e da necessidade de estimar os custos de capital e operação de uma planta nova para a análise de risco financeiro do empreendimento.

Tabela 7 – Estágios de desenvolvimento das tecnologias de xisto no mundo

País	**Tecnologia**	**Estágio de desenvolvimento**
Austrália	ATP	Projeto
Brasil	Petrosix	Escala comercial
China	Retorta Vertical	Escala comercial
Estônia	Galitor & Kiviter	Escala comercial
Jordânia	Pesquisa e Desenvolvimento	Pesquisa e Desenvolvimento
Mongólia	Pesquisa e Desenvolvimento	Pesquisa e Desenvolvimento
Israel	Retorta vertical e Pesquisa e Desenvolvimento	Pesquisa e Desenvolvimento
Rússia	Retorta Vertical	Pesquisa e Desenvolvimento
Turquia	Pesquisa e Desenvolvimento	Pesquisa e Desenvolvimento
USA	Produção e exploração *in situ*	Pesquisa e Desenvolvimento

Fonte: (EIA 2005)

CAPITULO 3 – PANORAMA ATUAL DA EXPLOTAÇÃO DE XISTO NO MUNDO

Este capítulo apresenta o panorama atual da exploração e produção do xisto e os projetos em estudo ou implantação. A abordagem tem por objetivo posicionar o xisto no contexto energético mundial. As informações são reportadas por países e com base em dados coletados nos últimos dois anos em anais de congressos e trabalhos científicos como *papers,* teses e dissertações.

Segundo vários expositores no 27º Oil shale Symposium Colorado School Mines[41], não mais do que 600 depósitos de xisto são conhecidos no mundo, totalizando algo em torno de 500 bilhões de toneladas ou 3,2 trilhões de barris de óleo equivalentes, recursos ainda muito pouco utilizados.

Contudo, muitos países, perante o crescimento da dependência do óleo importado e do alto custo histórico do óleo, têm ido à busca de novos recursos energéticos de modo a minimizar os possíveis problemas de uma matriz pautada somente no petróleo.

Países como Estônia, Estados Unidos, China, Marrocos, Jordânia, Israel, Austrália e Canadá, além do Brasil, estão explorando, ou selecionando tecnologias para explotar e produzir seus recursos de xisto.

Paralelamente aos projetos para explotação dos recursos de xisto, projetos que visam minimizar os impactos ambientais decorrentes da exploração, produção e uso final do xisto, também, estão em desenvolvimento. Destaca-se que vários projetos para mitigação das emissões de CO_2 e valorização dos rejeitos de processo estão em fase de desenvolvimento em diversas universidades e institutos de pesquisas públicos e privados.

A seguir é feita uma breve explanação do desenvolvimento da indústria do xisto nos países que detêm os principais recursos de xisto.

[41] 27º Oil shale Symposium Colorado School Mines, 15 – 17 outubro de 2007.

3.1. Projetos de exploração e produção de xisto

3.1.1. Brasil

No Brasil são explotados somente os recursos da área de São Mateus do Sul, no Paraná, cuja produção no ano de 2006 foi de aproximadamente 1,572 milhão de barris equivalentes de petróleo. Destes, 616 mil barris foram enviados para refinaria, 181 mil barris foram consumidos no setor energético e 775 mil no setor industrial (COPEL, 2007).

As Figuras 9 e 10 mostram as séries históricas da produção e consumo da unidade de São Mateus, que, em virtude de ser a única no Brasil, representa a indústria do xisto no Brasil e foi responsável, no ano de 2006, por 3,4% do consumo do setor energético do Paraná, conforme mostra a Figura 11.

Historicamente, a parcela enviada para a refinaria refere-se quase totalmente à nafta produzida, enquanto o consumo final se dá no setor industrial, mais especificamente na indústria cerâmica, devido ao fato de no município de São Mateus do Sul haver uma indústria cerâmica de revestimento que consome, em seus fornos, o gás de xisto produzido.

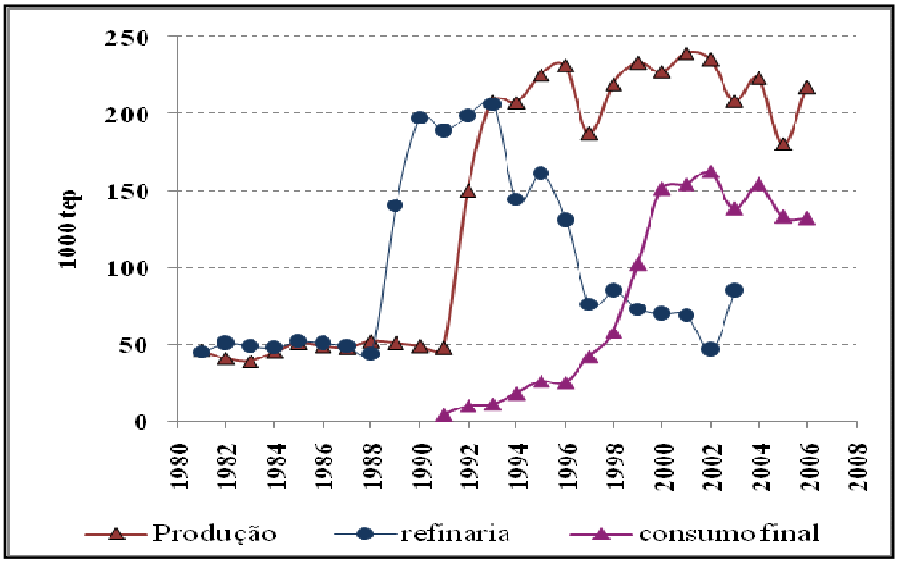


Figura 9 - Série histórica da produção de xisto no Brasil no período de 1980 a 2006

Fonte: COPEL, 2006

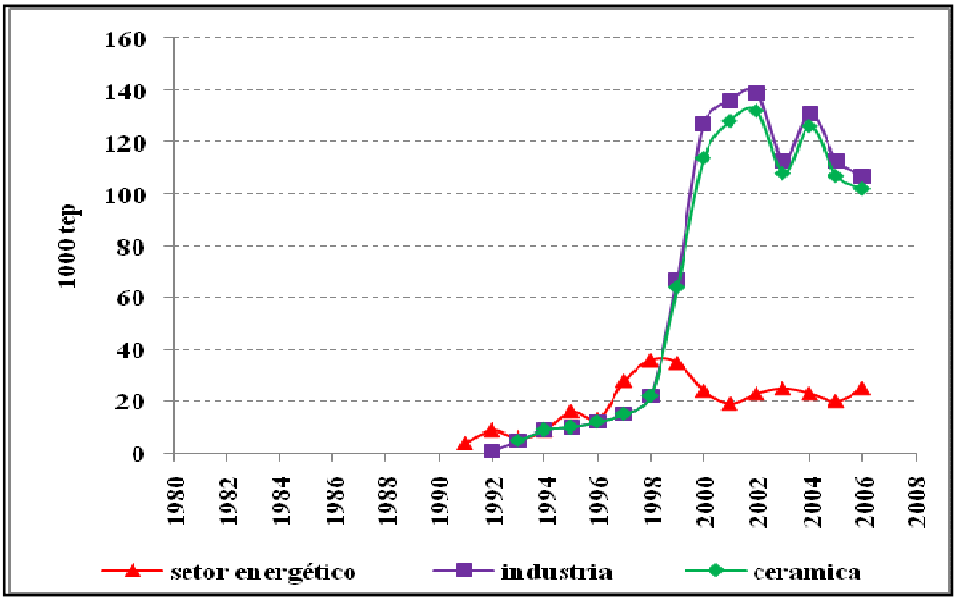


Figura 10 - Série histórica do uso final do xisto no Brasil no período de 1980 a 2006

Fonte: COPEL, 2006

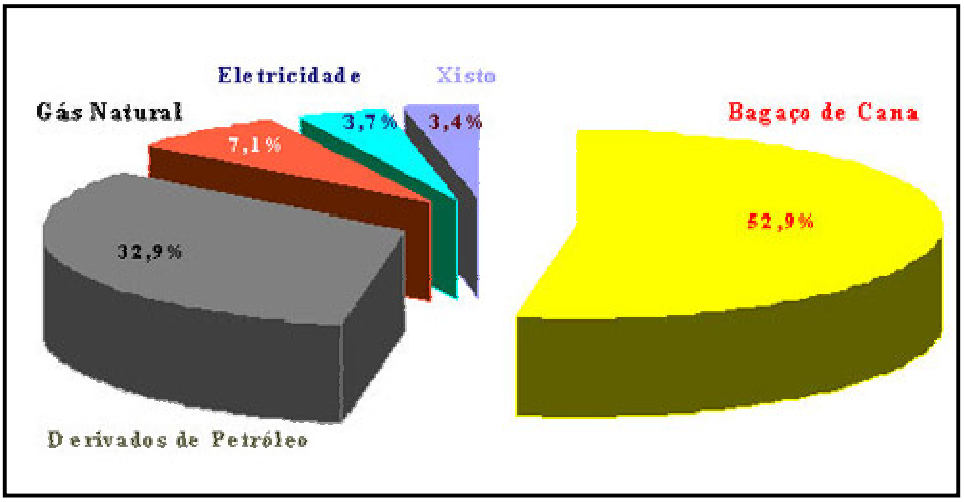


Figura 11 – Consumo por fonte de energia no setor energético do Paraná no ano de 2006

Fonte: COPEL, 2008

No Brasil, paralelamente à produção de óleo de xisto e seus derivados, estão sendo realizados estudos visando à valoração dos rejeitos e mitigação dos impactos ambientais decorrentes do processo produtivo. Contudo, apesar dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento na melhoria continua, a pesquisa bibliográfica realizada para este estudo não

apresentou nenhuma informação que indique a disposição do Brasil de aumentar a explotação anual dos recursos de xisto nacional.

A pesquisa bibliográfica revelou que o Brasil tem envidado esforços em vender a tecnologia de retortagem desenvolvida pela Petrobras a outros países e, também, tem assinado contrato de intenções para explotação das jazidas de outros países, como: Marrocos, Jordânia e Estados Unidos.

No que tange a novos desenvolvimentos para produção no Brasil, segundo notícia publicada no jornal Valor Econômico, de 4 de abril de 2007, no ano de 2006 a Oswal Chemicals and Fertilizers, empresa indiana, foi autorizada a fazer pesquisas geológicas nos estados do Paraná e de Santa Catarina, contudo, amostras retiradas da região de Três Barras (SC) revelaram concentrações de óleo de xisto da ordem de 4,3%, muito abaixo das expectativas, que eram de 7,3% a 7,8% de óleo O fato dos teores de óleo encontrados serem tão baixos impossibilita os investimentos, uma vez que os custos de extração do mineral serão muito altos perante as receitas esperadas, impedindo uma boa rentabilidade.

Na época, a empresa indiana estava autorizada pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) a explorar cerca de 12 mil hectares na região de Canoinhas, Três Barras e Papanduva, contudo, a baixa concentração de óleo na região de Três Barras afetou o interesse da empresa em outras áreas, uma vez que a região pesquisada era tida como a de mais alto teor de óleo.

No que tange à parte financeira, a Oswal Chemicals and Fertilizers investiu, somente na parte inicial dos trabalhos, US$ 1 milhão para aquisição de equipamentos, contratos de trabalho, pagamentos a fornecedores, transporte e assessoria jurídica. Na área de Três Barras foram investidos US$ 180 mil somente na área para a viabilização das pesquisas. Segundo o gerente da empresa indiana, caso houvesse continuidade do projeto, estava previsto um investimento de US$ 1,7 bilhão nos primeiros dois anos de operação em Santa Catarina, podendo atingir US$ 8 bilhões, incluindo uma refinaria (VALOR ECONÔMICO, 2007).

3.1.2. Israel

Em Israel, igualmente ao Brasil, o interesse pelos depósitos de xisto tem flutuado ao longo dos anos em razão das flutuações do preço do petróleo. Atualmente uma pequena mina a céu aberto, localizada em Northern Negev, extrai em torno de 400.000 tonelada/ano, quantidade que alimenta uma planta de geração de energia elétrica e produz 12MW.

Recentemente o governo de Israel tem dado várias concessões para exploração dos depósitos mais profundos, que estão sendo explotados pela tecnologia *in-situ,* enquanto os menos profundos são minerados e retortados para produção de óleo (MIMRAN, 2009).

3.1.3. China

O aumento exponencial da demanda por energia na China, nos últimos anos, e a alta do preço do petróleo a patamares próximos de US$ 150,00 fizeram com que a China desse início a vários projeto para explotação de suas reservas de xisto. Contudo a queda brutal do preço do barril, iniciada no final do ano de 2008 até o primeiro trimestre de 2009, fez com que vários projetos fossem suspensos (LI, 2009).

Segundo QIAN (2008), a Fushun Mining Group Co., na província de Liaoning, produziu 300.000 t de óleo de xisto em 2008, utilizando 220 retortas, cada uma delas com capacidade de processamento de 100 t/d de xisto. O custo de produção de 1,0 tonelada de xisto é de aproximadamente US$ 150,00, e o preço de venda é maior que US$ 510,00. Parte do xisto retortado é utilizada para produção de cimento. A Fushun Mining Group Co, ainda, está importando uma retorta de tecnologia ATP com capacidade de processamento de 6.000 t/d, a qual deverá entrar em operação no final de 2009.

Huadian, província de Jilin, possui uma pequena central de energia elétrica que opera há vários anos. A central de energia é composta de três caldeiras de leito fluidizado que fazem a combustão de xisto pulverizado. Cada uma tem capacidade de geração de 18MW com consumo de 480.000 t/ano de xisto.

Ainda, em Huandian, há três pequenas plantas de retortagem com 20 retortas que operam continuamente com uma produção anual de 50.000 toneladas de óleo de xisto. O xisto retortado é

utilizado na planta de energia como combustível. O custo de produção de uma tonelada de óleo é de aproximadamente US$300, enquanto o preço de venda é de 440 a 600 dólares.

Em Huadia, tamabém, a Zheng Company e a Fuxin Coal Company, em cooperação com o governo de Huadian está desenvolvendo um grande projeto para a produção de 200.000 toneladas de óleo de xisto anuais e utilização do xisto retortado. O capital investido é de aproximadamente US$ 300 milhões.

A Wang Qin County, na província de Jilin, possui 20 retortas produzindo em torno de 70.000 t de óleo de xisto em 2008.

Em Se Chi, província Guang Dong, uma companhia privada construiu e opera uma pequena planta de geração com capacidade de 12MW. Nesta planta é utilizado o xisto da mina de Maoming.

Na província de Heilongjiang, a China National Coal Company construiu e opera uma planta piloto de retortagem de leito fluidizado de xisto pulverizado com capacidade de 50 t/d de xisto. No momento está em andamento um estudo de viabilidade de uma planta com capacidade de 2000 t dia.

A China National Petroleum Company (CNPC) em conjunto com a Da Qin Oil Field Company e com a Da Lian University of Technology estudam o uso do particulado da retortagem.

3.1.4. Jordânia

A Jordânia é hoje totalmente dependente da importação de óleo. Os recursos energéticos domésticos cobrem apenas de 3 a 4% das necessidades internas de energia. A importação de energia representa em torno de 20% do produto interno bruto (HIJAZIN, 2009).

Detentora de aproximadamente 40 bilhões de toneladas de xisto, desde 1960 tem realizados estudos para determinar e caracterizar seus depósitos de xisto. A Jordânia tem como meta licitar a exploração das reservas de xisto nacional sob a forma de concessão. Mais recentemente a Jord^snia tem assinado memorandos de intenção com empresas nacionais e

estrangeiras, entre elas a Petrobras para estudos de viabilidade econômica e posterior concessão de área (ANBA, 2009).

3.1.5. Marrocos

Até 1980 o Marrocos desenvolvia estudos para explorar e explotar seus recursos de xisto, contudo, o baixo preço do petróleo no mercado levou à paralisação de tal ação. Detentor de grandes quantidades de recursos de xisto, o governo marroquino tem feito várias ações no sentido de desenvolver e explotar esses recursos.

Recentemente o Escritório Nacional de Hidrocarbonetos e de Minas do Marrocos assinou um acordo com a Petrobras e a Total com o objetivo de avaliar a viabilidade de instalar uma planta em Timahdit, utilizando o processo Petrosix. Estas empresas estão conduzindo estudos para avaliar a viabilidade técnica, econômica, bem como a social de projetos de explotação e produção de óleo de xisto. (Bencherifa et al, 2008).

3.1.6. Estônia

A Estônia tem como única fonte de energia o xisto, motivo pelo qual detém hoje as maiores minas em operação e planta de geração de energia elétrica, onde o combustível utilizado é o xisto.

Em 2002 a geração de eletricidade consumiu 72% do xisto explorado, 8% para geração de calor, 17 % para produção de outros combustíveis e 3% para outros usos. Do xisto extraído, a planta de Narva consumiu aproximadamente 86%, 12% foram para indústrias químicas para produção de óleo e 1% para a indústria de cimento (GAVRILOVA, 2005 p. 30).

Em 2007 os três produtores de óleo de xisto expandiram seus projetos. Entre eles, há um de 500 t/d utilizando a tecnologia de retortagem Galoter e em fase de partida, outra retorta com a mesma tecnologia para 3.000 t/d, que está em fase de construção, e mais três, em fase de projeto. Uma planta de cimento para utilização de xisto retortado será construída entre 2008 e 2011. Além desse projeto, está prevista, para o período de 2011 e 2013, a construção de uma nova planta para

geração de energia elétrica e de uma planta de retortagem com capacidade para mais de 3.000 t/d de xisto. De acordo com os fabricantes de óleo de xisto, haverá um aumento de 3,3 milhões de tonelada métricas em 2007 para seis milhões em 2012 (VOLKOV, 2008).

3.1.7. Estados Unidos

Os Estados Unidos, para fazer frente ao cenário energético que se instalou já no início deste século, elaboraram, em 2005, *o The Energy Policy Act of* 2005 e, formaram um grupo denominado de *Task Force on Strategic*, cuja função foi a de elaborar um programa para produção doméstica de combustíveis líquidos a partir de fontes não convencionais. Tal decisão foi tmada considerando que seus recursos convencionais atingiram seu pico de produção na década de 1970, e da vulnerabilidade de sua matriz energética, altamente dependente da importação de petróleo de áreas de conflitos políticos, étnicos e religiosos.

O resultado final do trabalho do grupo formado é um plano de médio e longo prazo, de explotação dos recursos não convencionais, entre eles o xisto americano, que sozinho totaliza cerca de 2.118 bilhões de barris de óleo equivalente (USA (a), 2007 p. I14). Este plano prevê que até 2035 os Estados Unidos estarão produzindo aproximadamente 2,5 milhões de barris de óleo de xisto por dia. Para tanto o plano define a necesidade de implnatação de estratégias como incentivos fiscais, regulamentações que facilitem o acesso às jazidas localizadas em áreas públicas e privadas, financiamento para as empresas privadas desenvolverem e demonstrarem comercialmente tecnologias mais limpas e mais eficientes que as existentes etc. (USA (a), 2007).

As açoes acima reportadas são consequências da necessidade e da urgência americana de desenvolver seus recursos de xisto e da perspectiva de mercado das empresas, como Shell, Exxnmobil, Chevron, estarem investindo no desenvolvimento da tecnologia *in-situ* para extração do óleo.

Somados aos países que já têm projetos elaborados ou em desenvolvimento para explotação de seus recursos de xisto, como os listados acima, outros países como Turquia, Etiópia, Tailândia, Índia, estão desenvolvendo trabalhos que buscam caracterizar seus recursos quanto a quantidade, teores de óleo etc.

CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE VIABILIDADE E RISCOS: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão discutidos os aspectos teóricos envolvidos na análise de viabilidade econômica e riscos de um empreendimento qualquer. Nele são definidos os conceitos de risco e incertezas bem como as principais técnicas para avaliação de empreendimentos em condições de risco. Não é pretensão deste texto exaurir a lista de técnicas para avaliação economica de empreendimentos, mas, sim, ilustrar os mais utilizados no setor petrolífero.

4.1 .Introdução: risco e incerteza

Segundo PANOCHIA (2008 p.14), decisão é a escolha de uma entre duas ou mais alternativas, baseada nos aspectos positivos e negativos resultantes do processo de análise de vários parâmetros e de suas consequências no futuro. Ainda, segundo a mesma autora, a decisão é uma variável dependente e binária que assume apenas os valores de realizar ou não realizar.

A decisão por investir em um projeto, independentemente do seu tipo, envolve algum risco, cujas consequências são percebidas no custo do capital utilizado e no retorno de capital esperado. Entretanto, muitas vezes, a decisão tomada é baseada na intuição do investidor, não obstante a importância dessa decisão para a sua sobrevivência.

Assim, a utilização de informações objetivas que deem suporte às decisões de modo que estas não sejam tomadas somente à luz do bom senso e da percepção é fundamental, contudo, as ferramentas de análise de investimentos de natureza determinística estão amparadas, exclusivamente, em valores esperados e tidos como certos. Essas ferramentas deterministicas não avaliam as incertezas e os riscos envolvidos no processo e, portanto, seus resultados podem induzir o empreendedor a tomar uma decisão que no futuro não apresente os resultados previsto, quando definida a opção (DAMODARAN, 1997).

Na prática, a análise de investimentos da maioria dos empreendimentos envolve eventos estocásticos e, consequentemente, inúmeros riscos e incertezas devidos à aleatoriedade presente,

que, se não consideradas, podem induzir a decisões catastróficas, principalmente no caso de empreendimentos intensivos em capital como os afeitos ao setor petrolífero.

Por outro lado, a decisão por investir em um dado projeto em ambiente onde não são consideradas as incertezas pode ser bastante simples, por ser suficiente calcular parâmetros que expressam, por exemplo, o prazo de retorno do investimento inicial ("*PAYBACK*"), a taxa interna de retorno (TIR) ou o Valor Presente Líquido (VPL) etc., cujos cálculos envolvem, apenas fórmulas matemáticas bastante simples. Contudo os resultados obtidos não fornecem a segurança necessária para a tomada de decisão, especialmente se os projetos são de longo prazo, e os fatores objetivos e subjetivos podem influenciar fortemente no resultado esperado do projeto.

No caso específico de projetos de exploração e produção de petróleo, bem como os de xisto, os quais são carregados de grandes incertezas de ordem técnica, econômicas e políticas, os modelos estatísticos são amplamente utilizados em conjunto com técnicas determinísticas, e os resultados obtidos são uma possível distribuição de probabilidade que expressa o risco envolvido no empreendimento[42].

A utilização de modelos que considerem os riscos envolvidos os quais a princípio buscam minimizar as incertezas dos resultados , mesmo assim, ainda apresentam um grau de insegurança, uma vez que a análise de viabilidade econômica de um empreendimento envolve um grande número de informações indiretas, correlações e simplificações que impossibilitam a eliminação total das incertezas dos modelos elaborados.

A identificação de variáveis que conferem risco ao projeto é de fundamental importância não só na fase de estudo de viabilidade, mas também durante toda a fase de implantação e operação, uma vez que, se não gerenciadas, essas variáveis podem determinar o fim de um projeto já em fase de implantação ou operação.

Habitualmente, as palavras risco e incerteza são utilizadas como sinônimos, contudo na análise de investimentos há uma diferenciação entre os termos risco e incerteza.

Risco, é utilizado em administração, atuária, economia, direito e outras ciências, para designar o resultado objetivo da combinação entre a probabilidade de ocorrência de um determinado evento, aleatório, futuro, e que independa da vontade humana. Para a ciência

[42] Doravante será utilizada a palavra projeto como sinônimo de empreendimento ou investimento.

atuarial, esse conceito pode ser ainda mais específico ao se classificar o risco como uma probabilidade de ocorrência de um determinado evento que gere prejuízo econômico. Enquanto que incerteza é a falta de conhecimento *a priori* referente ao resultado de uma ação ou ao efeito de uma condição (BERNESTEIN, 1997).

Para Galesne (1999, p.136),

> "cada vez mais autores têm julgado que se deve considerar como *situação de risco* toda situação para a qual uma distribuição de probabilidades, seja qual for sua natureza, possa ser associada aos resultados, e *situação incerta* àquela para a qual nenhum tipo de distribuição de probabilidade possa ser associada aos resultados".

Interpretando Galesne, risco pode ser definido como a probabilidade de ocorrência de um determinado evento, enquanto incerteza é caracterizada pelo desconhecimento desta probabilidade de ocorrência do evento.

Na mesma linha, Hirshleifer & Riley (1992) definem risco como algo objetivo e possível de se calcular as probabilidades de um evento ocorrer no futuro a partir de um conjunto de informações, diferentemente, a incerteza está relacionada a situações não passíveis de atribuições objetivas para os eventos futuros devido à falta de informações.

Segundo o guia da ADB (2002, p.10), risco é uma situação possível de ser indicada por uma probabilidade de ocorrência de um evento, com o valor da variável ficando dentro de limites fixos, e o seu valor descrito pelas flutuações ao redor da média da probabilidade calculada. Quanto a incertezas, o nível de flutuações é tal que não permite a sua descrição por meio de cálculos de probabilidades.

Malerba (2003, p. 24) define, especificamente para análise de investimentos, a condição de incerteza como sendo aquela em que as variações dos fluxos de caixa não podem ser quantificadas em termos de probabilidades e risco, quando só é possível medir, em termos de distribuição de probabilidades, as variações das variáveis de entrada.

Hirschfeld[43] (1992 apud MALERBA 2003, p. 25.) define risco como a probabilidade de ocorrer um resultado insatisfatório mediante uma decisão tomada.

Nas definições citadas acima, a diferença entre incerteza e risco reside na qualidade das informações disponíveis. Assim, a incerteza é a situação na qual não se tem conhecimento objetivo da distribuição de probabilidades associada aos possíveis eventos resultantes de uma ação ou decisão, e risco é a medida da incerteza.

Neste estudo, risco é definido como sendo as situações para as quais há informações suficientes para se calcular as distribuições de probabilidade de ocorrência dos eventos de interesse e, portanto, quantificáveis e, incerteza as situações sobre as quais não se dispõem informações para inferir uma distribuição de probabilidade de ocorrências do evento e portanto, não quantificável.

Do exposto acima, um estudo que busca quantificar os riscos envolvidos, operacionalmente, busca transformar parte das incertezas envolvida no processo em risco. Para tanto, a aplicação de modelos estatísticos e simulações são amplamente utilizados como, por exemplo, o Método de Monte Carlo, que opera com modelos estatísticos.

4.2. Métodos para avaliação em condição de risco

Nas situações em que a avaliação possui variáveis amplamente incertas, cujo comportamento é de difícil previsão, em razão das diversas possibilidades, a modelagem matemática seguida de simulação é a forma de abordagem mais indicada para a avaliação em condições de incertezas, os modelos são uma forma de representar um sistema real (EVANS & OLSON, 1998).

Em situações de incerteza nas quais a função objetivo é bem conhecida enquadram-se os modelos denominados de descritivos, por descrevem as relações e fornecerem informações que permitem a avaliação dos eventos futuros.

Técnicas como a de Monte Carlo, análise de sensibilidade, árvore de decisão, método de cenários são técnicas que permitem modelar e simular eventos futuros em ambiente de incertezas.

---

[43] **HIRSCHFELD**, Henrique. *Engenharia Econômica e Análise de Custos*. São Paulo, Atlas, 1992

Independentemente da técnica escolhida, após o objetivo fixado deve-se ter em correspondência uma variável quantitativa que assuma valores conforme o evento avaliado. A essa variável quantitativa escolhida dá-se o nome de função objetivo ou variável objetivo. Ela deve adequar-se a um processo de medição, ou seja, que estabeleça uma escala de valores que permita comparações.

Há situações em que é necessário adotar duas variáveis de decisão, sendo uma adotada como principal, função para a escolha dos atributos críticos, e outra, como secundária, para o caso das variáveis críticas que não sejam muito sensíveis à variável de decisão principal.

Como exemplo, Madeira (2005, p. 25) utilizou o valor presente líquido, VPL, e a produção acumulada de óleo Np. No caso o autor desejava comparar as técnicas de análise de sensibilidade e a de projeto de experimentos para determinar as variáveis críticas e verificar se há influência das interações entre os atributos e sua importância para a análise de risco.

Santos (2002), em seu trabalho, que teve como objetivo quantificar as variações decorrentes do acoplamento de um procedimento de otimização de estratégia de produção a uma metodologia de análise de risco em projetos de E&P, utilizou como a função objetivo a ser maximizada, apenas, o Valor Presente Líquido (VPL) para um período de produção de 20 anos.

O National Strategic Unconvencional Resource Model (NSURM) desenvolvido pelo Departamento de Energia Americano, cuja finalidade é definir entre quatro recursos energéticos e tecnologias para explotação e produção qual é a melhor alternativa, utilizou também como parâmetro de decisão, apenas, o VPL (Valor Presente Líquido).

A pesquisa bibliográfica feita mostrou que, independentemente do tipo de análise utilizada, determinística ou estocásticas, o VPL é o parâmetro de decisão mais utilizado por esse levar em consideração o valor do dinheiro no tempo e também associar valor de benefícios e custos com sua ocorrência no tempo, na presença de uma taxa de retorno especificada.

Neste estudo, igualmente à grande maioria dos estudos de viabilidade econômica, será adotado o VPL como parâmetro de decisão.

4.2.1. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma técnica bastante utilizada para análise de riscos e incertezas em todas as áreas de conhecimento e, em especial, em análise de projetos de investimento, por ser bastante prática. A sua aplicação consiste em variar de forma individual o valor de cada parâmetro de interesse e verificar o impacto desta variação na rentabilidade do projeto (análise unidimensional). A ánalise de sensibilidade é capaz de medir o impacto de uma pequena mudança no valor de um parâmetro no rendimento financeiro de um projeto, propiciando a identificação dos parâmetros mais sensíveis, para os quais devemos concentrar esforços para a obtenção de dados de melhor qualidade. Assim, podemos dizer que a análise de sensibilidade auxilia a identificar os parâmetros responsáveis pelas maiores incertezas do resultado final.

A análise de sensibilidade pode fazer a ligação entre uma análise econômica baseada em estimativas pontuais dos parâmetros de entrada e uma análise de risco baseada na distribuição de probabilidade dos valores assumidos para cada parâmetro.

Segundo Panochia (2008, p.18), técnicas gráficas, como o diagrama Tornado e *Spiderplot*, são formas de apresentação dos resultados de uma análise de sensibilidade. No caso do Diagrama Tornado, no eixo horizontal são plotadas as variações do resultado final e no eixo vertical, o resultado calculado no valor base da variável dependente, onde a extensão de cada variável é uma barra horizontal limitada pelos valores máximo e mínimo que o resultado pode assumir.

O diagrama do *spiderplot* é mais complexo que o de Tornado. A partir do modelo matemático, para cada variável específica analisada são feitos cálculos utilizando os valores desde o valor mínimo até o valor máximo da variável, passando por todos os valores intermediários. Com o conjunto de dados obtidos é plotado a curva (x; y) para cada variável independente analisada.

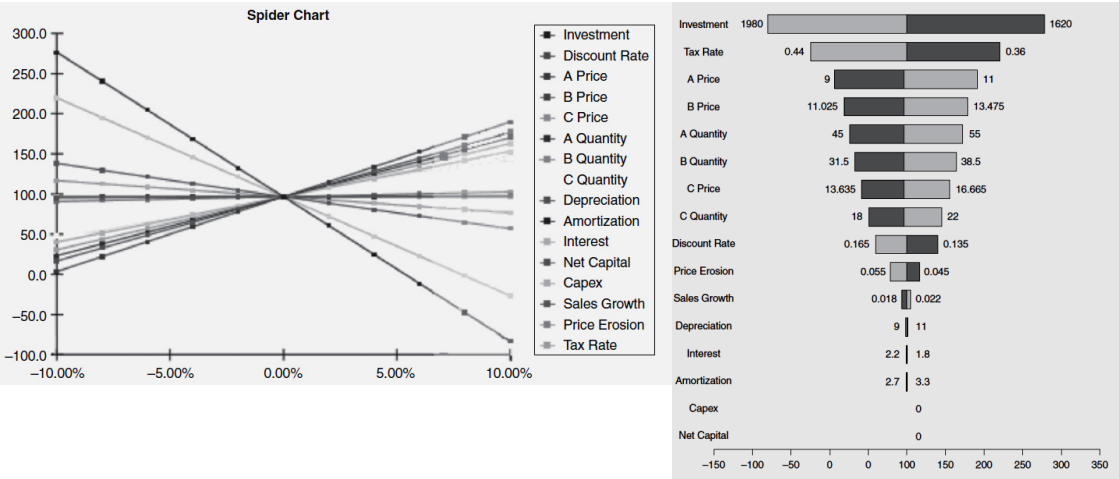
O gráfico plotado permite analisar os limites de cada variável independente e a influência da variação do valor da variável independente no valor final. Ele permite, também, identificar a existência ou não de relação linear ou não linear entre a variável dependente e a independente. A Figura 12 apresenta a análise de sensibilidade expressa nos diagramas de Tornado e *Spiderplot*.

Segundo Silva & Belderrain (2004), o Diagrama Tornado mostra que se deve tomar cuidado com as variáveis cuja extensão dos valores atravessa a linha *break-even,* uma vez que alguns valores dessas variáveis podem levar a prejuízos.

No diagrama de Tornado a linha do resultado esperado representa o valor da variável dependente quando são substituídas todas as variáveis independentes por seus valores base. Essa linha corta todas as variáveis e, a partir dela, podem-se comparar os limites máximos e mínimos de cada variável. Ainda, segundo o mesmo autor, o Diagrama de Tornado apresenta também a utilidade de chamar a atenção para as variáveis que apresentam limites máximos e mínimos bastante distantes da linha do resultado esperado. Aboservão para este tipo de comportamento reside no fado de que o comportamento destas variáveis pode resultar em grandes lucros ou possíveis prejuízos.

No que se refere ao gráfico *Spiderplot*, Silva & Belderrain (2004) comentam que a linha *break-even* é uma linha horizontal para a qual o resultado final é nulo. Igualmente ao Diagrama Tornado, as curvas das variáveis que cruzam a linha *break-even* devem ser analisadas com cuidado, pois alguns valores das variáveis podem gerar prejuízos ao projeto.

Ainda sobre o *Spiderplot*, atenção especial deve ser dada às curvas que apresentam maior declividade, independentemente de positivas ou negativas, pois pequenas variações no valor esperado da variável podem causar grandes impactos no resultado final.



(a) (b)

Figura 12 - (a) Gráfico do tipo *spider*; (b) Gráfico do tipo *Tornado*

Fonte: MUN, 2006 p 147-148

Finalizando, Ross et al. (2000) resumem a análise de sensibilidade em um estudo de viabilidade econômica que investiga o que acontece ao VPL, quando apenas uma das variáveis é alterada, ou seja, para os autores a ideia base da análise de sensibilidade é verificar o que acontece com o VPL quando uma variável é alterada, enquanto todas as demais permanecem inalteradas.

Nos trabalhos pesquisados, percebeu-se que a maioria esmagadora utiliza a análise de sensibilidade unidimensional, que é uma deficiência da técnica, uma vez que na quase totalidade dos casos, as diversas variáveis envolvidas estão fortemente relacionadas entre si e a não consideração de tal relação confere um grau de incerteza nos resultados.

4.2.2. Método Monte Carlo

Historicamente a simulação Monte Carlo ganha destaque no mundo da pesquisa com o projeto Manhattan, durante a Segunda Guerra Mundial, quando Stanislaw Ulam e von Neumann, um dos primeiros cientistas da computação, desenvolveram o método enquanto tentavam simular a difusão de nêutrons em material físsil que seriam utilizados para a construção da bomba atômica Metropolis (1987).

De forma simplificada pode-se dizer que a simulação Monte Carlo é um método estatístico que cria futuros artificiais, utilizando-se do resultado da geração de milhares até centena de milhares de amostras aleatórias e da análise das características de prevalência dos resultos. O método Monte Carlo permite, essencialmente, simular o comportamento de processos que dependem de fatores aleatórios (incertezas).

Os resultados obtidos de uma simulação Monte Carlo são muito similares àqueles obtidos com os mais sofisticados modelos matemáticos convencionais. Ela apresenta a vantagem de poder ser aplicada em situações onde modelos matemáticos convencionais não se aplicam ou não existem.

O método de Monte Carlo diferencia se dos métodos convencionais de “discretização” numérica, que tipicamente aplicam equações diferenciais, parciais ou ordinárias para descrever sistemas físicos ou matemáticos, por simular diretamente o problema através das distribuições de probabilidade que o descrevem.

Segundo Correa Neto *et al.* (2002, p.8):

> *Esse método gera continuamente e aleatoriamente números a fim de criar vários eventos possíveis de acontecerem. Essa geração "randômica" isenta os números de uma inclinação mais otimista ou pessimista do autor da projeção. Cada geração de novos valores correspondentes a um evento ou cenário provável de ocorrer, que é guardado em uma distribuição de probabilidade. A disposição desses eventos em uma distribuição possibilita avaliação da probabilidade de ocorrência de cada evento, através de medidas de estatística descritiva, como a média e o desvio-padrão.*

Diferentementemente da analise de sensibilidade, a simulação Monte Carlo considera todas as combinações possíveis das variáveis de um projeto quando analisa o impacto sobre o resultado. A sua grande utilidade reside na eficácia de transformar incerteza em risco a partir de alguma informação da variável (MALERBA, 2003 p. 87).

Destaca-se que a simulação Monte Carlo não fornece como resultado a indicação de opção, ela fornece apenas o detalhamento das possibilidades de resultados, subsídios para o tomador de decisão.

Estatisticamente Andrade[44] (1998 apud SOUZA 2004, p. 60) descreve o Método Monte Carlos como:

x = variavel aleatoria

f (x) = função de distribuição de probabilidades da variável aleatória **x**

F (x) = função acumulativa de probabilidade da variável aleatória **(x).**

e,

y = F(x) uma outra variável com distribuição uniforme no intervalo fechado [0,1]

então,

y = F (x) representa a relação entre duas variáveis onde,

x é uma variável com distribuição aleatória própria e, **y** uma variável com distribuição uniforme, entre zero e um.

---

[44] ANDRADE, Sandro Canesso. Um Modelo de Medição de Risco de Crédito. Revista Resenha BM&F , n° 140 , p. 17 – 23, 1998.

Desse modo, para o Método de Monte Carlo, dada a função cumulativa de probabilidade da variável F(x), adota - se um número gerado aleatoriamente, no intervalo [0,1] ou [0 a 100], com a função cumulativa de probabilidades determina-se o valor da variável **x**, que corresponde ao número aleatório gerado.

Assim, se f(x) é uma distribuição normal com μ = 7,00 e σ= 0,7 e, assumindo-se que o número aleatório gerado é igual a 0,5 do intervalo fechado [0,1] então, quando o número aleatório gerado é plotado sobre a função cumulativa, tem - se a indicação do valor 7,00 para a variável aleatória F(x) Função cumulativa de probabilidades conforme mostra a Figura 13.

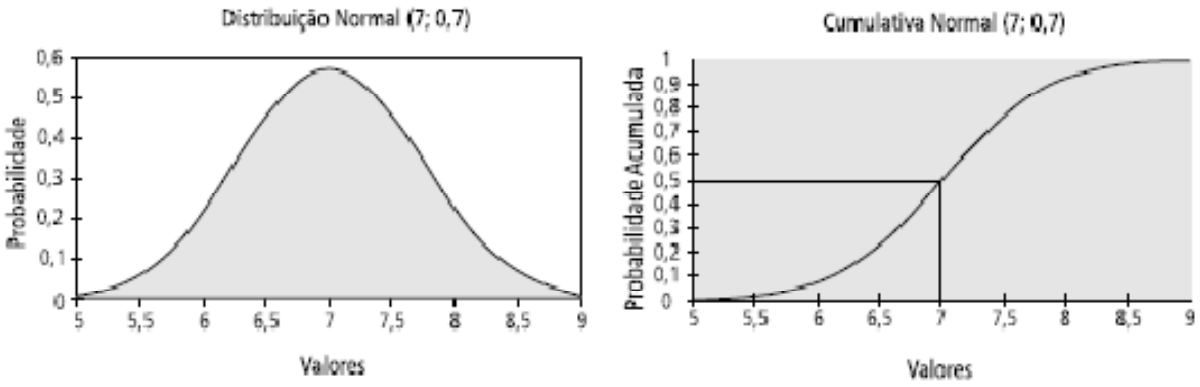


Figura 13 - Função densidade normal e função densidade acumulada para μ - a 7 e σ= 0,7

Fonte: Souza, 2004

Desta forma, a utilização da simulação Monte Carlo requer apenas que o problema seja descrito por Funções Densidade de Probabilidade (FDP). Ele possibilita o uso de diversos tipos de distribuições de probabilidade a qual é definida em função do comportamento histórico das variáveis independentes com base no comportamento esperado.

Quanto aos tipos de distribuições, esta são muito empregados principalmente quando os dados não são bem conhecidos, geralmente as distribuições mais utilizadas em simulações Monte Carlo são: a normal, a triangular, a uniforme e a lognormal (MOTTA & GALOBA, 2009 p. 301).

Assim, para realização de uma projeção por simulação Monte Carlo primeiramente devem ser identificadas as variáveis cujos valores serão obtidos a partir da geração de números aleatórios. Normalmente valores prováveis destas variáveis situam-se dentro de uma faixa limitada por um valor máximo e mínimo.

Além dessas variáveis, devem ser identificadas as variáveis que são constantes ou variam de forma, independentemente das variáveis inicialmente identificadas. Estas variáveis são denominadas de variáveis independentes e, por serem constantes, apresentam desvio padrão igual a zero.

Apos identificadas as variáveis envolvidas, é determinado a relação de proporcionalidade entre as variáveis e construído uma matriz denominada de matriz de correlação.

Para cada conjunto de valores gerados aleatoriamente, os valores das variáveis são calculados automaticamente e, um cenário possível de ocorrer é determinado cuja probabilidade de ocorrer é diferente de zero. A saída gerada deve ser guardada para posterior análise estatística.

Ao final de todas as iterações, tem-se uma série de resultados, que, quando tratados gera uma distribuição de probabilidade de ocorrência, que, dependendo do número de iterações calculadas tende a ser uma distribuição normal, mesmo que os valores populacionais sejam de uma distribuição não normal, conforme mostra a teoria do limite central[45].

Assim, quanto maior o número de iterações, mais a distribuição dos resultados se aproximam de uma distribuição de probabilidade normal na qual podem ser aplicadas as medidas de concentração estatística e de dispersão, respectivamente média e desvio padrão.

Com as medidas de média e desvio padrão da distribuição dos resultados é possível avaliar o resultado e determinar a probabilidade de determinada faixa de resultado ocorrer, bem como os riscos de uma faixa de resultados negativos ocorrer.

4.2.2.1. TIPOS DE FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO

DISTRIBUIÇÃO NORMAL

A distribuição normal é uma curva simétrica que tem como valor esperado a média e, a incerteza o desvio padrão. Os valores otimistas e pessimistas encontram-se equidistantes da média. A distribuição normal geral de $\mu=0$ e $\sigma= 1$ é denominada de distribuição normal padrão.

Além da média e do desvio padrão, a curva normal possui outras estatísticas como a moda, mediana, a assimetria e a curtose. No caso de uma distribuição ser normal padrão, a média

45 Através do Teorema do Limite Central, se pode concluir, que, quando é gerado muitos números aleatórios, os valores amostrais tendem para uma distribuição normal, mesmo tendo os valores populacionais uma distribuição não normal.

é igual à moda, que é igual à mediana. Além disso, a assimetria tem valor zero e a curtose o valor 3.

A função densidade da distribuição normal é uma função contínua e é dada pela Equação 1.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{\sigma^2}} \tag{1}$$

A Figura 14 mostra um histograma de uma função densidade f(x) e o da função de distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição normal F(x).

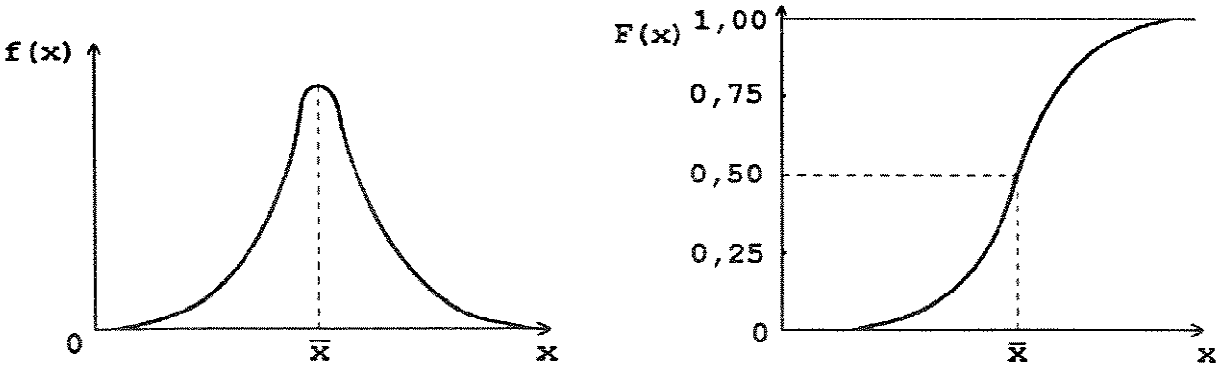


Figura 14 - Histogramas da função densidade e gráfico da distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição normal

Fonte: SOUZA, 1994 p.148

Ressalta-se que o teorema do limite central assegura que a soma ou a média de variáveis aleatórias, independentemente de serem ou não uma distribuição normal, se aproximarão de uma distribuição normal quanto maior for a amostra.

DISTRIBUIÇÃO UNIFORME

A distribuição uniforme é aquela que, definido um intervalo [a, b], associa para cada ponto deste intervalo igual valor de probabilidade. Esse tipo de distribuição é muito utilizado quando as informações disponíveis são muito vagas e a única informação que se tem é a faixa de variação, sendo, portanto, equiprovável qualquer ocorrência no intervalo definido (MOTTA & GALÔBA, 2009 p. 303).

A probabilidade de ocorrência de qualquer valor no intervalo é dada pela Equação 2

$$P(x - V) = \frac{1}{(b-a)} \quad \text{para } a \leq V \leq b, \qquad (2)$$

onde

a= limite inferior do intervalo fechado

b= o limite superior do intervalo fechado

No caso de distribuição uniforme, A é o parâmetro de localização e (B – A) é o parâmetro de escala. Quando A = 0 e B = 1 temos a assim chamada Distribuição Uniforme Padrão, cuja equação ficaria então:

$$f(x) = 1 \quad \text{para } 0 \leq x \geq 1 \qquad (3)$$

As estatísticas associadas à distribuição uniforme padrão apresentam a média igual à mediana, cujo valor é dado por (A+B)/2, o intervalo por B-A, a assimetria tem o valor zero e a curtose tem o valor igual a 9/5. Os valores para o desvio padrão e coeficiente de variação são obtidos das equações 4 e 5

$$\sigma = \sqrt{\frac{(B-A)^2}{12}} \qquad (4)$$

$$\text{CV} = \frac{(B-A}{\sqrt{3}(B+A)} \qquad (5)$$

A Figura 15 mostra um histograma de uma função densidade f(x) e o da função de distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição uniforme F(x).

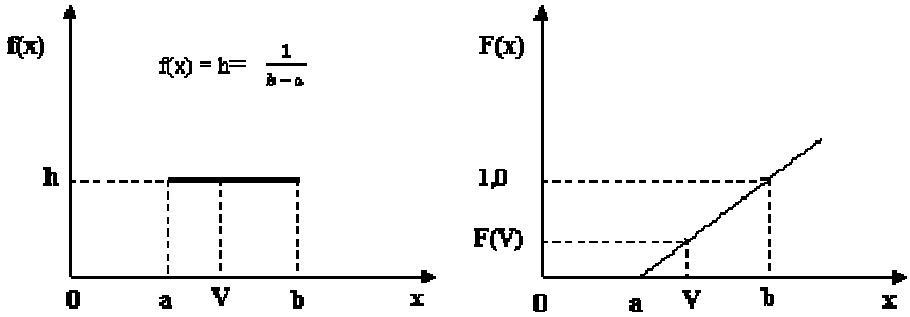


Figura 15 - Histograma da função densidade e grafico da distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição uniforme

Fonte: SOUZA, 1994 p.148

Por definição a área compreendida entre os pontos **a** e **b** é igual à unidade, então, se

h *(b - a) = 1 logo

h = $\frac{1}{(b-a)}$ portanto,

f(x) = $\frac{1}{(b-a)}$

Ainda, por definição, a integral da função densidade entre **a** e **V** resulta na função de distribuição de probabilidade, com **V** sendo um ponto no intervalo fechado [ab]

$$P(x \leq V) = F(V) = \frac{(V-a)}{(b-a)} \tag{6}$$

$$F(x) = \frac{(x-a)}{(b-a)} \tag{7}$$

DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR

A distribuição triangular tem um emprego muito grande, principalmente nos casos em que as informações disponíveis também são escassas. Usualmente os dados disponíveis são assumidos como mínimo, máximo e mais provável, denomidado de moda em estatística.

As equações que regem uma distribuição triangular são apresentadas nas equações 8 a 10.

$$f(x) = \frac{2}{Max - Min} \quad para\ x = Moda \tag{8}$$

$$f(x) = \frac{2*(x - Min)}{(Max - Min)*(Moda - Min)} \quad para\ x < Moda \tag{9}$$

$$f(x) = \frac{2*(x - Max)}{(Max - Min)*(Moda - Max)} \quad para\ x\ Moda \tag{10}$$

A Figura 16 mostra um histograma de uma função densidade f(x), e o da função de distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição triangular F(x).

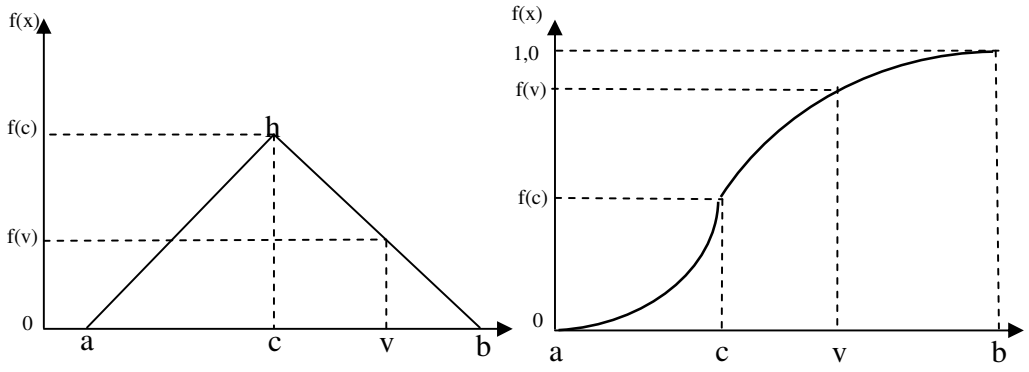


Figura 16 - Histogramas da função densidade e e gráfico da distribuição de probabilidade acumulada de uma distribuição triangular

Fonte: SOUZA, 1994 p.149

DISTRIBUIÇÃO LOGNORMAL

A distribuição lognormal, igualmente à normal, pode ter apenas dois parâmetros, a média e o desvio padrão. Quando logaritimada com o logaritmo neperiano toma forma de uma distribuição normal assimétrica.

Exemplos de fenômenos que seguem a distribuição lognormal são os de reservas de petróleo e de minerais.

A correta identificação das distribuições de probabilidade dos dados de entrada da simulação Monte Carlo é de fundamental importância. Quando não se dispões de conhecimento sobre o tipo de distribuição, é normal fazer análises empíricas de dados históricos para identificar o tipo de distribuição. Quando não se dispõe de dados, a seleção da distribuição e os seus parâmetros são feitos pelo analista ou especialista.

4.2.2.2. ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS DADOS

- **De Entrada**

A análise consiste em verificar as incertezas associadas aos parâmetros desejados a partir dos dados históricos, caso esses existam. A descrição estatística auxilia na definição da distribuição de probabilidade da variável aleatória. Após a definição da distribuição de probabilidade da variável tem de ser verificada a aderência da distribuição empírica com a distribuição teórica. Isto pode ser feito utilizando-se os testes de aderências convencionais, como Qui-quadrado, Kolmogorov-Smirnov, Anderson-Darling[46].

Salienta-se que os dados podem estar disponíveis ou não. Para o caso de dados disponíveis, pode-se descrevê-los estatisticamente a partir de sua média, desvio padrão, assimetria etc. e definir o melhor tipo de distribuição.

Para o caso de dados não disponíveis, deve-se consultar especialistas no assunto. Neste caso, as distribuições de probabilidade são as denominadas de subjetiva, resultado do julgamento pessoal do especialista, fato que coloca em *check* a qualidade da informação.

---

46 Kolmogorov-Smirnov é um teste adequado para pequenas amostras. Anderson-Darling é similar ao de Kolmogorov-Smirnov, muito indicado para quando se deseja uma função mais adequada para os extremos das caudas.

Segundo Souza (2004, p.68) autores como Grey[47] (1995), Savage[48] (1996), Clemen e Reilly[49] (2001) e Curry[50] (2002) acreditam ser possível representar qualquer situação através de distribuições uniformes ou triangulares, para o caso da não existência de dados disponíveis.

Segundo Sá[51] (1999, apud Souza p. 69) há duas escolas que divergem quanto ao uso de probabilidades subjetivas para previsão de eventos futuros.

A Escola Clássica afirma que o uso de probabilidades subjetivas não oferece nenhum resultado coerente, enquanto a chamada Escola Bayesiana considera que o uso das probabilidades subjetivas é justificável, uma vez que qualquer informação, quando utilizada adequadamente, possibilita maiores acertos do que os resultados obtidos de uma decisão sobre a qual nada se sabe (SÁ, 1999).

Exemplos clássicos de distribuições no setor de petróleo são:

- ✓ Reservas de óleo – distribuição lognormal
- ✓ Reservas de gás offshore – distribuição lognormal
- ✓ Produção de óleo – distribuição normal
- ✓ Produção de gás offshore – distribuição normal
- ✓ Investimentos distribuição normal
- ✓ Custos operacionais – distribuição beta ou normal

➢ **Dos resultados**

Vários parâmetros estatísticos podem descrever a qualidade dos resultados de uma simulação Monte Carlo. Os mais usuais são o erro de estimação, o coeficiente de Kurtosis e o coeficiente de Skewnss.

---

47 GREY, Stephen. Practical Risk Assessment for Project Management. England: John Wiley & Sons Ltda., 1995
48 SAVAGE, Sam. Statistical Analysis For The Masses published in Statistics and Public Policy, edited by Bruce Spencer, Oxford University Press, 1996.
49 CLEMEN, Robert T.; REILLY, Terence. Making hard decisions with DecisionToolsÒ 2nd rev. ed. USA, Duxbury, 2001
50 CURRY, Renwick E. The Problems with " The Problems with Monte Carlo Simulation" 2002.
51 SÁ, Geraldo Tosta de. Administração de investimentos: Teoria de carteiras e gerenciamento do risco; supervisão técnica, Eduardo Fortuna. – Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 1999.

- **Erro de Estimação**[52]

O erro de estimação, quando se utiliza o método Monte Carlo, é função do número de interações. Desse modo, o tamanho da amostra ou o número de interações da simulação afeta diretamente a qualidade do resultado, uma vez que, quando o número de interações aumenta a média e o desvio padrão tendem a se estabilizar. Em outras palavras pode-se afirmar que a grandeza do erro de estimação é inversamente proporcional ao tamanho da amostra.

Matematicamente, o erro-padrão da estimação é dado por:

$$\text{Erro} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \text{ onde,} \qquad (11)$$

σ = desvio padrão da amostra

n = número de interações

- **Coeficiente de Kurtosis**

No caso do coeficiente de Kurtosis, ele permite avaliar o grau de achatamento de uma distribuição cuja intensidade é um indicativo da forma como os valores se concentram em torno da da média. Tal informação permite, também, avaliar o quanto a curva de distribuição se apróxima de uma curva de distribuição normal padrão.

O coeficiente de Kurtoses é calculado conforme a equação abaixo e as distribuições classificadas conforme os valores os valores de K apresentado na Tabela 8 e na Figura 17 o formato das distribuições

$$K = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^4}{(n-1)*S^4} \qquad (12)$$

Onde,

K= coeficiente de Kurtosis.

S = desvio padrão

[52] **Estimação**: é o processo que consiste em utilizar dados amostrais para obter valores de parâmetros populacionais desconhecidos

$\bar{x}$ = média da amostra

n = tamanho da amostra

Tabela 8 - Classificação das distribuições segundo o coeficiente de Kurtosis

K	Classificação
k= 3	**Mesocúrtica** – a curva de freqüências apresenta um grau de achatamento equivalente ao da curva normal
K > 3	**Leptocúrtica** - a curva de freqüências apresenta-se mais fechada que a curva normal.
K< 3	**Paticúrtica**, se a curva de freqüências apresenta-se mais aberta que a curva normal

Fonte: elaboração prória

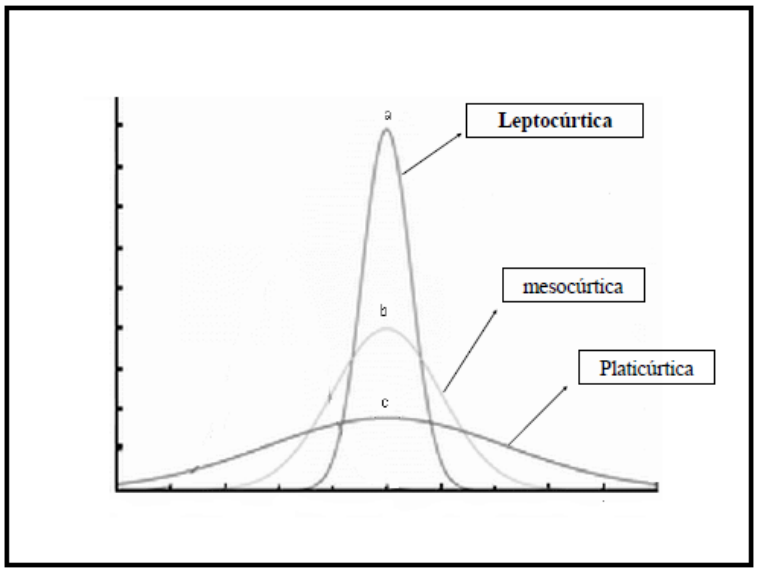


Figura 17 – Classificação das distribuições conforme o coeficiente de Kurtosis

Fonte: Palisade (2009)

- **Coeficiente de Skewness**

O coeficiente de Skewness avalia o quanto simétrica é uma distribuição. Uma distribuição de coeficiente de *skewness positivo apresenta c*auda mais alongada à direita ou seja, possui um maior número de dados na cauda da direita porém é mais densa à esquerda. Inversamente, o valor negativo para o coeficiente de Skewness significa uma cauda mais alongada à esquerda porém com uma maior densidade à direita. A Figura 18 mostra exemplo de distribuições com

coeficiente de Skewness positivo e negativo. A equação abaixo expressa matematicamente o caulculo do coeficiente de Skewness.

$$\hat{S} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^3}{(n-1)*S^3} \tag{13}$$

Onde ,

$\hat{S}$ = coeficiente de Skewness

S = desvio padrão

$\bar{x}$ = média da amostra

n = tamanho da amostra

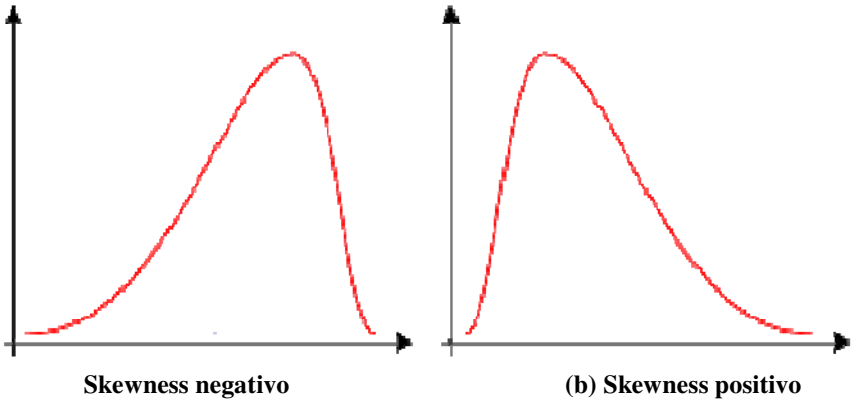


Figura 18 – Exemplo ilustrativo da simetria de distribuições com coeficiente de Skewness positivo e negativo

Fonte: Palisade (2009)

4.2.2.4. DESAGREGAÇÃO E CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS

O nível de desagregação das variáveis em uma avaliação econômica é uma medida do detalhamento incorporado no processo de avaliação. Usualmente, quanto maior o nível de desagregação, melhor a confiabilidade dos resultados. Contudo há um limite no nível de

desagregação, uma vez que quanto maior o nível de desagregação maiores são as chances de haver correlação[53] entre parâmetros de análise.

Quando variáveis independentes são agregadas, a variação de uma delas gera a variação da outra no sentido contrário, de forma análoga, quando se agregam duas variáveis dependentes, a variação de uma é sempre afetada pela variação da outra.

Na prática, numa simulação, quando uma variável **x** é dependente da variável **y,** o número aleatório gerado para **x** também gerará um valor aleatório para **y**, ou seja, a dependência de **x** e **y** pode ser expressa por:

$$\mathbf{Y = f(x)} \tag{14}$$

O índice de correlação varia de +1 a -1. Os valores positivos indicam que dois parâmetros variam no mesmo sentido, e os negativos variam em sentidos contrários. A Figura 19 ilustra casos de correlação positiva e negativa para a TIR de dois empreendimentos, M e N.

No que tange ao risco, quanto menor for a correlação positiva menor o risco, e quanto mais próximo da correlação negativa perfeita (-1), o risco é fortemente minimizado (GITMAN, 1978 apud Souza 1994 p. 190)[11].

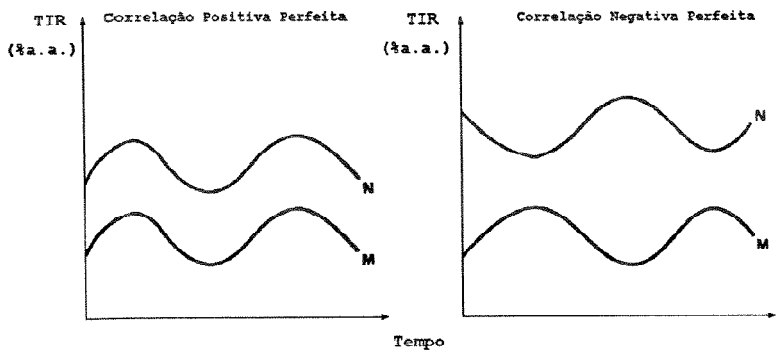


Figura 19- Gráfico exemplificando correlações positivas e negativas para a TIR de dois empreendimentos, M e N

Fonte: GITMAN, 1978 apud SOUZA 1994 p. 190[54].

[53] Correlação é uma medida estatística que indica a relação entre duas variáveis
[54] GITMAN. L. J. Princípios da administração financeira. São Paulo. Editora Harbra Ltda. 1979 p.291

O limite do nível de desagregação utilizado em uma avaliação deve ser balanceado entre as vantagens em se refinar a análise e o risco de aumentar a correlação entre os parâmetros.

Efetuar a avaliação do empreendimento utilizando somente os parâmetros considerados estratégicos, ou seja, que apresentam fortes incertezas nas suas estimativas, pode auxiliar na redução das correlações, uma vez que será analisado um número menor de parâmetros.

4.2.2.4. SOFTWARES

Atualmente diversos softwares desenvolvidos especialmente para simulações Monte Carlo encontram-se disponíveis comercialmente, entre eles destacamos o Crytall Ball ®, Decisionerering®, @Risk® e o Xlsim, todos compatíveis com computadores pessoais.

Com pequenas variações, estes softwares são projetados para:

- ✓ Calcular, automaticamente, múltiplos cenários de um modelo em planilha Excel® utilizando simulação Monte Carlo;
- ✓ Transformar variáveis determinísticas em probabilísticas;
- ✓ Apresentar os resultados das simulações na forma de gráficos;
- ✓ Identificar as variáveis de entrada mais críticas e apresentar suas correlações com as variáveis de saída, utilizando a análise de sensibilidade;
- ✓ Executar testes de aderência com a finalidade de definir qual a distribuição de probabilidade que mais se ajusta à série;
- ✓ Modelar dependências entre incertezas de variáveis de entrada;
- ✓ Gerar relatórios estatísticos com dados e gráficos dos resultados e das premissas adotadas;
- ✓ Controlar o nível de confiança dos resultados.

CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentado o método científico que foi utilizado no desenvolvimento do estudo. O capítulo foi elaborado considerando que todo trabalho científico deve estar fundamentado em métodos para que seus objetivos sejam alcançados e os resultados reproduzidos por outros, portanto, é necessário que o objeto do estudo, os procedimentos e as técnicas, as fontes de coleta de dados e a forma de análise e limitações da pesquisa sejam descritos claramente.

O objetivo geral do trabalho é avaliar os riscos envolvidos na exploração e produção de combustíveis tendo como fonte primária os recursos de xisto brasileiro. A avaliação terá como base as informações geradas através da simulação de Monte Carlo, que buscará quantificar as incertezas afeitas às variáveis do fluxo de caixa projetado para um projeto de exploração e produção de óleo bruto, a partir dos recursos de xisto existentes na Formação Irati, uma vez que somente para esta formação foi possível levantar informações sobre a quantidade de recursos.

Salienta-se que a utilização do método Monte Carlo dará o suporte necessário para avaliar incertezas objetivas que são passíveis de ser quantificadas. As incertezas subjetivas como aquelas afeitas a aspectos políticos e sociais e, portanto, de difícil quantificação, são consideradas de forma indireta, uma vez que seus impactos são refletidos nas diversas variáveis que compõem o modelo.

Quanto ao tema escolhido, este não tem o caráter de ineditismo, mas é original por se propor a discutir os recursos de xisto nacionais dentro do contexto nacional e mundial de energia e meio ambiente no momento atual. Acredita-se que a metodologia elaborada agrega valor, na medida em que a sistematização das informações levantadas e o modelo proposto fornecerão informações que darão suporte a futuros planejamentos estratégicos na área de energia.

5.1. Método Científico

A pesquisa terá uma abordagem quantitativa, uma vez que as informações coletadas serão transformadas em números que serão a base para a análise e conclusões.

Quanto à classificação da pesquisa, tomou-se como base a classificação proposta por Vergara (1997), que qualifica uma pesquisa quanto aos fins e quanto aos meios.

No que se refere aos fins, este estudo pode ser considerada do tipo exploratório, uma vez que há pouca informação disponível sobre os riscos de exploração e produção dos recursos de xisto brasileiro, e as informações existentes não são atuais e não estão sistematizadas, fato que torna difícil, inclusive, a elaboração do modelo e de uma hipótese sobre o tema.

Quanto aos meios, o estudo pode ser classificado como bibliográfico, porque a fundamentação teórica e as informações necessárias para o desenvolvimento do trabalho de modelagem e simulação são provenientes de materiais públicos, como livros, revistas, jornais, teses, dissertações etc.[55]

Ainda quanto aos meios, pode-se dizer que o estudo é também metodológico, por envolver a aplicação de um método específico, no caso, Monte Carlo, para quantificar a incerteza na estimativa de variáveis que compõem o modelo para quantificação dos riscos econômicos envolvidos. No caso o método é a utilização de números aleatórios para definir as curvas de probabilidade (curvas de risco).

A revisão bibliográfica foi realizada, principalmente, em bancos de teses e dissertações digitais de universidades como USP, Unicamp, PUC-Rio, Coppe, UFSC. Foram pesquisados também os principais *sites* na internet afeitos à área de energia, mineração e economia, bem como os periódicos com qualificação Qualis/Capes.

5.2. Materiais e procedimentos da pesquisa

O método descrito permitirá identificar e construir as curvas de risco de um projeto de exploração e produção dos recursos de xisto brasileiro. As variáveis de maior incerteza serão

[55] A tentativa de levantar informações junto à empresa proprietária do processo e, consequentemente, das informações, mostrou-se frustrante, uma vez que foi solicitada a assinatura de um contrato de sigilo uma vez que há pontos que envolvem o tema de concorrência empresarial. O fato foi considerado um impedimento para elaboração de uma tese, tendo em vista que todas as informações manipuladas nos estudo devem ser públicas.

selecionadas pelo método de sensibilidade e as curvas de risco serão determinadas por método probabilístico denominado de Monte Carlo, que utiliza amostragens aleatórias para determinação das curvas de probabilidade a partir da função de distribuição de probabilidade das variáveis de risco.

Para a determinação das curvas de risco será elaborado um modelo capaz de processar as inúmeras variáveis envolvidas no processo. O modelo elaborado será introduzido no software comercial denominado de @ Risk de propriedade da Palisade Co[56] .

Esse software utiliza o método denominado de Latin Hypercube Sampling[57], que busca recriar as distribuições de probabilidade especificadas pelas funções de distribuição em menos iterações, motivo pelo qual foi definido para resolver o problema do estudo de caso proposto neste trabalho.

O equipamento computacional utilizado para rodar a simulação foi um PC 32 bites que tinha instalado um processador Intel Corel 2 Duo T8100 com 2,1 HZ e memoria RAM de 4GB. A máquina rodou cada simulação em um témpo médio 3 horas desde o início do processamento até a transformação das informações em arquivo XLS.

Previamente à elaboração do modelo para quantificação e avaliação das incertezas, foi elaborado um projeto básico do modo de exploração e produção de óleo bruto, a partir do valor dos recursos de xisto brasileiro existentes na Formação Irati. Com base neste projeto básico foram estimados os custos de investimento e operacionais envolvidos, informações estas necessárias para a construção do fluxo de caixa financeiro do empreendimento.

Assim, o prodedimento elaborado para atingir o objeto do estudo contém dois blocos principais, um denominado projeto básico, e outro, modelo matemático para avaliação das incertezas econômicas.

Durante o desenvolvimento dos dois blocos serão identificadas as variáveis que farão parte do modelo para avaliação das incertezas econômicas bem como das suas correlações.

A delimitação do estudo será reportada quando da descrição do projeto básico e da elaboração do modelo para avaliação das incertezas econômicas.

---

[56] Para este estudo foi adquirida uma licença acadêmica para simular o modelo elaborado.

[57] A técnica Latin Hypercube Sampling consiste na divisão da distribuição de probabilidades em intervalos e no sorteio de valores dentro de cada intervalo. O número de sorteios é diretamente proporcional à probabilidade de cada faixa.

As Figuras 20 e 21 mostram os componentes de cada bloco.

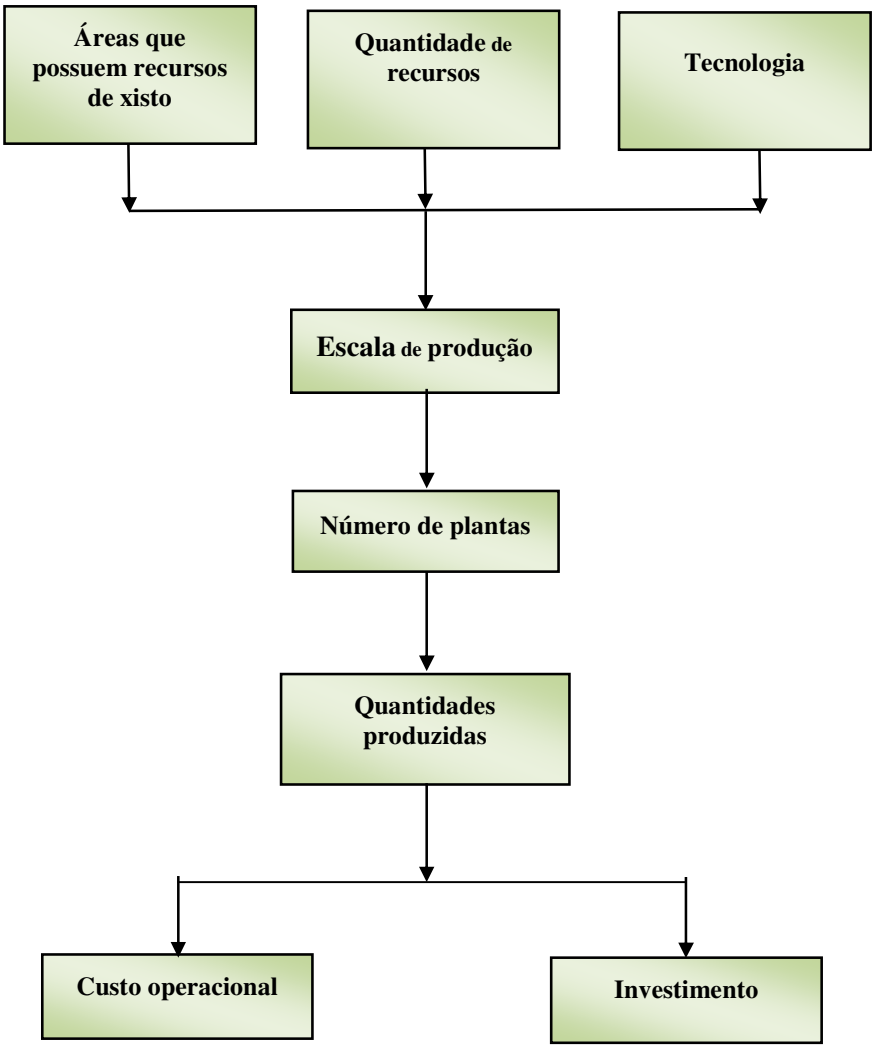


Figura 20 - Elementos que compõem o módulo do projeto básico

Fonte: elaboração própria

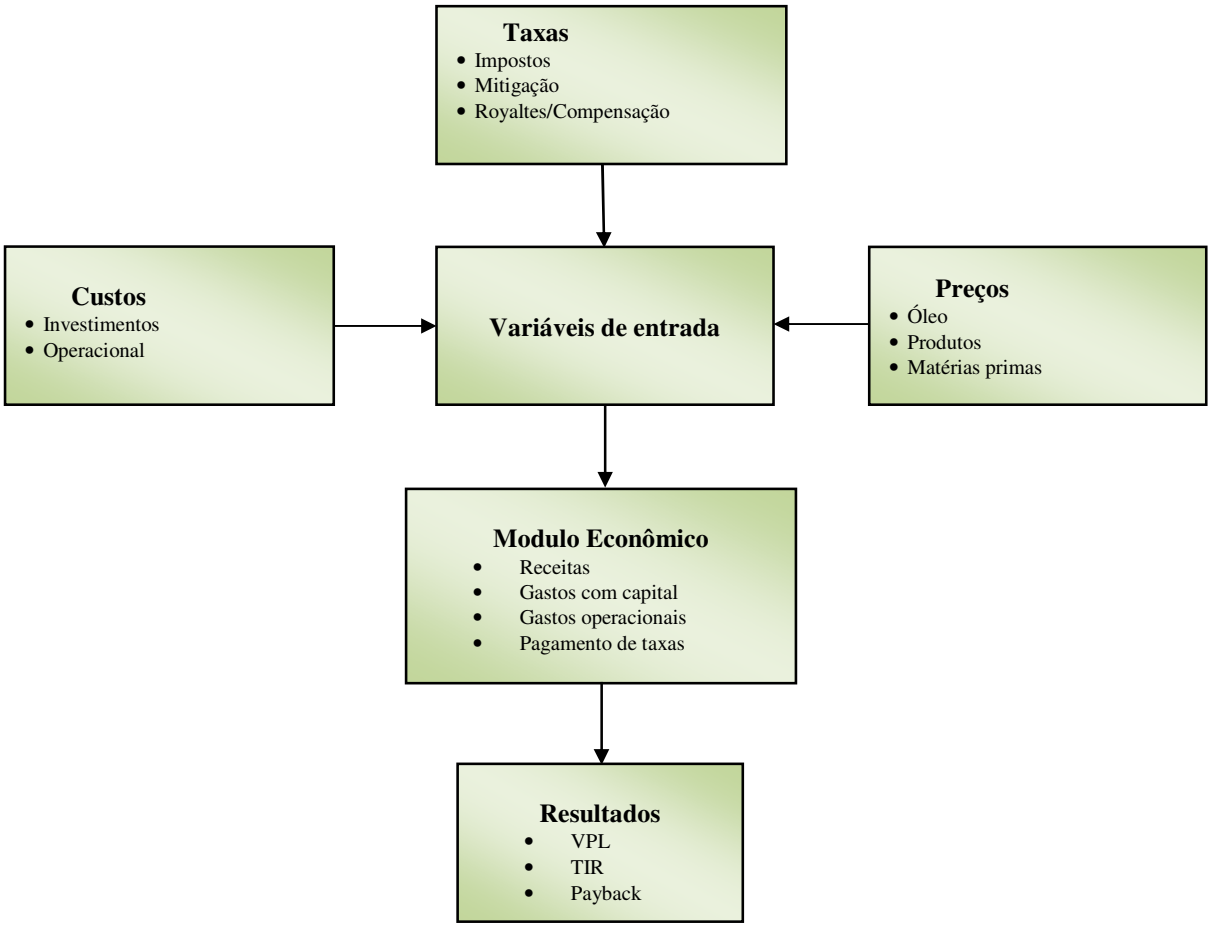


Figura 21 - Elementos que compõem o módulo econômico

Fonte: elaboração própria

5.3. O Modelo

Para a aplicação do método de Monte Carlo para análise de viabilidade econômica é necessário o desenvolvimento de três etapas. Na primeira etapa é construído o modelo do projeto, em que são levantadas todas as variáveis certas e incertas de interesse. A segunda consiste em determinar as funções de distribuição de probabilidades das variáveis incertas e, finalmente, a terceira etapa seleciona números de forma aleatória das variáveis incertas e calcula os fluxos de caixa para cada período de análise, apresentando como resultado as estimativas exatas das distribuições de probabilidades dos fluxos de caixa.

Assim, na Figura 22 é apresentado o diagrama das variáveis identificadas como variáveis que comporão o modelo matemático e como estas se relacionam.

No diagrama são apresentados tanto os parâmetros objetivos, passíveis de quantificação, como os subjetivos, de difícil quantificação, tais como variáveis geopolíticas e ambientais.

Após a elaboração do modelo matemático é montada uma matriz de correlação das variáveis com o objetivo de, quando amostrados randomicamente, os valores das variáveis dependentes se apresentarem valores sempre com algum grau de coerência.

Os coeficientes de correlação utilizados no modelo matemático são os usuais da estatística. Eles variam desde -1 até +1, sendo o valor zero indicativo de que não há nenhuma correlação entre as variáveis. O valor +1 representa uma correlação completa positiva, e o –1, uma correlação completa inversa.[58] A Figura 23 exemplifica uma matriz de correlação gerada utilizando o software @RisK®

5.4. Variáveis de entrada

Com base no diagrama de influência apresentado na Figura 21, foram determinadas as variáveis de entrada para a simulação. Não são consideradas variáveis de entrada do modelo as variáveis de caráter geopolítico, desastres ambientais e sociais, por serem dificeis de determinar em números absolutos, contudo, as consequências em razão de tais variáveis incertas são refletidas nas suas variáveis dependentes, conforme mostra o gráfico de influências.

Exemplificando o reflexo das varáveis subjetivas sobre as objetivas podemos citar as diversas crises políticas ou religiosas no Golfo Pérsico cujas consequências foram a alta do preço do petróleo no mercado. Ainda como exemplo, temos a tendência do aquecimento global, devido ao uso de combustíveis fosséis, fato que tem levado ao desenvolvimento de tecnologias para uso de fontes renováveis, cuja consequência é uma diminuição da demanda a longo prazo.

[58]Para o caso de coeficiente+1 entre dois parâmetros, quando o valor de um parâmetro é alto, o valor amostrado do segundo também será alto. O valor -1 representa uma correlação completamente inversa, ou seja, quando o valor de entrada do parâmetro é alto, o valor amostrado do segundo é baixo.

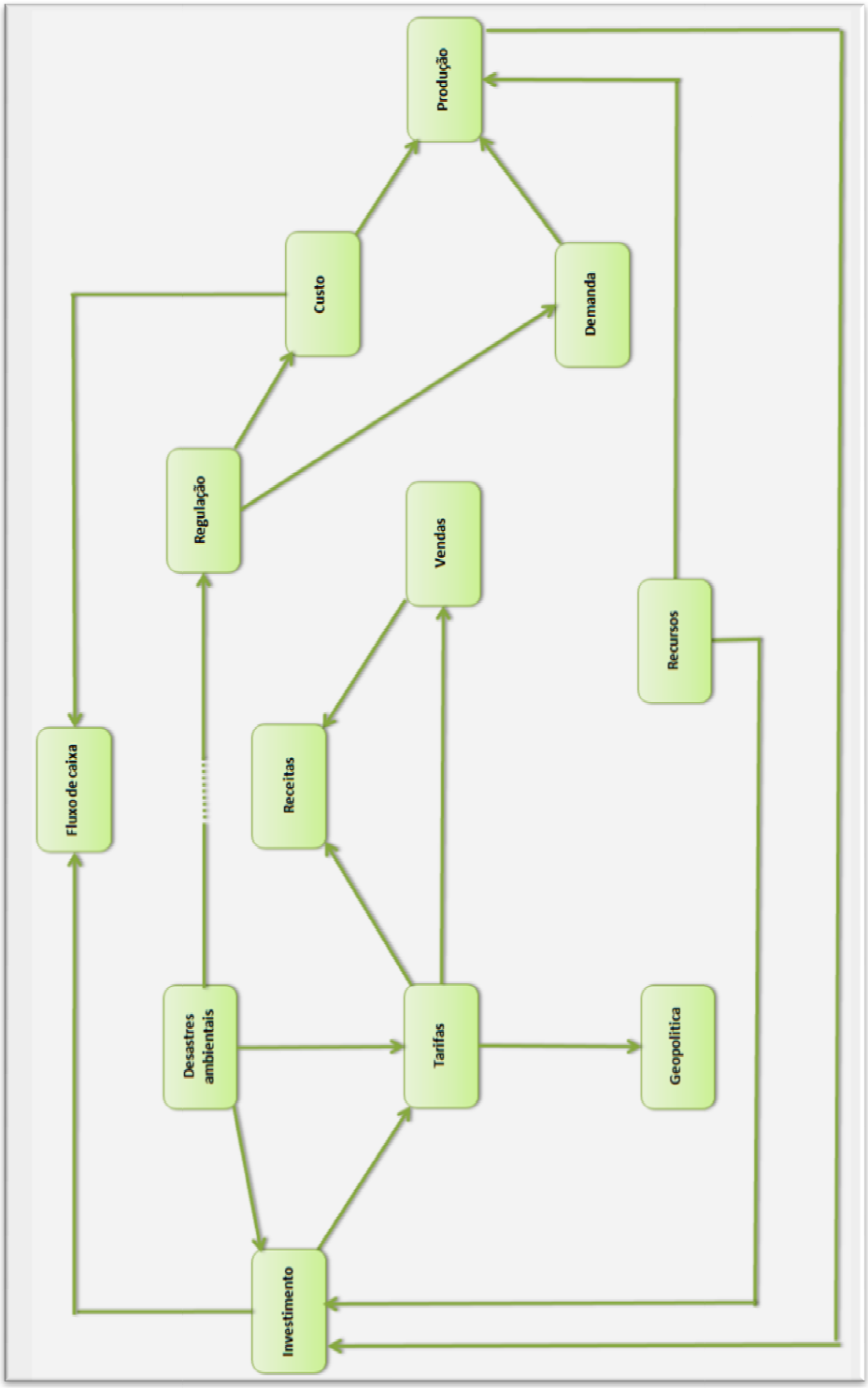


Figura 22 - Diagrama de influência dos parâmetros envolvidos no sistema econômico.

Fonte: Elaboração própria

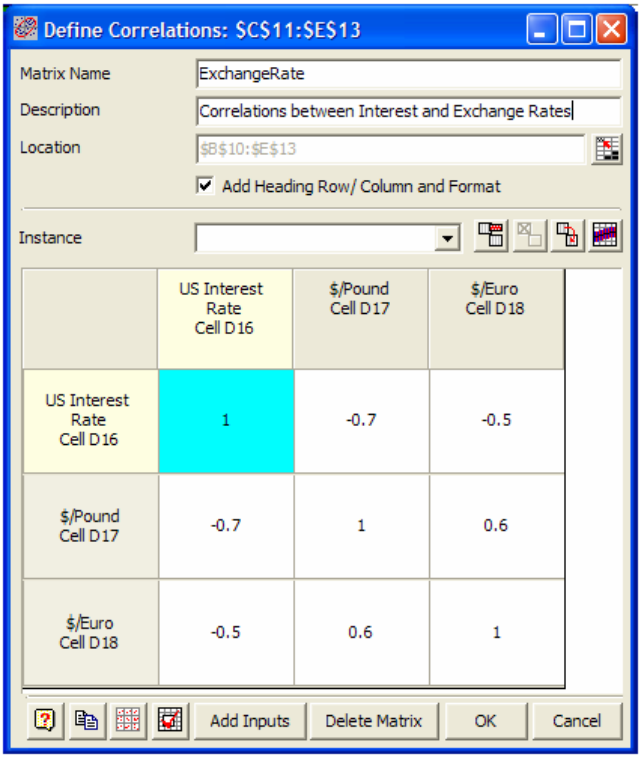


Figura 23 - Exemplo de matriz de correlação dos parâmetros de entrada do modelo matemático.

Fonte: Palisade (2009)

A seguir são descritas as variáveis de entrada consideradas no modelo. Para cada uma delas são informados a faixa de variação, o tipo de distribuição de probabilidade utilizada e a fonte da informação. Em decorrência da dificuldade de obter séries temporais para determinar a função de distribuição de probabilidades das variáveis incertas, optou-se por utilizar a função de distribuição do tipo triangular para as variáveis as quais foi possível determinar um valor médio e assumir este valor como a moda da distribuição.

Contudo, tendo como base os conceitos de estatística, para algumas das variáveis não foi possível determinar um valor médio em razão das informações obtidas na literatura e com especialistas consultados não terem sido consideradas suficientes. Assim, dos valores encontrados definiu-se um valor mínimo e máximo e, para estes casos foi assumido como distribuição de probabilidade, a distribuição do tipo uniforme, que assume que todos os valores pertencente ao intervalo considerado têm probabilidade igual de ocorrer.

5.4.1. Recursos de xisto

Conforme discutido no capítulo 2**,** os recursos de xisto no Brasil encontram-se espalhados ao longo do território nacional e as informações sobre sua caracterização são muito deficientes, motivo que nos leva a adotar várias hipóteses para construir um modelo que se aproxime das características dos recusros existentes

No que se refere as áreas que integrarão o estudo, os trabalhos geológicos pesquisados indicam a área da Formação Irati na região centro-sul do país como a área que acumula maior conhecimento acerca de suas características geológicas, físicas, químicas e de quantidade de recursos, fato que favorece a utilização dessa área para estudo de caso (MARGULIS, 1981; CHESF, 1987).

Além dos fatores já mencionados quanto à caracterização do xisto, a opção pelo uso da tecnologia de retortagem desenvolvida pela Petrosix no estudo de caso corrobora com a definição da área da Formação Irati para estudo, uma vez que essa tecnologia já foi amplamente testada para o xisto desta Formação.

Quanto a quantidade de recursos, considerando a importância fundamental do conhecimento dessas quantidades para o estudo econômico e, considerando ainda, que estes são disponíveis apenas para a Formação Irati e, ainda, com um grau de incerteza bastante elevado, o estudo econômico a ser realizado levará, também, em conta apenas os recursos de xisto existentes na áea da Formação Irati.

No que tange a viabilidade economica das jazidas pertencentes a Formação Irati, a pesquisa bibliográfica indicou que somente as localizadas ao sul do Paraná, norte de Santa Catarina e parte do Rio Grande do Sul apresentam indicação de viabilidade econômica. Esta percepção é em razão dos teores de óleo, espessura das camadas xistosas e extensão encontradas nos estudos geológicos já realizados (vide capítulo 2).

A jazida da região do Vale do Paraíba não será considerada dada a inviabilidade técnica da utilização dos recursos existentes nessa região devido aos altos teores de umidade, fator restritivo para o uso da tecnologia Petrosix e, também, por apresentar balanço energético desfavorável em razão dos altos teores de água presentes no xisto existente na área.

Assim, mais especificamente, neste estudo, serão consideradas apenas quatro áreas da Formação Irati a quais estão localizadas em São Mateus do Sul (PR), Dom Pedrito/São Gabriel (RS), Papanduva/Três Barras (SC) e Rio Negro e Rio Iguaçu (PR). Estas áreas são as que apresentaram indicação de alguma viabilidade econômica, quando da realização dos estudos geológicos nos anos de 1980.

Para a simulação do modelo será utilizado a distribuição do tipo contínua para a variável quantidade de recursos existente em cada area definda como área de estudo. A opção por este tipo de distribuição teve como base a precariedade das informações disponíveis uma vez que não foi possível levantar informações sobre a distribuição de probabilidade da quantidade de recursos de cada área. Assim, será assumido que qualquer valor de quantidade do recurso dentro do intervalo de máximo e mínimo tem probabilidade igual de ocorrer.

As Tabelas de 9 a 12 apresentam os valores máximos e mínimos de recursos de óleo de xisto, de gás de xisto, de GLP e enxofre para as áreas eleitas para explotação e produção[59].

Os valores máximos e mínimos utilizados para a simulação do modelo referem-se ao maior e menor valor de recurso encontrado para cada área eleita para estudo.

Como já citaado, a justificativa para a utilização do maior e do menor valor reside no fato de não ter sido encontrado informações que permitissem levantar uma curva de distribuição de probabilidade e, também, devido aos dados encontrados na literatura apresentarem, entre si, uma grande divergência nos valores reportados[60].

Assim, tabulou-se todos os valores encontrados e utilizou-se o maior e o menor valor de de recursos, encontrados para cada área, como os extremos da curva de distribuição de probabilidade da quantidade de recursos de óleo.

Na simulação será utilizado os valores de cada tipo de recurso desagredados[61] uma vez que para agrega-los é necessário transforma-los para uma mesma base, no caso a energética, fato que levaria a introdução de mais uma variável de incerteza tendo em vista, que o poderes caloríficos para o gás de xisto, GPL e óleo é disponível apenas para a área de São Mateus do Sul.

---

59 Não é declarado se os valores de GLP, óleo de xisto e gás de xisto consideram fator de recuperação e eficiência de processo ou não, assim, estamos assumindo fator 1, ou seja, quantidade *in* situ.

[60] Conforme já discutido no capitulo 2, a divergência nos valores de recursos está fortemente ligada a diferença da metodologia utilizada pelo pesquisador para definir o valor dos recursos exitentes

[61] Os tipos de recursos são óleo de xisto, gás de xisto, GLP e enxofre

A análise das quantidades de cada tipo de recurso existente em cada área mostrou que somente a área de Rio Negro/Rio Iguaçu apresenta diferenças significativas em relação às demais. Deste modo, neste estudo, para efeitos de simulação, será considerado a área de Rio Negro/Rio Iguaçu e uma área denominada de hipotética, a qual possui quantidade de recursos por tipo de energético, similar aos das áreas de São Mateus do Sul, Dom Pedrito/São Gabriel, Papanduva/ Três Barras.

Salienta-se,ainda, que a soma dos valores máximos e mínimos de cada tipo de recurso energético das áreas em estudo não coincidem com os valores declarados pela Petrobras para a Formação Irati como um todo, fato que reforça a exitência de incertezas nos dados reportados tanto pelos pesquisadores quanto pela Petrobras.

A Tabela 13 apresenta os valores máximos e mínimos para cada tipo de recurso declarados pela Petrobras e os valores maximos e mínimos reportados por diversos autores em literatura.[62].

Tabela 9 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região de São Mateus do Sul (PR)

	Máximo	Mínimo
Óleo (milhões de barris)	737	560
Gás (bilhões de m^3)	25	19
GLP (milhões t)	9	4
Enxofre (milhões t)	18	8,7

Fontes: PETROBRAS, 2007, RUSSEL, 1990; CHESF, 1987; RAMOS 1981

Tabela 10 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região do Rio Negro e Rio Iguaçu (PR)

	Máximo	Mínimo
Óleo (milhões de barris)	220	173
Gás (bilhões de m^3)	7,8	6,0
GLP (milhões t)	1,6	1,2
Enxofre (milhões t)	3,5	2,7

Fontes: PETROBRAS, 2007, RUSSEL, 1990; CHESF, 1987; RAMOS 1981

[62] Detalhes das informações sobre os valores dos recursos são reportados no capítulo 2

Tabela 11 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região Papanduva\Três Barras (SC)

	Máximo	Mínimo
Óleo (milhões de barris)	700	580
Gás (bilhões de m^3)	24,0	19,2
GLP (milhões t)	4,09	4,0
Enxofre (milhões t)	11,3	11,3

Fontes: PETROBRAS, 2007, RUSSEL, 1990; CHESF, 1987; RAMOS 1981.

Tabela 12 - Valores máximo e mínimo encontrados para a região São Gabriel\Dom Pedrito (RS)

	Máximo	Mínimo
Óleo (milhões de barris)	705	560
Gás (bilhões de m^3)	24,1	19,0
GLP (milhões t)	5,0	3,9
Enxofre (milhões t)	11	10,9

Fontes: PETROBRAS, 2007, RUSSEL, 1990; CHESF, 1987; RAMOS 1981

Tabela 13 - Valores de recursos de xisto na Formação Irati declarados pela Petrobras e por autores como: RUSSEL, 1990; CHESF, 1987; RAMOS 1981.

	Petrobras	Vários Autores	
		Máximo	Mínimo
Óleo (milhões de barris)	1.900	2.362	1.873
Gás (bilhões de m^3)	68	81	63
GLP (milhões t)	25	20	13
Enxofre (milhões t)	48	44	34

Fonte: elaboração própria

5.4.2. Números de plantas de industrialização de xisto.

Barros, em 1982, elaborou um modelo de industrialização de xisto com o objetivo de determinar a estratégia ótima de instalação de usinas, visando à maximização da economia em decorrência da importação de petróleo evitada, uma vez que, na época, a matriz energética do Brasil era altamente dependente da importação de petróleo. Para tanto, o modelo elaborado por Barros considerou a demanda interna, a produção interna e o preço do petróleo no mercado

internacional. O modelo considerou, ainda, a quantidade de recursos em cada área, o aprendizado tecnológico e outros requisitos relacionados à área financeira, tais como, a escala de produção, o capital necessário, o custo operacional etc.

Barros considerou, ainda, que os custos ambientais referentes à recuperação da área degradada, do monitoramento ambiental e da instalação e operação de dispositivos que permitissem à planta operar dentro dos padrões exigidos nos dispositivos legais existentes a época, estariam todos embutidos no capital investido e nos custos operacionais.

Barros utilizou um modelo dinâmico que permitia não somente determinar o número de usinas a serem instaladas, mas, também, determinar a ordenação das usinas. O resultado de tal modelo indicou que para a Formação Irati deveriam ser construídas 7 usinas com produção diária em torno de 25.000 barris dia, fator de operação de 0,9 e vida útil de 30 anos, sendo 2 usinas em São Mateus, 2 usinas em Dom Pedrito/São Gabriel, 2 usinas em Papanduva /Três Barras e uma na região de Rio Negro/Rio Iguaçu, nessa ordem.

Barros (1982) justifica a definição da capacidade de cada usina em 25.000 barris dia com base no projeto básico elaborado pela Petrobras, na época, que, devido às incertezas quanto à tecnologia e à quantidade de recursos economicamente viáveis, optou pela construção da usina em dois módulos com capacidade de processamento de 25.000 barris dia, cada.

Neste estudo não será considerada a natureza dinâmica do problema para determinação da ordem de implantação de cada usina como fez Barros em seu trabalho. Tal decisão está embasada no fato de o objetivo do estudo não ser o de elaborar uma estratégia de exploração de xisto para a implantação da indústria do xisto no Brasil, mas, sim, levantar e quantificar as incertezas envolvidas para o caso de o Brasil, no futuro, desejar elaborar um plano para exploração de seus recursos de xisto localizados na Formação Irati. Desse modo não será discutida a ordenação da implantação das possíveis usinas necessárias para exploração e produção dos recursos de xisto existentes na Formação Irati.

Diferentemente do trabalho de Barros, neste estudo será considerado que cada unidade industrial terá uma capacidade de processar, no mínimo, 50.000 barris de óleo por dia ou, o equivalente em xisto contendo em média 7% em peso de óleo. Tal definição está embasada em trabalhos similares realizados no Brasil nos anos de 1980 e em trabalhos internacionais, como o realizado pelo RAND Coorporation em 2005, o qual justifica que esta capacidade já acarreta a

necessidade de incorporar cerca de 20 retortas, uma vez que a utilização de retortas de grandes capacidades está muito além do estado da arte atual.

A definição da capacidade da planta em 50.000 bbl/dia deve-se também ao fato de, durante o levantamento bibliográfico, ter sido possível recuperar o projeto básico da planta de São Mateus do Sul, que seria instalada entre os anos de 1980 e 1990. No material recuperado constam, de forma detalhada, os custos de toda a unidade, e que será base deste estudo com as atualizações necessárias.

Outro motivo importante para adotar a capacidade de produção de 50.000 barris dia é o fato de estudos semelhantes adotarem tal capacidade e fornecerem dados estimativos do investimento e custo operacional por barril de óleo, informações importantes para balizar a atualização das informações do projeto básico de São Mateus do Sul, o qual data de 1981.

Ainda para dimensionar se as reservas são suficientes para que a planta opere durante a vida útil da unidade industrial, é adotada uma vida útil de, no minimo, 30 anos para instalação industrial e fator de operação anual de 0,8 a 0,95, cuja média dos valores, segundo Ramos (1983, p. 290) é o valor usual para este tipo de instalção. Assume-se, ainda, como variável aleatória, um valor entre 85 e 95% para a taxa de recuperação de xisto na etapa de minerção (U.S. BUREAU OF MINES, 1980, p. 123).

Para ambas as variáveis, fator de operação da unidade e fator de recuperação de mineração, assume-se que são variáveis aleatórias com função de **distribuição do tipo triangular**.

Salienta-se que a capacidade da unidade de processar 50.000 barris dia de óleo expressa, unicamente, a quantidade de óleo produzida. Assume-se que as quantidades de gás de xisto, GLP e enxofre são consequência da quantidade de óleo produzida.

Para cálculos da vida útil da mina é assumida uma taxa próxima de 15% de perdas, que representa as perdas de finos gerados no tratamento do minério, contudo, tendo em vista a incerteza do valor, esta perda será considerada quando da modelagem como variável aleatória que assume valores entre 10 e 20% com moda de 15%, o que possibilita a utilização de uma **distribuição triangular** quando da simulação do fluxo de caixa (TONELS, 2008; USA RAND 2005).

Ainda quanto às perdas, para o caso da área afeita à unidade industrial, excluindo-se a unidade de tratamento de minério, estas são estimadas a partir da quantidade produzida por tonelada de xisto processada nas retortas. No caso é utilizada uma distribuição do tipo triangular, em que os valores encontrados na literatura são assumidos como moda, e os valores máximos e mínimos, calculados a partir de um desvio padrão assumido por hipótese.

Ainda, quanto à quantidade de recursos de cada jazida, nos cálculos efetuados para a jazida de São Mateus do Sul não se considerará que parte dos recursos já foi consumida nos 18 anos de operação do módulo industrial (MI) e protótipo (UPI), instalados em São Mateus. A quantidade de recursos já utilizados representa cerca de 16 milhões e 750 mil barris de óleo produzidos, valor muito próximo da produção de um ano de uma usina com capacidade de 50.000 barris dia[63], quantidade considerada desprezível diante do valor total de recursos da jazida.

Ainda quanto à quantidade de recursos o óleo de xisto, é a partir deste parâmetro que é estimado se a jazida possui recursos suficientes para suprir a planta durante a vida útil assumida por hipótese.

A Tabela 14 apresenta os valores estimados da vida de cada área da Formação Irati, considerando os valores de óleo apresentados nas Tabelas 9 a 12 e as condições de contornos acima descritas (produção de 50.000 bbl/dia, fator de operação e taxa de extração do xisto na mina).

Tabela 14 - Número estimado de anos de operação de cada usina em função da jazida da Formação Irati e da quantidade de recursos *in situ*

Área	Barris de óleo *in situ* (MMbbl) *	Número de anos de operação
São Mateus do Sul	737	44,94
Rio Negro/Rio Iguaçu	220	13,41
Papanduva\Três Barras	737	44,94
São Gabriel\Dom Pedrito	705	42,99

*: considerou-se que o valor encontrado nas bibliografias é a quantidade de óleo *in situ*

[63] As informações disponíveis sobre recursos são da década de 1980 que, a princípio, incorporam as quantidades já consumidas pela unidade instalada em São Mateus do Sul desde a sua entrada em operação.

Os resultados mostram que somente a jazida Rio Negro/Rio Iguaçu não apresenta quantidade de óleo *in situ* suficiente para tal.

Salienta-se que os cálculos efetuados referem-se à utilização apenas de xisto, contudo, a Petrobras desenvolveu tecnologia que permite a introdução de pneus inservíveis na proporção máxima de 5% em massa da quantidade de xisto alimentada nas retortas, fato este que aumenta a vida das jazidas.

5.4.3. Definição da tecnologia

A tecnologia prevista no projeto básico para a exploração do xisto é a mineração a céu aberto e o processo para extração do óleo da rocha é o de retortagem de superfície desenvolvido pela Petrobras, patenteado com processo Petrosix® e descrito no Apêndice A.

No estudo será considerado que o fato de a planta instalada no município de São Mateus do Sul, em operação desde o ano de 1991, apresentar um fator de scale up de 4:1 não ocasionará problemas quando da instalção e operação de uma usina de capacidade muito maior, uma vez que a retorta instalada no MI é do porte das retortas previstas no projeto para 50.000bbl/dia.

Será considerada a introdução de pneus inservíveis juntamente com o xisto na proporção de zero até 5% em massa de xisto. O acréscimo na quantidade dos produtos em decorrência da introdução de pneus inservíveis será proporcional à quantidade de pneu alimentada ao processo.

No modelo, a variável pneu inservível será introduzida como **distribuição uniforme,** cujo valor mínimo é zero, e o máximo, 5%, ambos em relação à carga de xisto alimentada. Não é adotada uma proporção única para a alimentação de pneus inservíveis, uma vez que estes são considerados como resíduos, que, apesar da grande quantidade gerada, são de difícil coleta e logística e, também, pelo fato de que novos usos, mais rentáveis para o gerador ou intermediário, podem inviabilizar sua utilização no processo de retortagem ou causar uma oferta descontinuada.

Assim, o resultado final do processo produtivo será a produção de óleo bruto, gás de xisto, GLP e enxofre provenientes da retortagem de xisto mais pneus inservíveis. Outros produtos podem ser obtidos, tais como nafta, óleo combustível, produtos produzidos a partir dos rejeitos de processo etc., entretanto, no estudo será assumido que as únicas saídas comerciais do

processo são: óleo bruto, gás de xisto, GLP e enxofre. Destes, o óleo bruto será enviado para refinaria, os demais, vendidos diretamente pela usina.

As Tabelas 15 e 16 apresentam a proporção dos produtos formados a partir da pirólise do xisto e de pneu, respectivamente.

No modelo, a quantidade de produtos gerados é calculada considerando as proporções apresentadas nas Tabelas 15 e 16, e que estas proproções podem ter uma incerteza de eficiência de 10% e, portanto, são simuladas como uma **distribuição contínua do tipo triangular**.

Tabela 15 - Quantidades de produtos formados a partir da pirólise do xisto de São Mateus (PR)

Produto	t/t
Óleo	0,076
GLP	0,007
Gás de xisto	0,018
Enxofre	0,011

Fonte: (PETROBRAS 2005)[64]

Tabela 16 - Quantidades de produtos formados a partir da pirólise de pneu inservivel em São Mateus (PR)

Produto	t/t
Óleo	0,52
Gás de xisto	0,036
Enxofre	0,004

Fonte: (PETROBRAS 2005)[65]

5.4.4. Custos de investimento ecusto operacional

No estudo admite-se que todas as usinas construídas são exatamente iguais e, portanto, os custos envolvidos também são iguais, e que todas entrarão em operação em datas muito

[64] PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. Apresentação Institucional da Petrosix. Palestra proferida pelo Eng. José Manuel Vilar Gulin - Gerente-Geral da Unidade de Industrialização do Xisto de São Mateus do Sul. São Paulo, IEE/USP SP; 2005.

[65] PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. Apresentação Institucional da Petrosix. Palestra proferida pelo Eng. José Manuel Vilar Gulin - Gerente-Geral da Unidade de Industrialização do Xisto de São Mateus do Sul. São Paulo, IEE/USP SP; 2005.

próximas, não sendo, portanto, aplicável a curva de aprendizado, fato que poderia acarretar a redução nos custos de investimento e custos operacional[66].

Na determinação dos valores de investimento e custos operacionais será considerada, também, a utilização de pneus inservíveis no processo de retortagem na proporção máxima de até 5% em relação à alimentação de xisto. Esta entrada é importante por ser uma fonte de renda, uma vez que, segundo Moraes (2002), a Petrosix recebia, em 2002, aquantia de R$ 50,00[67] por tonelada de pneu co-processado, além de aumentar a quantidade dos produtos finais.

No custo operacional não são considerados os custos de transporte do óleo e nem os custos de distribuição dos demais produtos produzidos (GN, GLP e enxofre), ou seja, os custos operacionais e de investimento restringem-se aos portões da empresa.

Para viabilizar a introdução de tais custos seria necessária a formulação de um modelo de demanda segundo regiões e de logística de distribuição, atividades que não fazem parte dos objetivos deste estudo.

Não são considerados, também, os custos que valoram os sub produtos, uma vez que o levantamento bibliográfico indicou que estes não se configuraram, ainda, como um negócio consolidado no *stricto sensu.*

5.4.4.1. INVESTIMENTOS

Na determinação do valor total do investimento necessário para a construção de uma unidade de produção para processamento de 112.000 toneladas de xisto, quantidade equivalente a, aproximadamente, 50.000 barris de óleo de xisto a partir do processamento de xisto com 7% de óleo, são considerados todos os desembolsos feitos a partir da decisão de construir a unidade até o momento em que os produtos podem ser comercializados.

Ainda, na estimação do custo do investimento parte-se da premissa que a instalação é 100% nacional. Tal premissa está embasada no fato de que o desenvolvimento tecnológico na

---

[66] As unidades industriais, objeto do estudo, têm capacidade muito maior que o módulo industrial que está em operação nos últimos 15 anos, fato que poderia gerar alguma redução nos custos em razão da curva de aprendizado. Segundo MERROW (1989), após 12 anos de operação, uma planta pode obter uma redução em seu custo operacional de até 50% em consequência do fator aprendizado.

[67] O valor atualizado pelo IPCA para novembro de 2009 éde R$ 82,93.

área possibilitou a completa nacionalização[68], uma vez que no projeto elaborado nos anos de 1980, o percentual total de investimentos em moeda estrangeira representava, apenas, 14,9% do total dos investimentos, porcentagem já considerada bastante baixa para a época (RAMOS, 1983 p.38).

Os principais dispêndios na alínea de investimentos são listados a seguir. Os valores de cada item são estimados a partir dos valores obtidos em Ramos (1983) e CHESF (b, 1987), que tiveram acesso ao projeto base da planta que seria instalada em São Mateus do Sul nos anos de 1980. O método para atualização dos valores reportados por Ramos e CHESF e utilizados neste estudo é apresentado no Apêndice C.

DISPÊNDIOS COM INVESTIMENTO

1. Projeto básico e detalhamento – Serviço contratado de terceiro com supervisão do investidor. Seu custo é estimado a partir do número de homens-horas necessários e das despesas de transporte e estadia da equipe.
2. Estudos ambientais – Serviço contratado de terceiro com supervisão do investidor. Seu custo é estimado a partir do número de homens-horas, das despesas de transporte e estadia da equipe técnica e das análises laboratoriais para a determinação do *background* da área.
3. Aquisição da área da jazida – desapropriações de pequenos sitiantes.
4. Aquisição do terreno para área industrial.
5. Aquisição dos equipamentos e seus periféricos, necessários para a instalação.
6. Transporte e seguro dos equipamentos e materiais até o município de São Mateus do Sul.
7. Serviços de terceiros – custos de construção civil, montagens e execução de obras gerais.
8. Custo com partida da planta.

A Tabela 17 apresenta os valores de investimento atualizados monetariamente para o ano de 2009. Considerando que os valores estimados apresentam incertezas devido ao metodo de atualização do valor utilizado e, também, devido as diferenças tecnológicas incorporada, é assumido que esta variável é uma variável incerta e que tem uma **distribuição de probabilidade**

[68] Informação obtida quando da visita técnica na unidade industrial de São Mateus do Sul

do tipo triangular com um desvio padrão de ±20%, . O devesvio padrão assumido tem como base o grau de incerteza do método de estimativa do valor[69].

Tabela 17 - Valores atualizados monetariamente do custo de investimento de unidade de industrialização de xisto com capacidade de produção de 50.000 bbl/dia – Projeto básico da Petrosix do ano de 1980

Discriminação	CR$ 1981	R$ (2009)	US$ (2009)
Mineração	17.981.040.668	1.286.543.460	718.739.363
Tratamento de minério	23.591.291.741	1.687.956.924	942.992.695
Retortagem	42.033.487.319	3.007.496.018	1.680.165.373
Tratamento de gás	5.808.831.647	415.621.904	232.191.008
Pré tratamento do óleo	3.827.625.498	273.866.604	152.998.103
Hidrotratamento	7.240.691.549	518.071.480	289.425.408
Transferência e estocagem	1.975.106.739	141.318.887	78.949.099
Utilidades	2.253.577.577	161.243.476	90.080.154
Sistema auxiliares	1.877.616.285	134.343.445	75.052.204
Manutenção	943.107.720	67.479.357	37.697.965
Administração e apoio	1.099.392.432	78.661.529	43.944.988
Aquisição de terreno	676.333.825	48.391.685	27.034.461
Despesas com start up	38.205.530	2.733.606	1.527.154
Outros	8.121.905.322	581.122.326	324.649.344
Capital de giro (5%)*	5.260.685.288	376.402.032	210.280.465
Contingência física (1%)*	86.160.168	6.164.760	3.444.000
Termoelétrica		182.580.000	102.000.000
Total	122.815.059.306	8.969.995.484	5.011.171.784

* Porcentagens utilizadas na estimativa de custos em 1980
US$= R$1,79
Fator de atualização monetária = 0,071543
Fonte: RAMOS, L; BARROS R. P. (1983)

No modelo de simulação é considerada, ainda, como investimento uma alíquota de 0,1% do valor total do investimento inicial para reposição de equipamentos. Esse valor será distribuído anualmente a partir do décimo ano de operação da planta até o final da vida do projeto.

É importante ressaltar que apesar das exigências ambientais atualmente serem mais rígidas que nos anos de 1980 e, portanto, exigirem maiores dispêndios em investimentos, o

[69] Vide Anexo C

desenvlvimento tecnológico e a redução de custos devido ao "aprendizado" minimizam a incerteza no valor do investimento estimado devido tais dispêncios não terem sido incorporados.

5.4.4.2. CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais, da mesma forma que os investimentos, possuem também incertezas técnicas e de mercado. As incertezas técnicas são as referentes principalmente à estimativa dos preços dos materiais, serviços, tempo de utilização dos recursos. São exemplos de incertezas de mercado as referentes principalmente ao valor gasto com o pagamento de taxas e impostos que são proporcionais a quantidades produzidas e o preço de venda dos produtos.

No que se refere às incertezas técnicas, os custos operacionais possuem duas parcelas: uma que varia com a produção e outra independente da produção.

No modelo, as estimativas dos custos operacionais foram desagregadas em custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos são aqueles que independem das quantidades produzidas enquanto os variáveis são dependentes das quantidades produzidas.

CUSTOS FIXOS

1. Demanda de energia elétrica.
2. Materiais de manutenção.
3. Serviços de terceiros (mão de obra de manutenção, alimentação, cooperativa de taxis, etc.).
4. Encargos diversos (indenizações sobre lavra, prêmios de seguros etc.).
5. Impostos e taxas (licenciamento de veículos, impostos territorial etc.).
6. Depreciação
7. Amortização
8. Custos para reabilitação da área lavrada,

CUSTOS VARIÁVEIS

1. / Consumo de energia elétrica
2. Materiais de consumo (explosivos, catalisadores, químicos etc.)
3. Combustíveis (óleo diesel, gás, óleo combustível)
4. Consumo de água
5. Taxas – CEFEM ou ROYALTIES, PIS/PASESP CONFINS

A Tabela 18 apresenta os valores de custo operacional atualizados monetariamente para o ano de 2009. Se considerarmos uma fator de operação de 0,9 o custo operacional por barril de óleo produzido é igual a US$ 41,00.

A Tabela 19 apresenta os valores obtidos em literatura e os valores de custos de investimento e operacional atualizados monetariamente. De modo a tornar a comparação possível, nos cálculos do custo operacional foram desconsiderados os valores referentes a depreciação, amortização, impostos e taxas, uma vez que nos dados levantados de literatura, estes valores não são considerados no custo operacional.

Tendo em vista a dificuldade de levantar informações dos consumos específicos de energia, água, matérias-primas etc., para uma usina com capacidade de processamento de 112.000 t por dia de xisto, em razão do projeto não ter sido construído, o valor do custo operacional apresentado na Tabela 19 representa o custo de produção que foi atualizado monetariamente para o ano de 2009 e será utilizado nas simulações.

Considerando as incertezas acerca do valor estimado, será assumido que esta variável tem uma **distribuição de probabilidade do tipo constante.** Os dois valores para o Brasil serão assumidos como valores mínimo e máximo.

Igulamente ao montante de investimento, salienta-se que há uma incerteza no valor estimado, por esse não incluir na sua totalidade os custos de mitigação ambiental. Nele estão incorporados os custos ambientais da época, atualizados para 2009, os quais, hoje podem ser diferentes tendo em vista as exigências legais serem hoje mais restritivas e a adoção de postura proativa, usual nas empresas atualmente.

Tabela 18 - Valores atualizados monetariamente do custo operacional anual para produção de 50.000 bbl/dia dóleo de xisto – Projeto básico da Petrosix do ano de 1980

Custos fixos	CR$ (1981)	R$ 2.009	US$ 2009
Demanda de energia elétrica	671.000.000	48.033.970	26.834.620
Materiais de manutenção	1.256.000.000	89.879.471	50.211.995
Pessoal	2.068.000.000	147.915.153	82.634.163
Serviços de terceiro	698.000.000	49.965.631	27.913.760
Encargos diversos	430.000.000	30.742.027	17.174.317
Impostos e taxas	2.000.000	157.395	87.930
Depreciação	4.961.000.000	354.931.977	198.286.021
Amortização	403.000.000	28.831.829	16.107.167
Subtotal	10.489.000.000	750.457.453	419.249.974
Custo variável			
Material de consumo	795.000.000	56.848.068	31.758.697
Energia elétrica	527.000.000	37.688.852	21.055.225
Combustíveis	4.823.000.000	345.066.198	192.774.412
Contingência	517.000.000	36.951.960	20.643.553
Subtotal	6.662.000.000	476.555.077	266.231.887
Total	17.151.000.000	1.227.012.531	685.481.860

US$= R$1,79
Fator de atualização monetária = 0,071543
Fonte: RAMOS, L; BARROS R. P. (1983)

Tabela 19 –-Comparação dos valores de custo de investimento e custo operacional corrigidos monetariamente com valores levantados em literatura.

País	Capacidade (bbl/dia)	Investimento (US$)	Operacional * (US$/bbl)	Fonte
USA	50.000	5.000.000.000	25,00	USA -RAND, (2005)
Jordania	50.000	4.000.000.000	22,00	JABER J.O, et.al (2008)
Brasil	50.000	5.900.000.000	25,50	RAMOS, L; BARROS R. P. (1983)
Brasil	50.000	5.500.000.000	32,00	CHESF (c) (1987)
USA	50.000	6.000.000.000	21,00	DEARDEN,G. (2007)

* Valores não consideram custos com tributos, taxas, amortizações e depreciações. Considera somente gastos com matérias-primas, energia, água, manutenção e mão de obra.

Fonte: Elaboração própria.

Ainda quanto aos custos de investimento e operacional, na elaboração do fluxo de caixa não são considerados os valores afeitos ao ICMS, PIS, CONFINS e IPI.

5.4.5. Financiamento

No desenvolvimento do projeto, 70% do total dos investimentos necessários serão de fontes de terceiros, mais especificamente de financiamentos com juros subsídiados. O valor de 70% é um valor assumindo no projeto original no ano de 1980. Neste estudo não foi realizado nenhum cálculo para verificar se esta porcentagem proporciona algum grau de alavancagem, melhor para os acionistas do ponto de vista de rentabilidade do empreemdimento e de riscos. Sabe-se de outros trabalhos como o de Campos (2004 p. 78) e da prática que quanto maior o percentual de recursos financeiros de terceiros, maior a rentabilidade do projeto, uma vez que os juros de financiamento são menores que os juros de mercado, contudo o grau de risco do projeto aumenta devido às incertezas de as receitas previstas não serem realizadas.

O sitema de amortização do financiamento é o de amortização contínua anual com carência de seis anos (até a entrada em operação), e a taxa de juros do financiamento é de 6,0% ao ano mais o spread, o que eleva o custo do financiamento para 9% ao ano. Os valores aqui utilizados são valores usualmente praticados em financiamentos obtidos junto ao BNDES.

De modo a facilitar a construção do fluxo de caixa, assume-se que o montante necessário para o projeto estará disponível em quatro parcelas e que durante as atividades de pré-operação serão pagas apenas as quantias referentes aos juros da dívida principal.

A escolha pela amortização contínua foi baseada no fato de a amortização contínua ser mais indicada para financiamentos em longo prazo.

Na elaboração do fluxo de caixa não são considerados os dispêndios com operações financeiras (IOF) do financiamento e nem de possíveis reaplicações financeiras. Esta decisão da não inclusão do custos financeiros e dos ganhos com reaplicações está embasada no fato de que para a introdução dos custos financérios é necessário se ter o conhecimento do contrato do financiamento firmado, onde são definidos a forma como são pagas as despesas de IOF e, também, quanto e quando são liberadas as parcelas do montante financiado de terceiros, informações estas não exitentes para este estudo.

5.4.6. Depreciação e amortização

A depreciação fiscal considerada no fluxo de caixa será a depreciação fiscal do método de linha reta por ser o método imposto pela legislação vigente do imposto de renda para fins da dedutibilidade da despesa com depreciação. Para tanto, a legislação fiscal vigente[70] considera um turno de 8 horas e taxas e vida úteis diferenciadas para cada tipo de ativo. Entretanto, nos cálculos de depreciação deste estudo, será considerada uma taxa única de 10% sobre todos os bens depreciáveis e o resíduo de finalizado será igual a zero.

Quanto à amortização, serão considerados os dispêndios pré-operacionais, tais como despesas com a elaboração do projeto detalhado, terraplanagens, treinamento*, start-up,* administração etc., os quais serão amortizados durante a vida útil do projeto.

No caso modelado, tanto a depreciação quanto a amortização começam a ser contabilizadas no final do primeiro ano de operação da unidade industrial.

5.4.7. Tributos: Impostos, taxas, contribuições sociais e participações do governo

De acordo com O Código Tributário Nacional – CTN: "Tributo é toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constitua sanção de ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada". A CTN estabelece, ainda, três espécies de tributos: os impostos, as taxas e as contribuições de melhoria (BRASIL, 1966).

No caso de exploração de recursos naturais, como o caso do xisto, ainda estão incluídas participações governamentais como royalties, participação especial, taxa de retenção ou ocupação de área e bônus de assinatura, contribuição para pesquisa e desenvolvimento (1% da receita bruta) e pagamento de participação ao proprietário da terra, não sendo, as duas últimas, consideradas participações governamentais (SUSLICK, 2001).

No que tange aos tributos incidentes na exploração de recursos de xisto há um impasse sobre onde se enquadra a atividade, se é atividade de mineração ou se é de exploração de

[70] Artigos 305 a 323 do regulamento do Imposto de Renda - RIR/1999.

petróleo[71]. Conforme documento MINEROPAR, apresentado no Anexo A, declara-se, na página 4, que a Petrobras não recolhe a CFEM referente à exploração de xisto e que isto representa um importante desfalque para o Estado, e exemplifica que, em 2005, o xisto foi o segundo mineral mais explorado no Estado do Paraná.

Com o objetivo de verificar se o xisto está sujeito aos dispositivos legais do petróleo, fez-se a busca de informações sobre o tema junto à ANP, contudo não foi encontrado nada que indicasse que a exploração de xisto está sujeita aos dispositivos legais do Petróleo.

Isto posto, para efeitos de simulação serão simulados dois cenários, um considerando o xisto como um bem mineral, e o segundo, como se o xisto fosse uma exploração de petróleo *on shore.*

Será assumido que, em termos de tributos, as únicas diferenças entre os cenários residem no fato de que, no caso de exploração como um bem mineral, há o recolhimento da CFEM e, no caso do petróleo, dos royalties. Há, ainda, outras diferenças importantes, principalmente quanto aos custos de concessão de exploração dos recursos. Contudo, para o caso do xisto, as informações necessárias para a análise não estão disponíveis ou não existem, como no caso do petróleo; não sendo, portanto, consideradas.

Ainda, igualmente a outros setores, os tributos incidentes sobre um projeto de exploração e produção de um bem mineral são classificados em tributos diretos e indiretos. Os diretos incidem diretamente sobre os lucros e compreendem o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica - IRPJ e a Contribuição social sobre o Lucro Líquido-CSLL.

A alíquota da CSLL é de 9,09% e a do IRPJ é de 15% sobre o lucro tributável com um adicional de 10% sobre o valor que exceder R$ 240.000,00.

No caso dos tributos indiretos, temos o PIS/CONFINS/ICMS/IPI, que não serão considerados, pois, para que pudessem ser considerados no fluxo de caixa contábil, é necessário conhecer o valor de cada tributo na fase de aquisição dos investimentos e dos gastos operacionais para que os descontos corretos fossem realizados.

[71] Segundo informações recebidas via e-mail do MINEROPAR, há uma pendência judicial, contudo não foi possível levantar mais informações sobre o processo.

Assim, para efeito da elaboração do fluxo de caixa será utilizado o valor de tarifa para prever o valor de receitas e para o caso das aquisições eles não serão considerados, assim busca-se minimizar possíveis incertezas devido a introdução de valores irreais.

Quanto à CFEM, segundo o MINEROPAR (2008), a Compensação Financeira pela Exploração Mineral – CFEM é calculada sobre o valor do faturamento líquido, obtido por ocasião da venda do produto mineral obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial, desde que não resulte na descaracterização mineralógica das substâncias minerais processadas ou que não impliquem na sua inclusão no campo de incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI).

Segundo o documento MINEROPAR, entende-se que a CFEM deve ser recolhida com base apenas na quantidade de óleo bruto obtida do processo de retortagem e do enxofre produzido. O gás de xisto e o GLP, a princípio, são produtos que passaram por processos que descaracterizam a mineralogia inicial. Contudo, para efeitos de simulação, será utilzado a alíquota de 5% sobre os valores de receita líquida, obtidos a partir da venda do óleo, gás de xisto, GLP e do enxofre. A alíquota de 5% é a compensação solicitada pelos agricultores, conforme mostra a manchete da Gazeta do Povo de 24.01.2001, uma vez que não há uma alíquota específica para o xisto.

A compensação pela exaustão da jazida, estabelecida no dispositivo legal 4.506/64 –art. 59 é uma compensação pela diminuição da quantidade dos recursos decorrentes da exploração anual. O valor da exuastão é computado como custo ou encargo para cada período de operação e é calculado considerando o volume de produção no período e a quantidade de recuros. A Equação15 é a equação que permite calcular a quota de exaustão anual.

$$E = \left(\frac{VA - VR}{R}\right) * PA \qquad (15)$$

Onde,

VA = Valor da aquisição do ativo

VR = Valor residual

PA = Produção anual

R = Reserva geológica

No estudo não é considerado o valor de exaustão, por não ter sido encontrado o valor dispendido para a aquisição dos recursos. Contudo o modelo contempla esta entrada e, caso no futuro algum dispositivo legal regule as transações comerciais de exploração do xisto, tal parâmetro poderá ser facilmente introduzido.

5.4.8. Taxa mínima de atratividade

A taxa mínima de atratividade (TMA) ou custo de oportunidade ou simplesmente taxa de desconto é uma característica de cada investidor ou um parâmetro estratégico de investimento da empresa. Ela deve refletir o custo de capital a ser investido mais o risco envolvido no investimento, e, no caso, o custo de capital é a média ponderada dos custos das diversas fontes de recursos utilizadas no empreendimento.

Neste estudo será adotada a taxa de retorno sobre o capital empregado (ROCE) divulgada pela Petrobras em seus planos estratégicos anuais. A ROCE média, publicada nos planos estratégicos da empresa, expressa a expectativa que a Petrobras tem de retorno do capital investido em seus diversos empreendimentos e pode ser adotada como a TMA. Salienta-se que o valor real do retorno sobre o capital esperado, publicado em suas demonstrações contábeis anuais podem, às vezes, apresentar valores maiores ou menores do que o previsto por se tratar de valores reais[72]. A Tabela 20 apresenta os valores da ROCE publicados nos planos estratégicos da Petrobras nos últimos três anos.

No estudo será feita uma simulação considerando a TMA igual a 20%, e outra, a 15%. A primeira é um valor médio entre o valor estimado e o valor real, e a segunda é uma média dos valores previstos, ambos para o caso da empresa Petrobras. Entretanto, sabe-se que para projetos do tipo do xisto, que são projetos estruturantes[73], é usual adotar-se uma TMA menor do que a de outros projetos uma vez que parte dos riscos envolvidos, de alguma forma são mitigados pelo Estado dada a caracteristica estruturante do projeto.

---

[72] No ano de 2003 a ROCE real foi de 23%; em 2004 o valor foi de 24%; em 2006, 28%; 2007, 20% e 2008, 25%. Estes valores foram obtidos no site da Petrobras\relação com investidores PETROBRAS, 2008; p.15).

[73] Os projetos ditos estruturantes são compostos por um conjunto de projetos transformadores, que visam a resolver problemas históricos do local, cuja execução integra e articula secretarias e órgãos estaduais. Com vários projetos em cada área, os estruturantes devem gerar oportunidades de trabalho, estimular a inovação tecnológica, estimular o desenvolvimento da infraestrutura local.

Tabela 20 - Previsão da Petrobras para a taxa de retono sobre o capital empregado (ROCE) em seus empreendimentos

Fonte	ROCE Média (%)
Plano de negócios 2006-2010	15
Plano de negócios 2007-2011	16
Plano de negócios 2008-2012	14

Fonte: PETROBRAS 2007, PETROBRAS, 2006; PETROBRAS 2005

5.4.9. Tarifas/Preço

Os preços de venda dos produtos, GLP, Gas de xisto e enxofre, para cálculo das receitas, serão os praticados no mercado em novembro de 2009 trazidos a valor presente, sem considerar a taxa de inflação do período.

Nos valores considerados não estão inclusos os impostos como PIS/CONFINS/ICMS/IPI, ou seja, os valores utilizados podem ser denominados de tarifas. Quanto ao óleo, será utilizado o preço do barril no mercado internacional.

No que se refere processo mais adequado para modelar às incertezas nos preços do barril do petróleo, o comportamento do mercado, mais precisamente a oferta e a demanda são os que regem a definição do modelo.

Contudo, considerando que a variação do preço é fortementes influenciadas por questões geopolíticas, de cartéis e de questões ambientais, qualquer modelo a ser utilizado para prever o preço do óleo cru no tempo deve utilizar processos estocásticos que analisem os dados históricos e o horizonte de tempo proposto para o projeto.

Dentre os processos estocásticos tradicionais, há o modelo de Poisson, o de Marckv, o de Movimento de Reversão da Média (MRM), o do Movimento Aritimético Browniano (MAB), o do Movimento Geométrico Browniano (MGB), o de Wiener etc que são ferramentas matemáticas utilizadas para modelar processo onde as incertezas estão presentes.

Postali (2004) comparou vários modelos para estimar o valor de reservas de petróleo, cuja variável principal é o preço do barril de petroleo. Para atingir seus objetivos, Postali analisou

séries seculares de preços de petróleo com o objetivo de identificar algums de suas propriedade de longo prazo e se a utilização do MGB acarreta em erros significativos de avaliação. Seus resultados mostraram que apesar dos modelos que consideram a reversão da média sejam mais precisos, o MGB não apresenta erros significativos uma vez que a velocidade de reversão da média é baixa e que a reversão do preço do petróleo é um processo estocástico que necessita de várias informações, nem sempre disponíveis.

Do ponto de vista físico, os Movimentos Brownianos tendem a seguir um caminho que, inúmeras vezes, se afasta de sua trajetória inicial, fato bastante comum na área econômica, verdadeiro para diversas variáveis, como por exemplo, para preços nos quais há fatores especulativos. Deste modo, pode-se assumir que os preços de algumas comodities, tais como óleo cru, podem se comportar conforme o MGB.

Assim, dentre os modelos existentes, o do tipo MGB é muito utilizado por sua simplicidade, por se adequar ao período de tempo futuro estudado, pela componente especulativa sempre preente e, por sua trajetória no tempo, muitas vezes, se afastar da trajetória inicial devido a questão geopoliticas, por exemplo, caso muito frequente de ocorrer com o preço do barril de petróleo no mercado internacional.

O MGB possui algumas propriedade úteis como a taxa esperada de crescimento ser constante e o desvio padrão instantâneo, também, ser constante. A constância de tais parâmetros acarreta que a variabilidade esperada do preço aumenta com o aumento do espaço temporal, fato que correspnsde a realidade do preço do petróleo no mercado nacional na maioria das vezes dentro do período de tempo analisado. Excessões ocorrem quando de grandes crises mundiais como a de 2008/2009, quando o preço do petróleo caiu em demasia.

Assim, justifica-se a opção, inicial pela utilização do modelo MGB para prever o preço futuro do barril de petróleo durante a vida útil do projeto. A equação utilizada para a previsão é a apresentada a seguir.[74].

74 No apêndice IV é apresentada uma breve descrição teórica sobre este modelo de previsão

$$P_t = P_{t-1} * \exp[(\alpha - \frac{\omega^2}{2}) * \Delta t + \omega * normal\ (0:1) * \sqrt{\Delta t}\} \quad (.16)$$

Onde,

P_t = Preço do óleo no tempo t;
P_{t-1} = Preço do óleo no tempo t-1;
α = taxa de crescimento;
ω = volatilidade;
Δt = diferença entre o tempo t e o t-1.

Nos cálculos assumiu-se valores usuais, reportados em trabalhos científicos como teses e dissertaçãoes, que buscam simular o preço do petróleo no tempo futuro. Os valores assumidos para o preço do barril de petróleo no tempo zero é de US$ 60, a volatilidade tem um valor fixo e igual a 30%, e a taxa de crescimento igual a 1% a.a. Assumiu-se ainda que o fator Z da distribuição normal padrão é igual a 1,3, o que corresponde a um p estatístico igual a 0,90.

Os resultados mostraram que o preço do barril de óleo cru, que em 2009 custou em média US$ 60,00, atingiu o valor de 181,10 em 2035.

No entanto, quando comparados os valores da simulação obtidos pelo método MGB, com as simulações publicadas no IEO 2009 (USA, 2009, p. 23) percebeu-se que há diferenças significativas entre os valores previstos pela EIA e pelo método MGB.

Na previsão feita pela EIA são comtenplados três cenários, sendo um o de referência, outro, de alto preço, e o último, de baixo preço. No cenário de alto preço, a EIA assume que vários países não membros da OPEP favorecem a restrição ao acesso e que os países membros da OPEP reduzem sua produção substancialmente, ou seja, há um forte desequilíbrio entre a oferta e a demanda. Quanto ao baixo preço, a EIA assume um grande acesso e um regime fiscal mais favorável que pode levar a um aumento da produção, acarretando a queda dos preços.

No caso de referência o preço médio do óleo cru aumenta de US$ 61 por barril em 2009 para US$ 110 em 2015 e US$ 130 em 2030. No caso de baixo preço, o valor médio em 2030 atingirá um valor próximo a US$ 50, e US$ 200 no caso de alto preço.

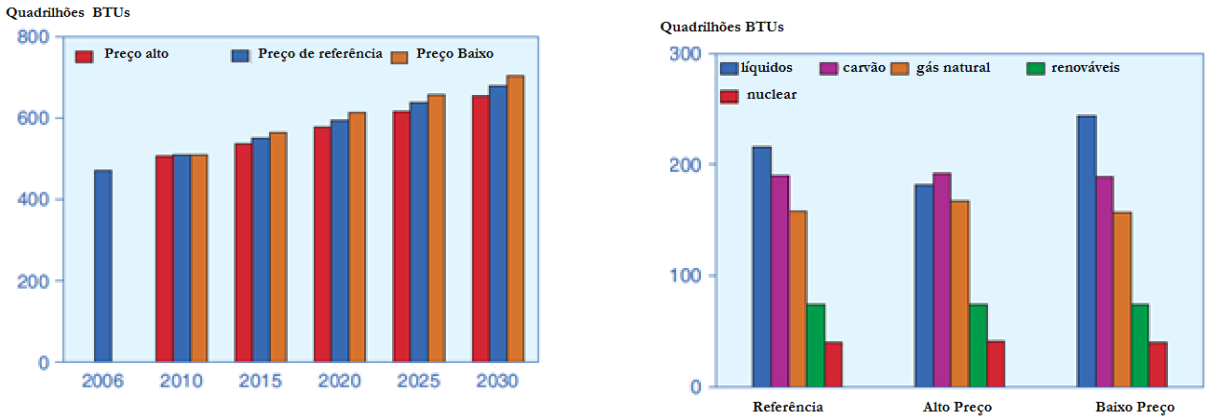
Segundo a IEA, a análise das projeções aponta que o maior impacto, quando se compara o alto e o baixo preço do óleo cru, reside na matriz de consumo de combustíveis assumida para cada região, em particular para os combustíveis fósseis. A Figura 24 apresenta a matriz de

consumo para os três cenários analisados, no que se refere ao tipo de combustível e consumo total anual previsto.

Na Tabela 21 são apresentados os valores de previsão de preço de óleo cru calculados pelo modelo do MGB e os publicados pelo EIA no IEO 2009 e 2010, cuja versão preliminar foi disponibilizada em dezembro de 2009 no site do EIA.

Neste estudo optou-se pela utilização das projeções calculadas pela Agência Internacional de Energia (IEA). A opção foi embasada no fato de as previsões publicadas pela IEA considerarem os fatores de oferta e demanda que, a princípio, estão correlacionados com fatores geopolíticos, sociais e ambientaise, portanto, mais proóximos da realidade do que os valores calculador pelo MGB.

Ainda, a existência dos três cenários possibilita, também, a simulação dos riscos econômicos de produção de óleo de xisto para os cenários de alto preço, de baixo preço e de referência.



(a) (b)

Figura 24 - (a) Consumo de energia mundial por ano em função dos cenários de referência, alto preço e baixo preço de óleo cru; (b) Projeções de consumo de energia mundial para o ano de 2030, por tipo de combustível e dos cenários de referência, alto preço e baixo preço de óleo cru

Fonte USA 2009 (2009, p.18)

De cada cenário de preço do petróleo, estimado pelo USAEIO (2009), será calculado o valor médio dos valores máximos e mínimo, que será assumida como a moda e, estes três valores serão utilizados como dados de entrada da função de **distribuição do tipo triangular** no modelo de risco.

Observa-se que as estimativas de preços futuros de óleo são sempre muito otimistas, motivo pelo qual as avaliações deterministicas de projetos de longo prazo utilizam as receitas calculadas com os preços de robustez[75] de modo que se tenha um maior conforto no processo de decisão tomado a partir da avaliação da rentabilidade do projeto.

Para as demais receitas será será utilizado as estimativas de valor de mercado como média e um desvio padrão de 20% como moda e a distribuição de **probabilidades será a triangular**.

A Tabela 22 apresenta as variáveis de entrada, a faixa de valores simulados e o tipo de distribuição de probabilidades utilizados na simulação.

Tabela 21 - Projeções do preço do barril de óleo cru obtidos do estudo do IEO e da simulação com o modelo de MGA

Ano	IEO 2009 Referencia	IEO 2010			MGB	Ano	IEO 2009 Referencia	IEO 2010			MGB
		Alto	Baixo	Referencia				Alto	Baixo	Referencia	
2009	41,41	59,21	59,21	59,21	60,00	**2023**	123,40	193,01	52,00	112,32	150,34
2010	53,31	70,30	70,30	70,30	81,30	**2024**	124,50	194,60	52,01	113,63	153,59
2011	66,45	83,89	57,91	73,06	91,06	**2025**	125,30	196,51	52,02	115,09	156,70
2012	76,41	100,41	54,83	79,41	98,84	**2026**	126,60	198,01	51,98	116,61	159,67
2013	85,63	115,54	53,77	85,74	105,57	**2027**	128,10	199,01	51,99	118,32	162,50
2014	93,34	132,82	52,70	90,91	111,59	**2028**	130,20	200,67	51,91	120,13	165,21
2015	101,10	144,72	51,48	94,52	118,00	**2029**	132,20	202,41	51,92	122,04	167,80
2016	106,40	156,30	51,67	98,23	122,18	**2030**	133,80	203,91	51,91	123,50	170,28
2017	110,80	167,04	51,76	101,23	126,92	**2031**		205,41	51,88	125,56	172,64
2018	115,10	175,22	51,84	104,41	131,38	**2032**		206,24	51,88	127,43	174,90
2019	117,50	180,90	51,93	106,47	135,58	**2033**		207,61	51,80	129,29	177,06
2020	119,40	185,51	51,90	108,28	139,56	**2034**		208,68	51,80	131,25	179,13
2021	121,00	188,22	51,98	109,52	143,33	**2035**		209,69	51,76	133,22	181,10
2022	122,10	190,29	52,00	110,92	146,92						

Fonte: IEO 2010 (2010) e dados simulados pela autora

[75] Preço de robustez é o preço conservador, que supõe variação e eventual queda de preços.

Tabela 22 – Variáveis de entrada do modelo e tipo de distribuição de probabilidade

Variável	Faixa de variação	Tipo de distribuição
Concentração de óleo no xisto	Max =9%; min = 6% media= 7% (PETROBRAS 2005)	Triangular
Concentração enxofre no xisto	0 a 2,5% (PETROBRAS 2005)	Uniforme
Fator de recuperação da mina	Min. = 0,85; max = 0,95; média=0,9 (US BUREAU OF MINES 1980)	Triangular
Quantidade de recursos em tonelada	Calcuada a partir do valor dos recursos em barris e da % de oleo na rocha	Cálculo
Vida útil	>30 anos (BARROS 1982)	Fixo
Fator de operação	Min. = 0,8 max = 0,95; média=0,9 (BARROS 1982)	Triangular
Perdas de processo	Min.= 10; max. = 20 e média = 15%, (PETROBRAS 2005)	Triangular
Proporção de pneu coprocessado	Min. =0; máx. = 5; média = 3,5% (PETROBRAS 2005)	Triangular
Investimento com equipamentos	US$ com desvio padrão de 20% (RAMOS,1983; atualizado para 2009)	Triangular
Aquisição de terreno	US$ com desvio padrão de 20% (RAMOS,1983; atualizado para 2009)	Triangular
Despesas com start up	US$ com desvio padrão de 20% (RAMOS,1983 atualizado para 2009)	Triangular
Capital de giro fase de instalação	5% do valor do investimento (RAMOS,1983)	Fixo
Contingência física fase instalação	1% do valor do investimento (RAMOS,1983)	Fixo
Custo de produção	25,5 a 32 US$/barril (RAMOS,1983 atualizado para 2009)	Uniforme
Depreciação do investimento	Linear 10% (Artigos 305 a 323 do regulamento do Imposto de Renda - RIR/1999.)	Fixa a %
Amortização do investimento	Constante iniciando no primeiro ano de operação	Fixo
Contingência física operacional	1% do valor do investimento em equipamentos(RAMOS,1983 atualizado para 2009)	Fixo
Capital de giro operacional	5% do valor do investimento em equipamentos (RAMOS,1983 atualizado para 2009)	Fixo
IR	Lucro triutábel <= R$ 240.000 aliquota = 15% Lucro tributável > R$ 240.000 aliquota = 10% no excedente	Fixo
Taxa de Juros	9% (BNDS, 2009)	Fixo
Investimento próprio	30% (RAMOS,1983)	Fixo
Investimento de terceiros	70% (RAMOS,1983)	Fixo
Preço do óleo	Valor max., min. e médio de cada cenário (USA, 2010)	Triangular
Preço GLP/t	Mínimo= US$526; Média = US$ 658 e máximo= US$790 (PETROBRAS ,2009)	Triangular
Preço do gás de xisto	Mínimo= US$526; Média = US$ 588 e máximo= US$706 (ANP, 2009)	Triangular
Preço do enxofe	Minimo= US$47; Média = US$ 59 e máximo= US$71 (FOSFERTÍL, 2009)	Triangular
Processamento de pneu	Mínimo= US$37; Média = US$ 46 e máximo= US$55 (MORAIS, 2002)	Triangular

Fonte:elaboração propria

5.4.10. Cronograma de implantação do projeto

A Figura 25 apresenta o cronograma de implantação do projeto. Esse cronograma será a base para a elaboração do fluxo de caixa do projeto

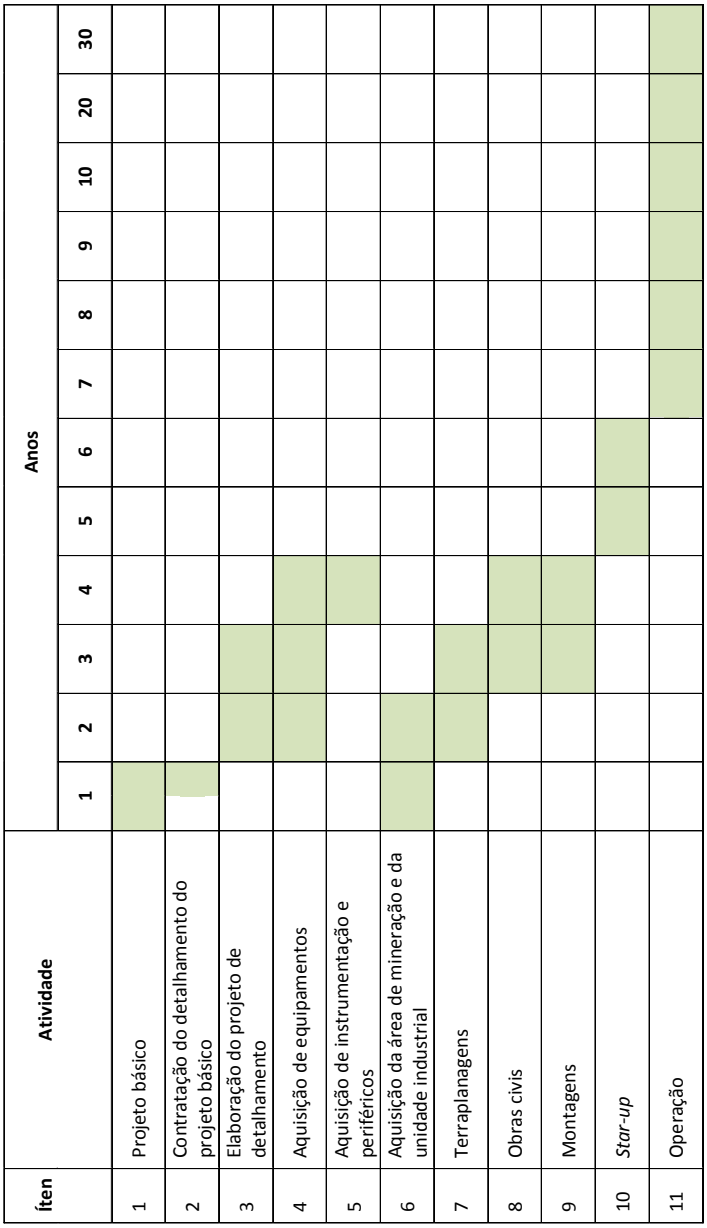


Figura 25 – Cronograma básico para execução do projeto de exploração e produção de óleo cru a partir de xisto

Fonte: elaboração própria

5.5.. Cenários analisados

Tendo em vista a importância do preço do petróleo no mercado, a taxa de atratividade e a indefinição sobre qual compensação financeira está afeita à exploração do xisto e a importância desses parâmetros nos resultados financeiros, serão simulados os cenários apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Cenários simulados considerando coproessamento de pneus inservíveis

Cenário	Área	Preço Petróleo	TMA	Compensação financeira
1	Hipotética	Baixo	15	CFEM
2	Hipotética	Referência	15	CFEM
3	Hipotética	Alto	15	CFEM
4	Hipotética	Baixo	15	Royalties
5	Hipotética	Referêencia	15	Royalties
6	Hipotética	Alto	15	Royalties
7	Hipotética	Baixo	20	CFEM
8	Hipotética	Referência	20	CFEM
9	Hipotética	Alto	20	CFEM
10	Hipotética	Baixo	20	Royalties
11	Hipotética	Referência	20	Royalties
12	Hipotética	Alto	20	Royalties
13	Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	15	CFEM
14	Rio Negro/Rio Iguaçu	Referência	15	CFEM
15	Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	15	CFEM
16	Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	15	Royalties
17	Rio Negro/Rio Iguaçu	Referência	15	Royalties
18	Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	15	Royalties
19	Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	20	CFEM
20	Rio Negro/Rio Iguaçu	Referência	20	CFEM
21	Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	20	CFEM
22	Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	20	Royalties
23	Rio Negro/Rio Iguaçu	Referência	20	Royalties
24	Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	20	Royalties

Fonte :elaboração propria

No que se refere a quantidade de recursos, será simulado a área de Rio Negro/Rio Iguaçu e uma área denominada de hipotética, cujos valores de recursos estimados serão determinados considerando-se o valor máximo e o valor mínimo encontrado entre as areas de São Mateus,

Papanduva/Três Barras e Sã o Gabriel\Dom Pedrito uma vez que estas possuem quantidades de recursos muito similares.

Ainda quanto aos cenários simulados, a análise de sensibilidade apontou que a parcela de pneu coprocessada tem grande peso na quantidade de óleo produzida e, consequentemente nas receitas auferidas, assim foram simulados, apenas para a jazida denominada hipotéticas, cenários que consideraram zero % de coprocessamento de pneu.

5.6. Parâmetros de análise

5.6.1. Análise estatística

A avaliação da qualidade da simulação será feita utilizando-se parâmetros da estatística descritiva como o coeficiente de *Kurtosis* e o de coeficiente de *Skewness*. A comparação dos valores calculados pelo software @Risk com valores de referência, descritos no capítulo 4, permitirão avaliar o quanto a distribuição dos valores calculados para o VPL e a TIR apresentam uma tendência central e se aproximam de uma distribuição normal, ou seja, esses coeficientes serão úteis para inferir sobre a normalidade das variáveis em estudo.

5.6.2. Analise de viabilidade econômica

Igualmente à maioria dos estudos de viabilidade econômica e de riscos, neste estudo serão utilzados como parâmetros de análise das alternativas simuladas, os valores de VPL, de TIR e o de *payback* descontado. A Tabela 24 apresenta os principais elementos do fluxo de caixa dos projetos de xisto analisados, os quais consideram a existência de financiamento de terceiros.

Tabela 24 – Fluxo de caixa dos projetos de exploração de xisto

[1]	Investimento inicial	
[2]	Reinvestimento e reposição de equipamentos	Não simulado
[3]	Valor dos recursos	Nao simulado
[4]	**Investimento fixo [1] + [2] + [3]**	
[5]	Capital de giro	
[6]	Contingências	
[7]	**Investimento total [4] + [5] + [6]**	
[8]	Entrada de recursos de terceiros	
[9]	Amortização do financiamento	
[10]	Juros e encargos finaceiros do financiamento	
[11]	Fluxo de caixa do financiamento [8] - [9] + [10]	
[12]	Investmentos com recursos próprios [7] - [11]	
[13]	Receita operarional bruta	
[14]	Tributos indiretos	
[14.1]	ICMS	
[14.2]	PIS/PASEP	
[14.3]	CONFINS	
[14.4]	IOF	
[14.5]	CFEM	
[15]	**Receita operacional líquida [13] - [14.1] – [14.2] - [14.3] - [14.4] - [14.5]**	
[16]	Receitas não operacional	
[17]	**Receitas totais [15] + [16]**	
[18]	Custos operacionais	
[19]	Custos diversos (transporte, seguros etc.)	
[20]	**Custos totais [18] + [19]**	
[21]	**Lucro Operacional [17] – [20]**	
(I)	**Fluxo de caixa dos projetos antes dos tributos diretos [12] – [21]**	
[22]	**Encargos de capital [22.1] + [22.2] + [22,3]**	
[22.1]	Depreciação	
[22.2]	Amortização fiscal	
[22.3]	Exaustão	
[23]	**Lucro tributável [21] – [22]] + [10]**	
[24]	Tributos diretos [24.1] + [24.2] + [24.3]	
[24.1]	CSLL = alíquota * [23]	
[24.2]	IR = {[23] * 15%	
[24.3]	AIR = [[23] – [24.1]– R$240.000]} *10%	
[25]	Lucro após tributos diretos [23] –[24] + [22]	
[II}	**Fluxo de caixa dos projetos após os tributos diretos [I] – [24] ou [7] – [25]]**	

Fonte: Modificado de BAUDSON (2008 p. 23)

CAPÍTULO 6 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados, na forma de gráficos e tabelas, os principais resultados obtidos das simulações de risco realizadas para os diversos cenários. No capítulo é apresentada também a análise de cada resultado obtido.

6.1. Apresentação dos resultados

Os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos segundo a metodologia descrita no capítulo 5 e, são apresentados apenas os resultados gráficos, onde são ressaltadas as probabilidade do VPL ser menor que zero e da TIR ser menor que a TMA.Adicionalmente são apresentados, em forma de tabelas os principais resultados dos cenários simulados. Os demais resultados tais como os fluxos de caixa anual e os resultados estatístico de cada cenário simulado, bem como a análise de sensibilidade, esses encontram-se em formato digital gravados no CD anexo.

De modo a facilitar a comparação os resultados são agrupados por jazida, TMA e compesação financeira, diferindo no agrupamento apenas o preço do petróleo adotado (alto, baixo ou de referencia).

6.2. Avaliação estatística das simulações

Na avaliação estatistica tomou-se como base os coeficientes de Kurtosis e de Skewness para verificar se as distribuições de probabilidade do VPL e da TIR se aproximam de uma distribuição normal.

A análise desses coeficientes revelam que as distribuições do VPL e da TIR, resultantes das simulações, apresentam coeficientes de kurtosis que as classificam como platicúrtica (curva mais achatada que a distribuição normal), tendo em vista que, o valor desse coeficiente variou entre 2,3 e 2,9 para os cenáros de preço de petróleo alto e de referência enquanto que para o de baixo preço, o coeficiente de Kurtosi variou entre 2,0 e 2,2 na maioria dos cenários simulados.

No que se refere ao coeficiente de Skewness, para as simulações de VPL pode se afirmar que eles são positivos, ou seja as distribuições obtidas são do tipo alongada à direita da média e, na região à esquerda da média encontram-se uma massa maior de valores. No caso da TIR, a situação é inversa pois na grande maioria das simulações o valor do coeficiente de Kewness é negativo.

Do exposto acima, conclui-se que, apesar da diferenças encontradas entre os resultados dos cenários analisados, o número de iterações utilizados foi suficiente para que as distribuições se aproximassem de uma distribuição normal padrão, como esperado quando da utilização do Método Monte Carlo para previsão de valores.

6.3. Avaliação da Viabilidade Financeira

Nas Tabelas de números 25 a 27 são apresentados os resultados das simulações para as jazidas denominadas de Hipotética com coprocessamento de pneu, Rio Negro/Rio Iguaçu com coprocessamento de pneu e Hipotética sem coprocessamento de pneu. As Figuras de 26 a 49 apresenta os gráficos de distribuição de frequência relativa e frequência acumulada para os valores de VPL e TIR calcuados para todos os cenários. Desta figuras, ainda, é possível obter as probabilidades dos VPLs serem menor que zero e das TRIs serem menor que a TMA.

A decisão por simular a jazida Hipotética sem o coprocessamento de pneu deveu-se ao fato de a análise de sensibilidade ter mostrado que o coprocessamento de pneu é a variável de maior impacto no fluxo de caixa do projeto.

6.3.1. Avaliação da jazida Hipotética com coprocessamento

A analise dos dados reportados na Tabela 25 mostram que para o cenário preço de petróleo baixo(59,21 a 51,76 US$/bbl), a probabilidade do VPL ser menor que zero e a TIR menor que a TMA, é bastante alta. As probabilidades calculadas situam-se na faixa de 43 a 83%, sendo bastante crítica para o cenário onde a TMA assumida é de 20% e a compensação financeira do tipo Royalties, nessa situação o risco dos VPLs serem negativos é de 83,1% enquanto que a TIR ser menor que a TMA o risco calculado é de 81,8%. Nesse cenário, o tempo de retorno do investimento, inclusive, é maior que a vida útil da unidade industrial (34 anos) . Para o cenário mais favarável onde a TMA assumida é de 15% e a compensação financeira do tipo CEFEM, os risco são da ordem de 43% dos VPLs serem negativos e de

44,4 % da TIR ser menor que a TMA. Quanto ao tempo de retorno para ess cenário ele é de 21 ,5 anos

No cenário para preço de petróleo de referência (59,21, a 133,22 US$/bbl) o VPL final é positivo, a TIR maior que a TMA com tempo de retorno de 11 a 13 anos, para o cenário de TMA=15 % e 20% respectivamente. Os riscos envolvidos para este cenário são da ordem de 11% quando se assume CFEM como compensação financeira e, 14% quando Royalties é assumido como compensação financeira. Para o cenário de TMA=20% essas probabilidades sobem para 30 e 35% respectivamente.

No cenário para preço de petróleo alto (59,21, a 209,69 US$/bbl) o VPL final é positivo, a TIR maior que a TMA com tempo de retorno próximo de 10 e 11 anos, para o cenário de TMA=15 % e 20% respectivamente. Os riscos envolvidos para este cenário são da ordem de 3% quando se assume CFEM como compensação financeira e, 4% quando Royalties é assumido como compensação financeira. Para o cenário de TMA=20% essas probabilidades sobem para 13 e 15% respectivamente.

6.3.2 Avaliação da jazida RioNegro/Rio Iguaçu com coprocessamento

Para esta jazida tendo em vista que a quantidade de recursos é de, aproximadamente, 1/3 das demais jazidas, a viabilidade econômica de um projeto para esta área é bastante afetada visto que não há quantidade de recursos suficiente para atingir a vida útil do projeto definida nas premissas do estudo.

Assim, para o cenário de baixo preço de petróleo o emprenendimento não se viabiliza, para o preço de petróleo de referencia ele é viavel economicamente, contudo as probabilidades do VPL ser negativo e da TIR ser menor que a TMA são da ordem de 19% e 23% para os cenários de 15% de TMA e CFEM e Royalties respectivamente. Para TMA igual a 20% essas probabilidades se elevam para 37 e 42 %.

O cenário de preço de petróleo alto, as probabilidades do VPL ser negativo e da TIR menor que a TMA sao da ordem de 6 a 8 % para TMA igual a 15% e de 17 a 20% para TMA igual a 20%.

Quanto ao tempo de retorno do investmento para essa jazida ele situa-se entre 10 e 13 anos para uma vida útil da jazida de no máximo 16 anos.

Na Tabela 26 são apresentados os dados utilzados para nesta análise.

6.3.3. Avaliação da jazida Hipotética sem coprocessamento

Para o cenário sem coprocessar pneu o projeto só é viavel com TIR igual a 15% e preço alto de petróleo. Para os demais cenários os VPLs são negativos quando a mina atinge a exaustão e as TIRs menores que a TMA assumida.

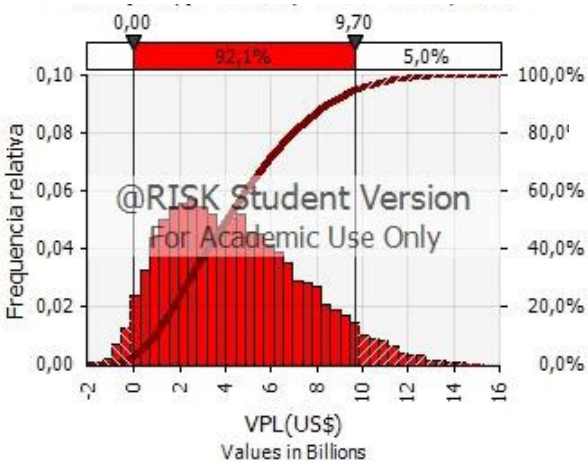
A Tabela 27 reporta os resultados das simulações da jazida Hipotética sem coprocessamento de pneus.

6.3.4. Considerações gerais

A análise realizada aponta para o fato da capacidade de produção de 50.000 bbl por dia ser insuficiente para dar viabilidade financeira a um projeto para exploração de xisto ou apresenta riscos que podeem ser considerados ingerenciáveis quando o mercado apresenta preço de petróleo na faixa de valores simuladas como baixa e de referência.

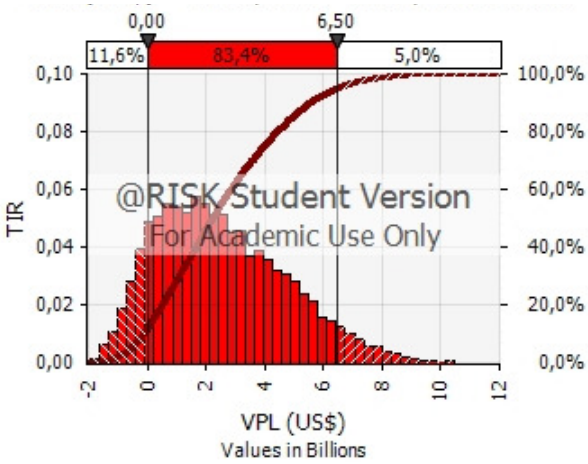
Essa conclusão pode ser tirada comparando os resultados obtidos das simulações feitas para a jazida Hipotética com e sem coprocessamento, onde a única mudança foi a retirada total de pneu do processo de retortagem, fato que causa uma redução drástica nas quantidades de óleo produzidas. Para cada tonelada de pneu processada são produzidos 520 kg de óleo enqunto que para cada tonelada de xisto processada se produz em tono de 70 kg de óleo.

Outra informação importante a ser tirada dos resultados das simulações é que o fato de ser CFEM ou Royalties causar pouco impacto na viabilidade do projeto pois os valores asumidos são muito proximos (5% para CFEM e 9 % para os Royalties). O fato da alíquota dos Royalties ser um pouco mais alta que a CFEM acarreta na redução do valor do lucro Tributável e, consequentemente diminui o valor do imposto de renda a ser pago, amenizando o impacto no lucro líquido.



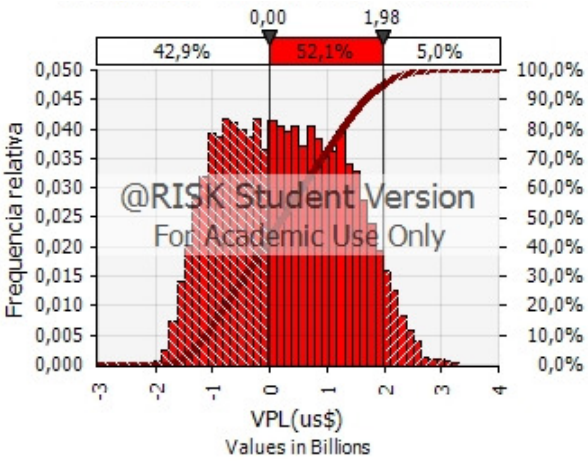
Preço de Petróleo alto

Minimum	-1,407E+009
Maximum	1,530E+010
Mean	4,420E+009
Std Dev	2,917E+009
Skewness	0,5288
Kurtosis	2,7359
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

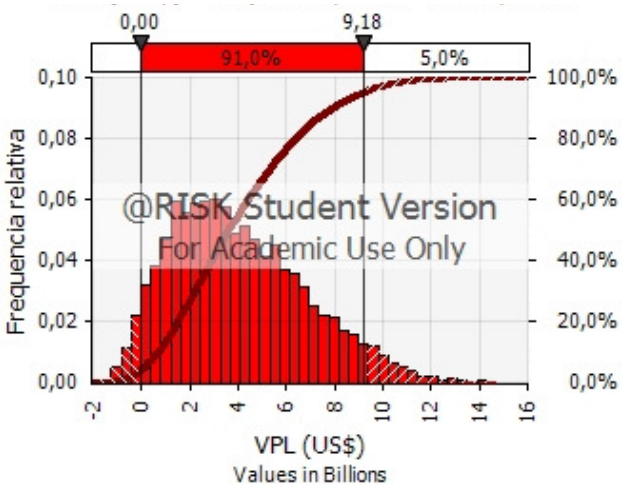
Minimum	-1,933E+009
Maximum	1,047E+010
Mean	2,515E+009
Std Dev	2,179E+009
Skewness	0,5220
Kurtosis	2,7444
Values	10000



Preço de Petróleo baixo

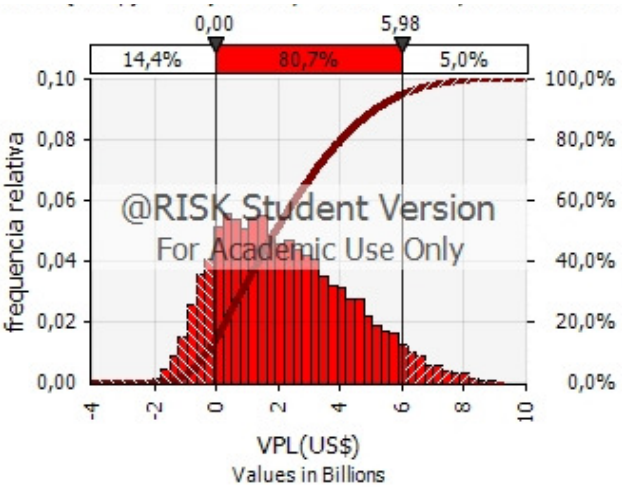
Minimum	-2,024E+009
Maximum	3,313E+009
Mean	263096065,1310
Std Dev	1,046E+009
Skewness	0,1376
Kurtosis	2,1180
Values	10000

Figura 26 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 15% a.a. CFEM como compensação financeira.



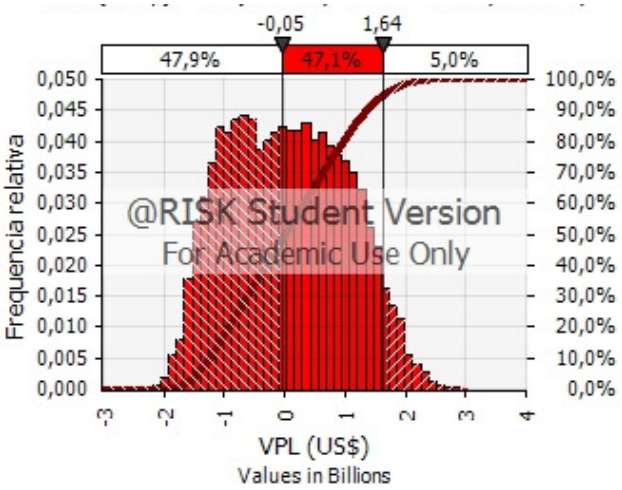
Preço de Petróleo alto

Minimum	-1,668E+009
Maximum	1,474E+010
Mean	4,019E+009
Std Dev	2,772E+009
Skewness	0,5839
Kurtosis	2,8928
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

Minimum	-2,064E+009
Maximum	9,293E+009
Mean	2,195E+009
Std Dev	2,072E+009
Skewness	0,5290
Kurtosis	2,7013
Values	10000

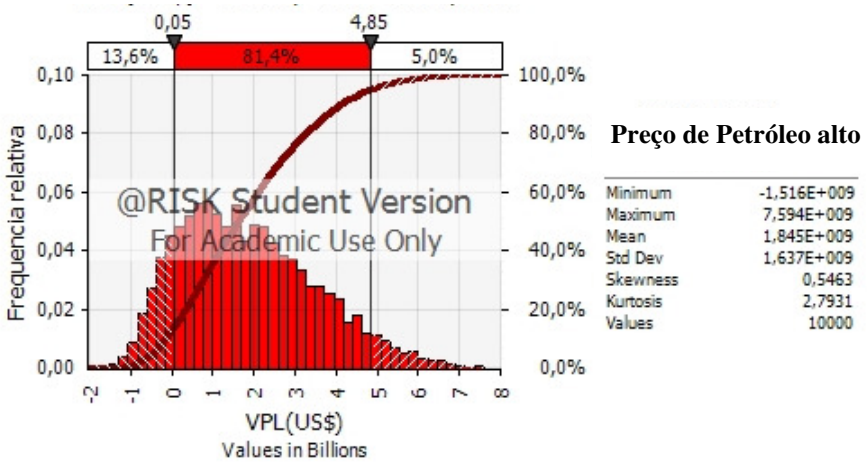


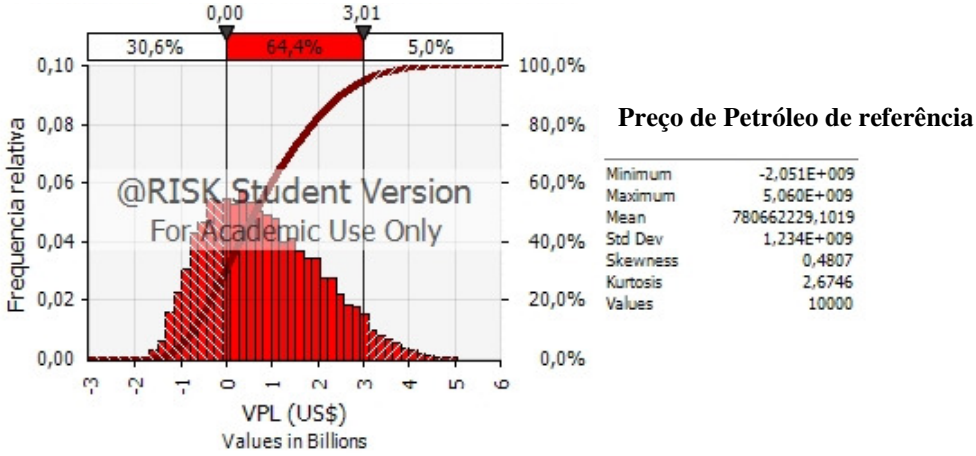
Preço de Petróleo baixo

Minimum	-2,185E+009
Maximum	3,034E+009
Mean	40178018,1778
Std Dev	976348112,6397
Skewness	0,1380
Kurtosis	2,1380
Values	10000

Figura 27 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 15% a.a. Royalties como compensação financeira.

.





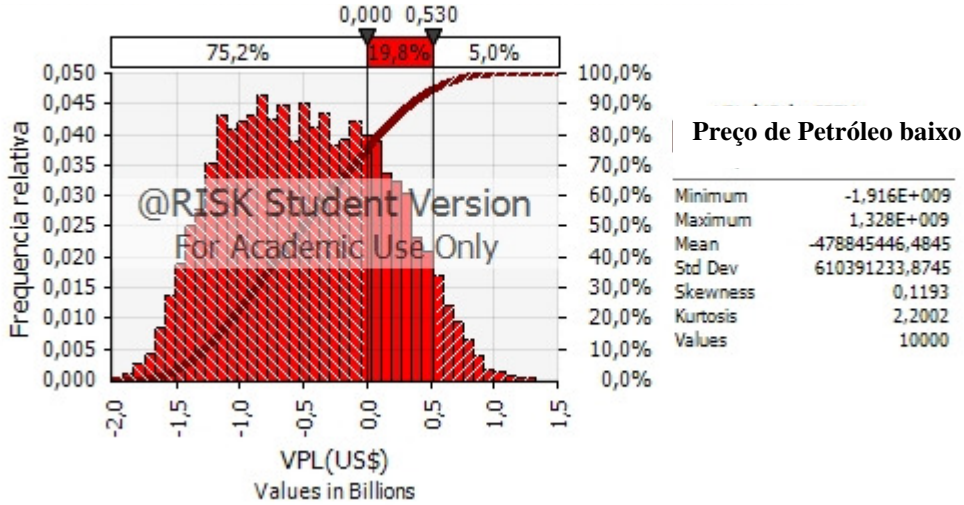
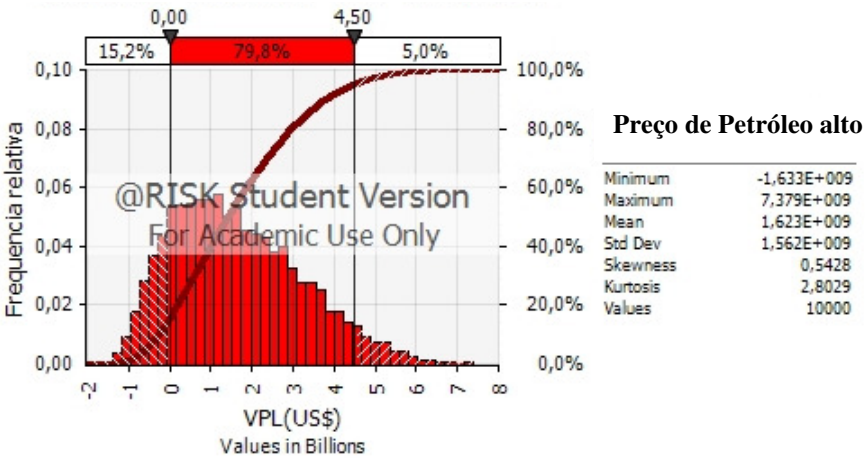
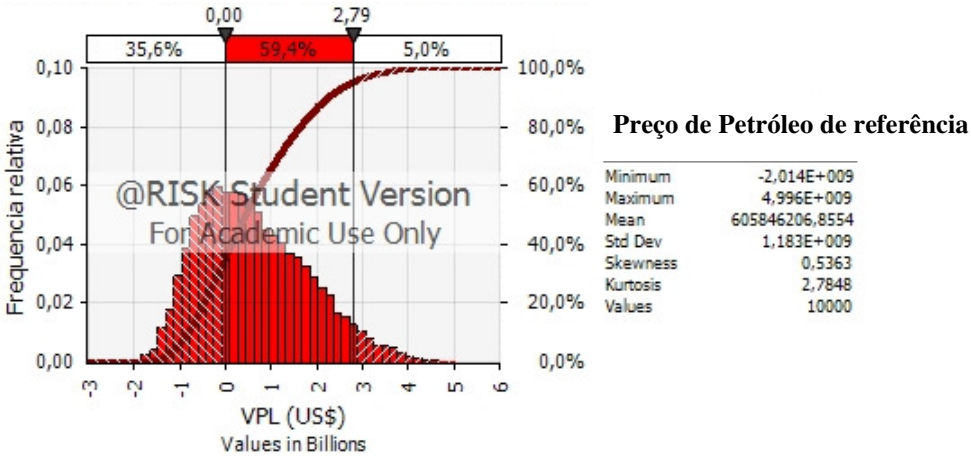


Figura 28- Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 20% a.a. CFEM como compensação financeira





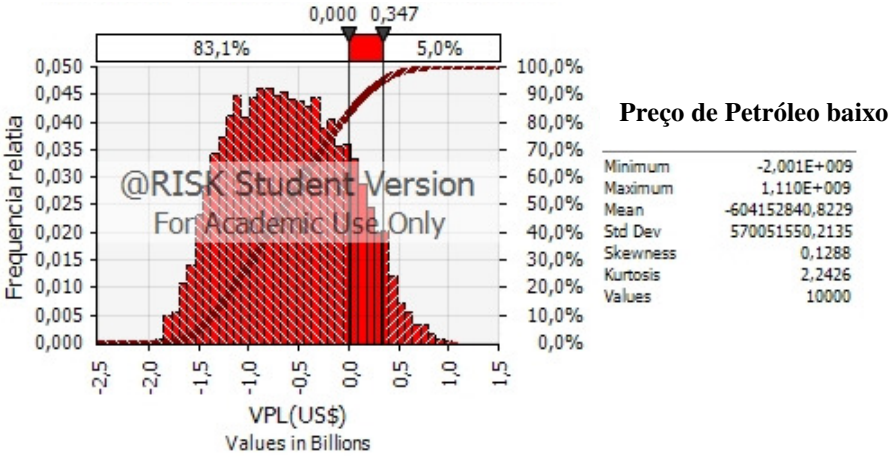
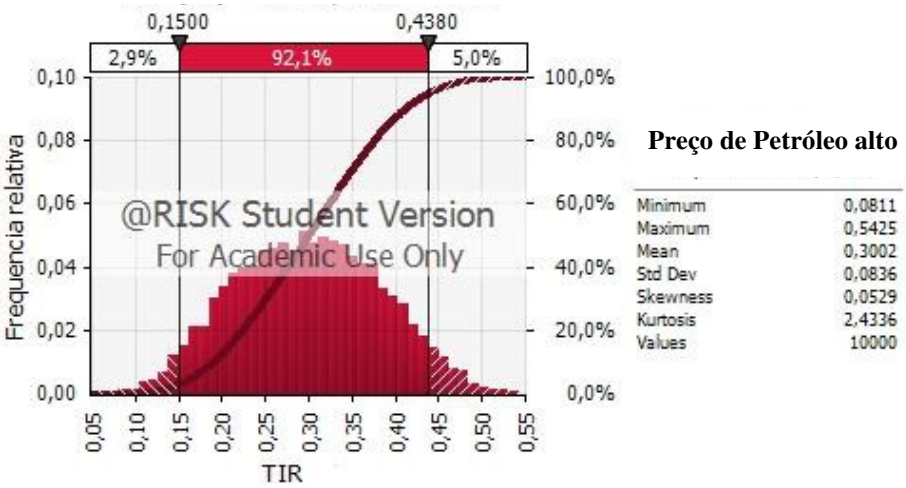
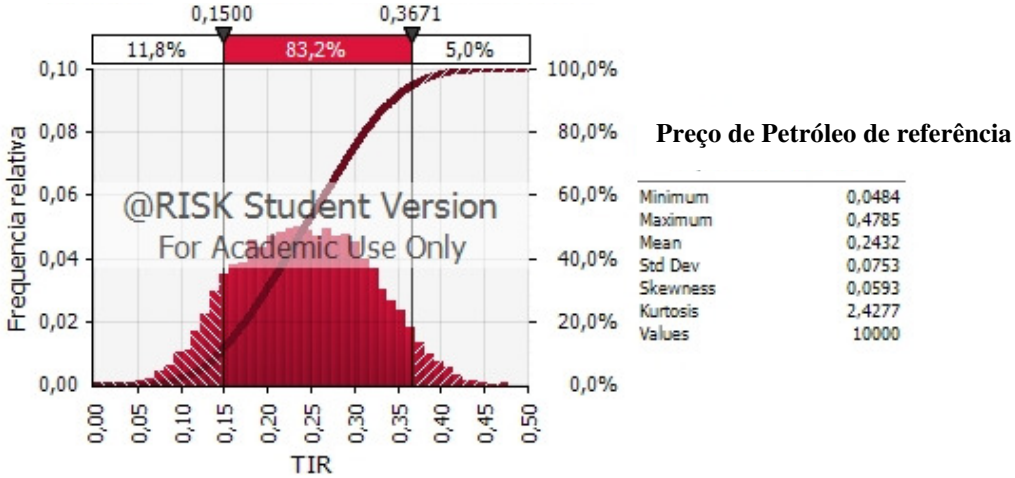


Figura 29 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = a 20% a.a. e Royalties como compensação financeira





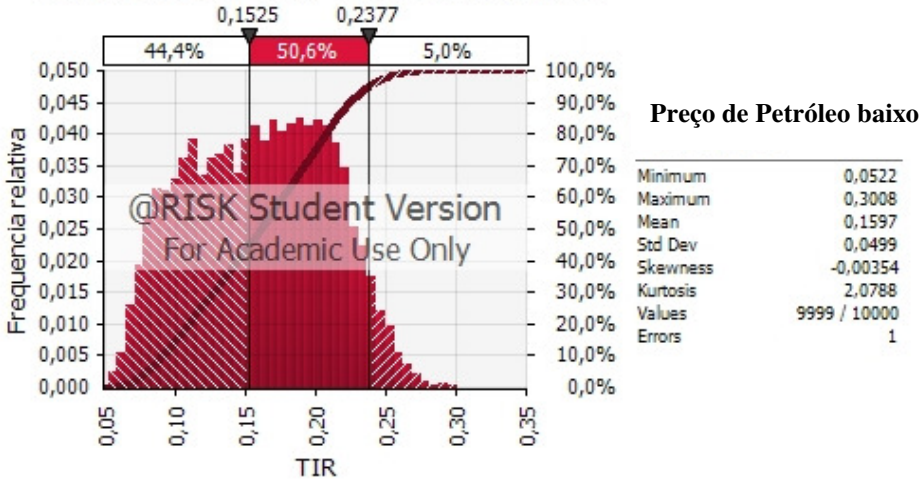
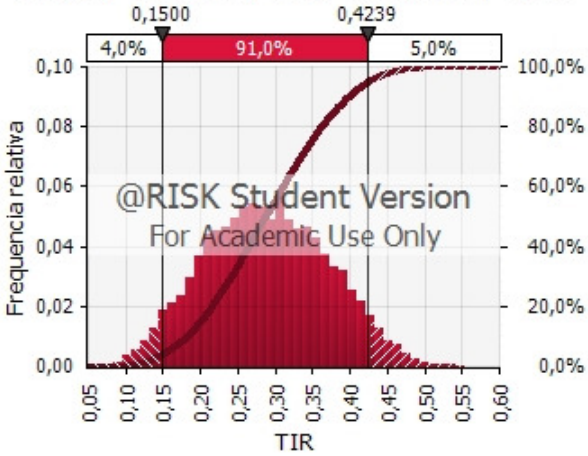
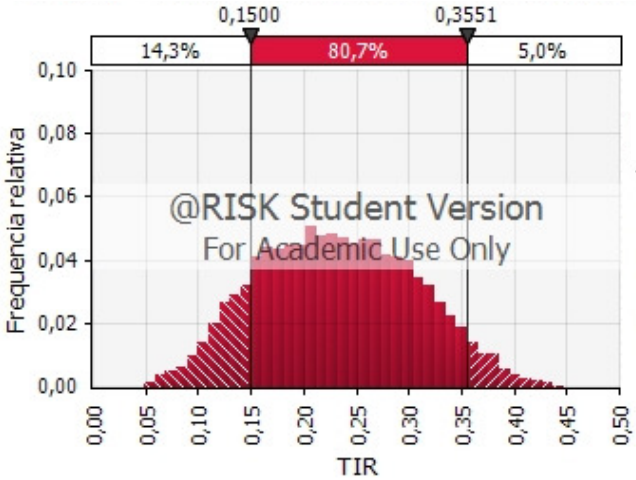


Figura 30 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e CFEM como compensação financeira



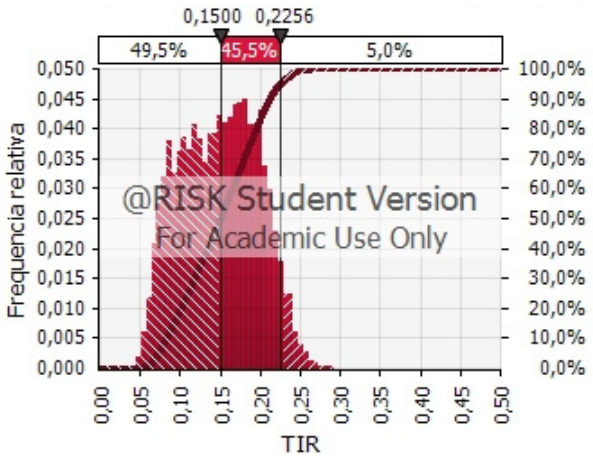
Preço de Petróleo alto

Minimum	0,0721
Maximum	0,5535
Mean	0,2891
Std Dev	0,0817
Skewness	0,0774
Kurtosis	2,4829
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

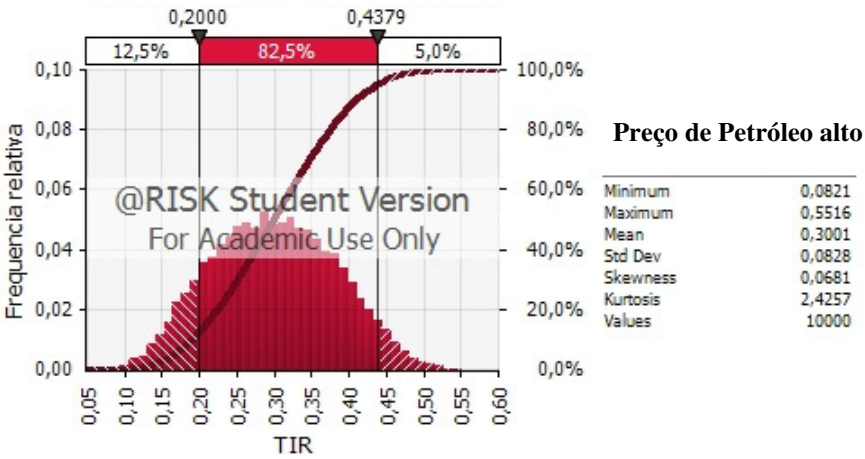
Minimum	0,0486
Maximum	0,4477
Mean	0,2325
Std Dev	0,0740
Skewness	0,0971
Kurtosis	2,3971
Values	9997 / 10000
Errors	3

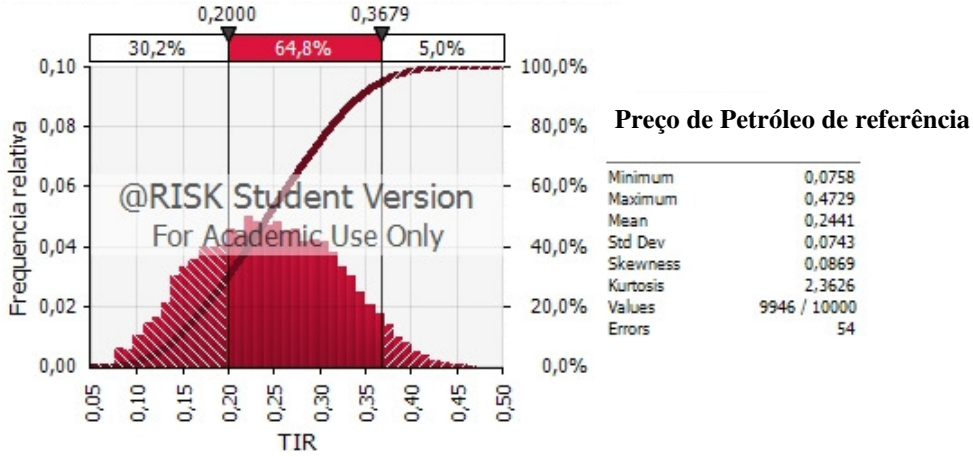


Preço de Petróleo baixo

Minimum	0,0454
Maximum	0,2923
Mean	0,1494
Std Dev	0,0481
Skewness	0,0187
Kurtosis	2,0911
Values	9988 / 10000
Errors	12

Figura 31 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e Royalties como compensação financeira.





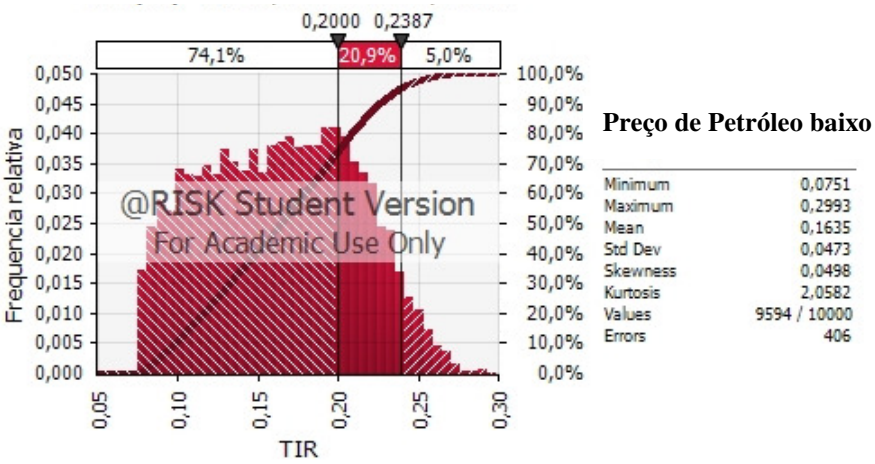
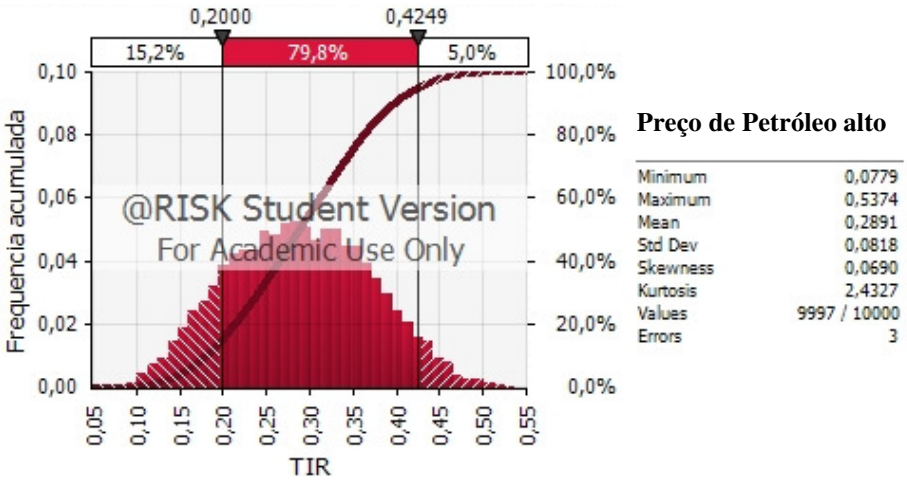
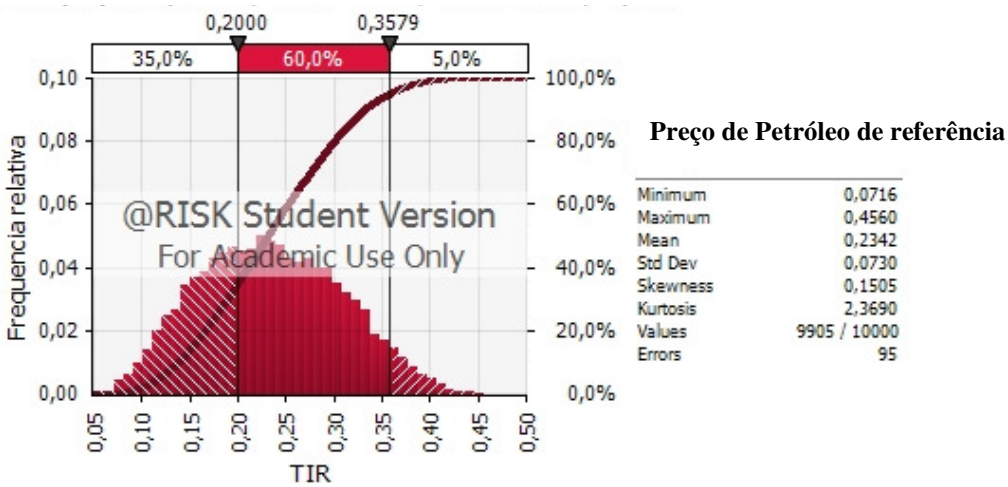


Figura 32 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e CFEM como compensação financeira.





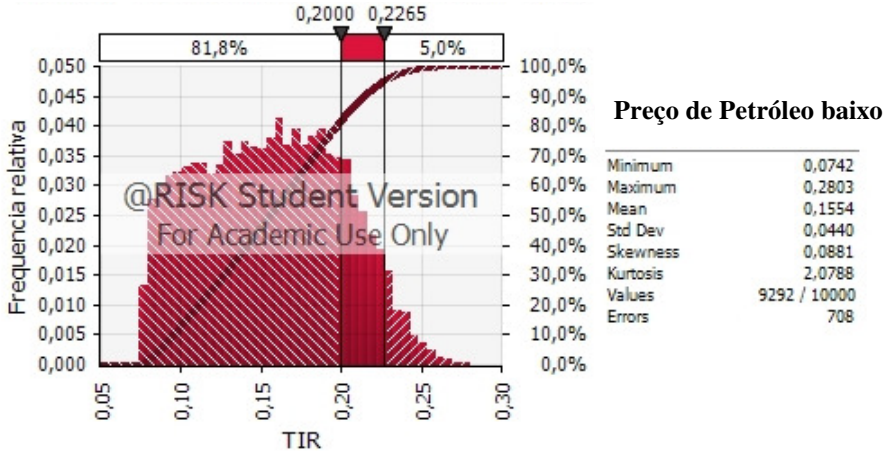


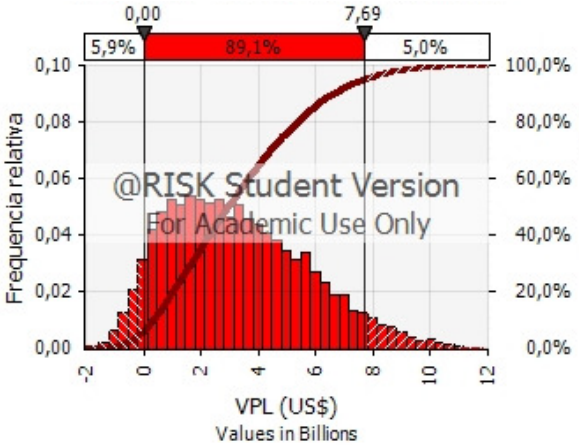
Figura 33 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e Royalties como compensação financeira

Tabela 25 - Valores médios do VPL e da TIR e seus respectivos riscos, todos calculados para jazida denominada de Hipotética e para os cenários de CFEM ou Royalties e preços de petróleo alto, baixo e de referência.

Area		TMA	Compensação Financeira	VPL $_{média}$	TIR $_{média}$	Risco VPL $_{< zero}$ (%)	Risco TIR $_{< TMA}$ (%)	Payback
Hipotética	Baixo	15	CFEM	263.096.065	16,0	42,9	44,4	21,5
Hipotética	Refer	15	CFEM	2.512.570.108	24,3	11,6	11,8	11,4
Hipotética	Alto	15	CFEM	4.418.724.717	30	2,9	2,9	9,7
Hipotética	Baixo	15	Royalties	40.178.018	14,9	47,9	49,5	34,2
Hipotética	Refer	15	Royalties	2.194.928.632	23,2	14,4	14,3	11,54
Hipotética	Alto	15	Royalties	4.019.422.805	28,9	4,0	4,0	10,0
Hipotética	Baixo	20	CFEM	-478.845.446	16,3	75,2	74,1	não
Hipotética	Refer	20	CFEM	780.662.229	24,4	30,6	30,2	12,2
Hipotética	Alto	20	CFEM	1.844.933.156	30,0	13,6	12,5	10,9
Hipotética	Baixo	20	Royalties	-604.152.840	15,5	83,1	81,8	não
Hipotética	Refer	20	Royalties	605.846.206	23,4	35,6	35,0	13,4
Hipotética	Alto	20	Royalties	1.622.582.506	28,9	15,2	15,2	11,2

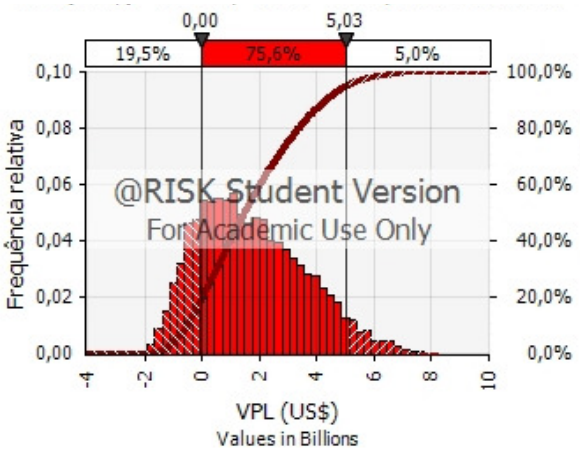
Obs: O valor de payback calculado é o descontado e considerou-se o ano zero do empreendimento para a contagem do tempo de retorno do investimento.

Fonte: elaboração própria



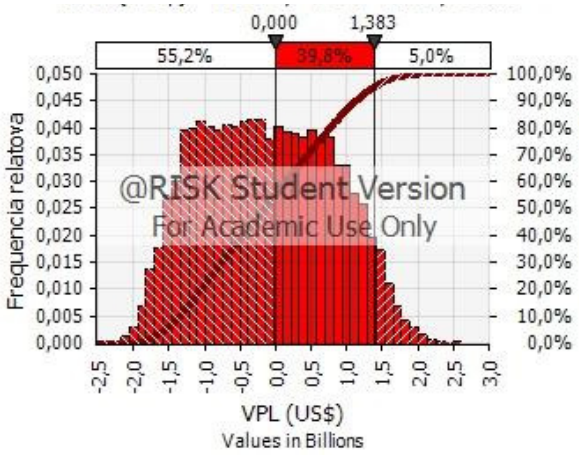
Preço de Petróleo alto

Minimum	-1,541E+009
Maximum	1,183E+010
Mean	3,266E+009
Std Dev	2,412E+009
Skewness	0,5345
Kurtosis	2,7555
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

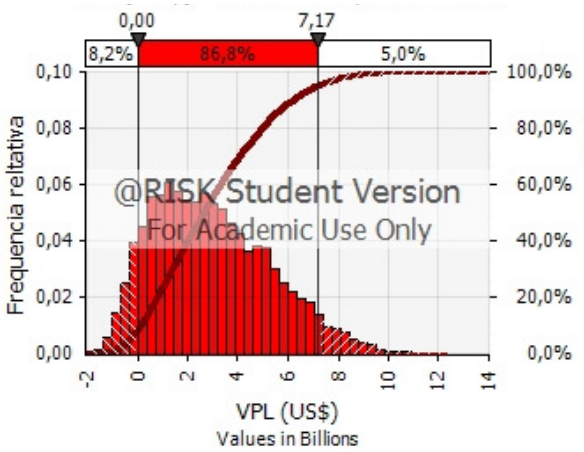
Minimum	-2,158E+009
Maximum	8,249E+009
Mean	1,716E+009
Std Dev	1,841E+009
Skewness	0,4883
Kurtosis	2,6441
Values	10000



Preço de Petróleo baixo

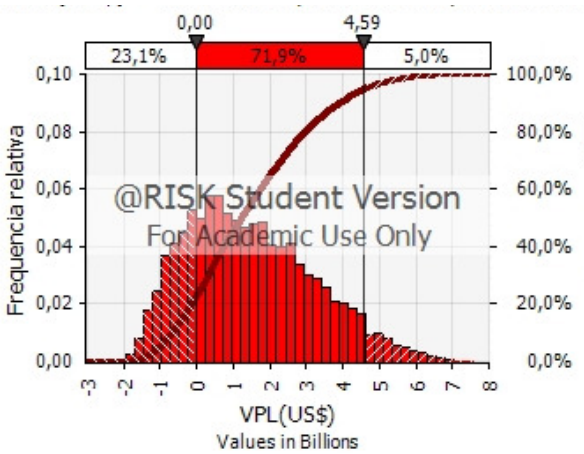
Minimum	-2,179E+009
Maximum	2,610E+009
Mean	-129205032,5360
Std Dev	925422615,6217
Skewness	0,1082
Kurtosis	2,0867
Values	10000

Figura 34- Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a. CFEM como compensação financeira.



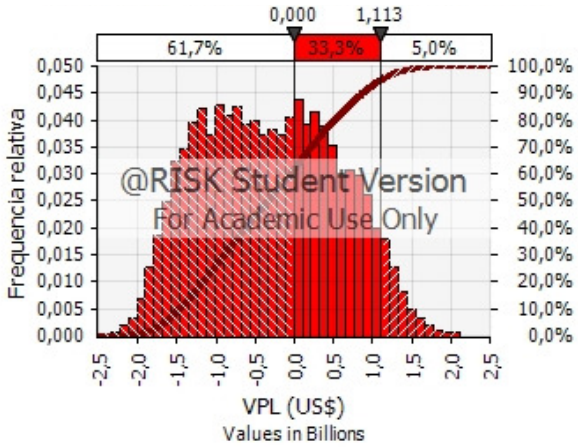
Preço de Petróleo alto

Minimum	-1,728E+009
Maximum	1,229E+010
Mean	2,944E+009
Std Dev	2,314E+009
Skewness	0,5304
Kurtosis	2,7451
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

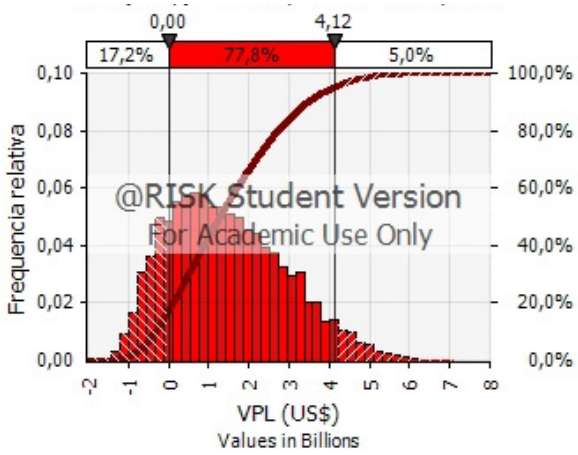
Minimum	-2,200E+009
Maximum	7,543E+009
Mean	1,451E+009
Std Dev	1,742E+009
Skewness	0,5010
Kurtosis	2,6885
Values	10000



Preço de Petróleo baixo

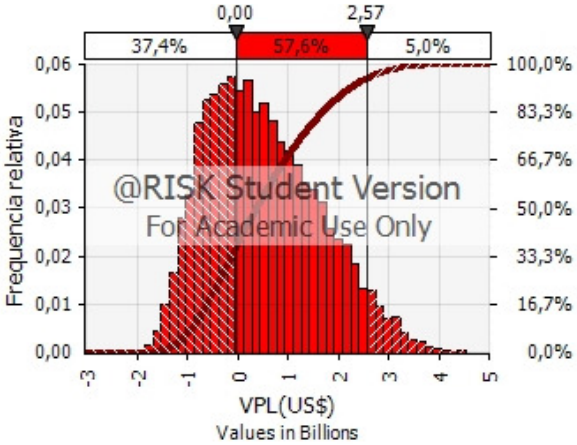
Minimum	-2,349E+009
Maximum	2,106E+009
Mean	-316407058,7736
Std Dev	870155058,1071
Skewness	0,1122
Kurtosis	2,1267
Values	10000

Figura 35 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a. Royalties como compensação financeira.



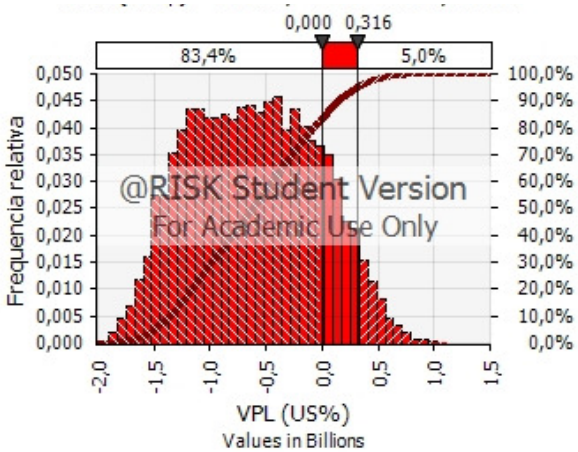
Preço de Petróleo alto

Minimum	-1,651E+009
Maximum	7,086E+009
Mean	1,457E+009
Std Dev	1,460E+009
Skewness	0,4941
Kurtosis	2,7153
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

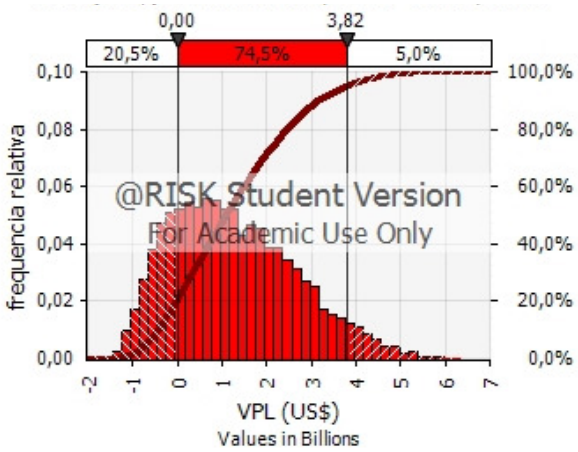
Minimum	-1,999E+009
Maximum	4,540E+009
Mean	516396833,9060
Std Dev	1,120E+009
Skewness	0,4738
Kurtosis	2,6439
Values	10000



Preço de Petróleo baixo

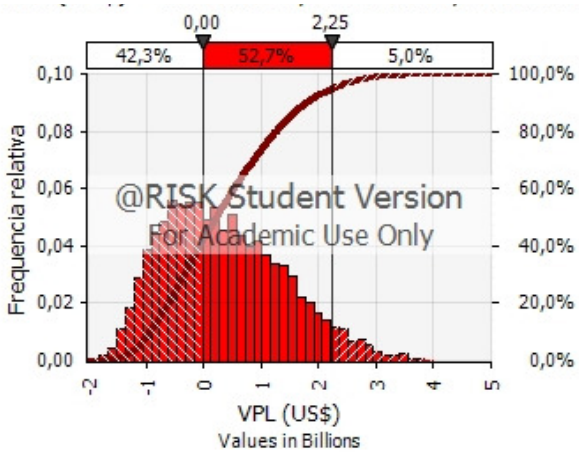
Minimum	-1,982E+009
Maximum	1,102E+009
Mean	-610550349,6249
Std Dev	567768527,9868
Skewness	0,0910
Kurtosis	2,1953
Values	10000

Figura 36 -Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a. CFEM como compensação financeira



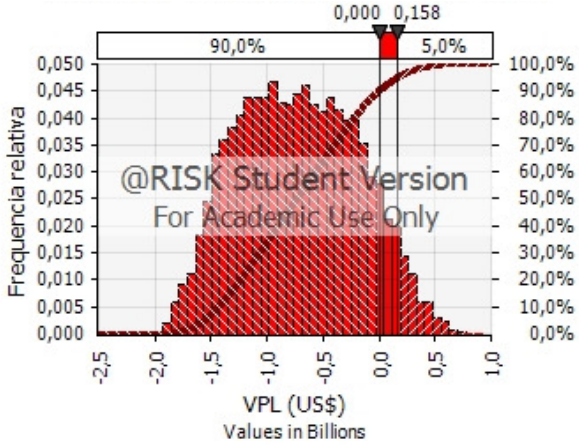
Preço de Petróleo alto

Minimum	-1,651E+009
Maximum	6,372E+009
Mean	1,254E+009
Std Dev	1,385E+009
Skewness	0,5085
Kurtosis	2,7266
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

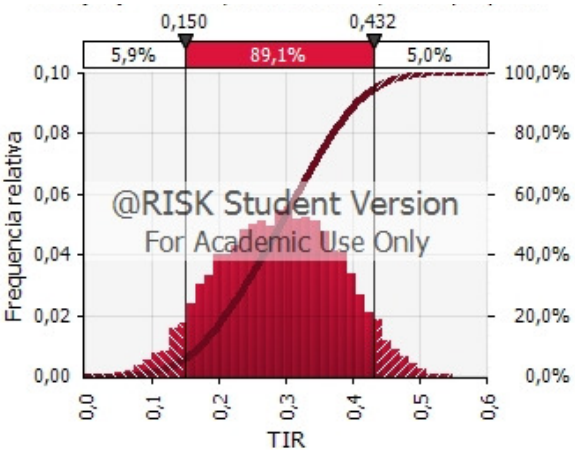
Minimum	-1,950E+009
Maximum	3,996E+009
Mean	347353890,3462
Std Dev	1,045E+009
Skewness	0,4937
Kurtosis	2,7285
Values	10000



Preço de Petróleo baixo

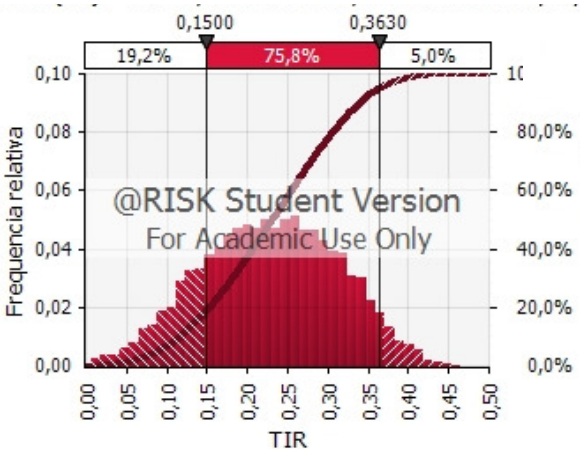
Minimum	-2,007E+009
Maximum	920853904,0466
Mean	-722980199,7147
Std Dev	537516642,4878
Skewness	0,1073
Kurtosis	2,2298
Values	10000

Figura 37 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Rio Negro, cocnsiderando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a. Royalties como compensação financeira.



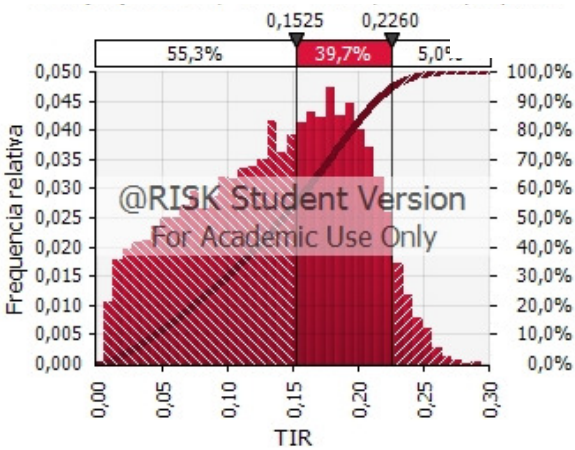
Preço de Petróleo alto

Minimum	0,0195
Maximum	0,5505
Mean	0,2899
Std Dev	0,0888
Skewness	-0,0605
Kurtosis	2,5123
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

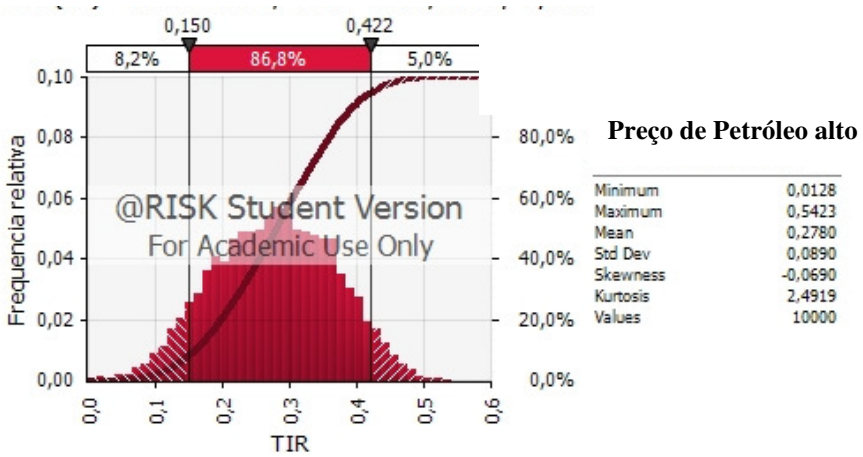
Minimum	0,00596
Maximum	0,4658
Mean	0,2288
Std Dev	0,0842
Skewness	-0,0833
Kurtosis	2,4363
Values	9965 / 10000
Errors	35

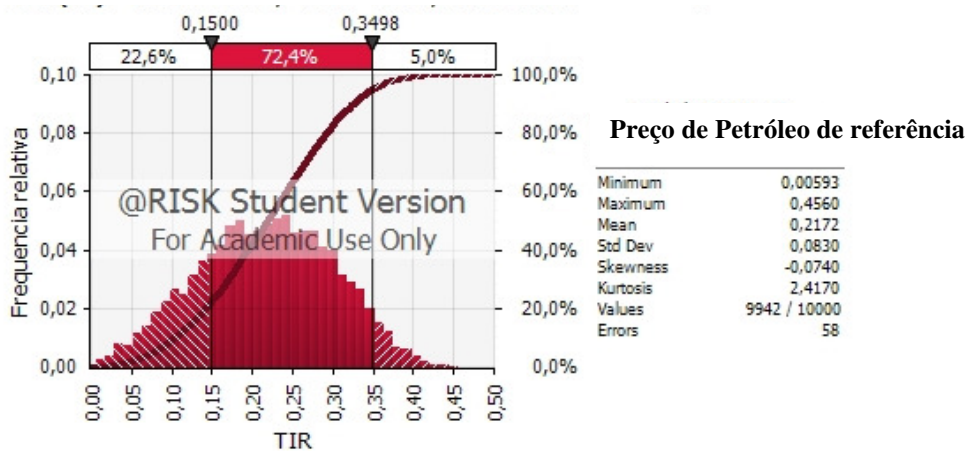


Preço de Petróleo baixo

Minimum	0,00478
Maximum	0,2942
Mean	0,1360
Std Dev	0,0621
Skewness	-0,2223
Kurtosis	2,0919
Values	9749 / 10000
Errors	251

Figura 38- Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e CFEM como compensação financeira





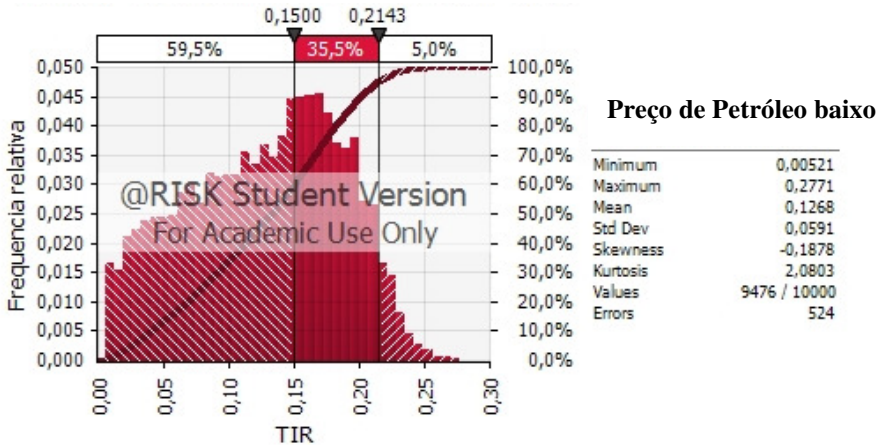
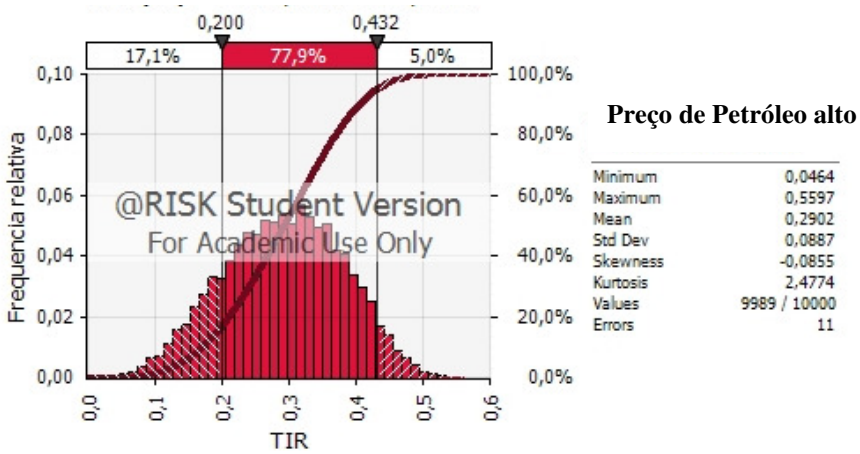
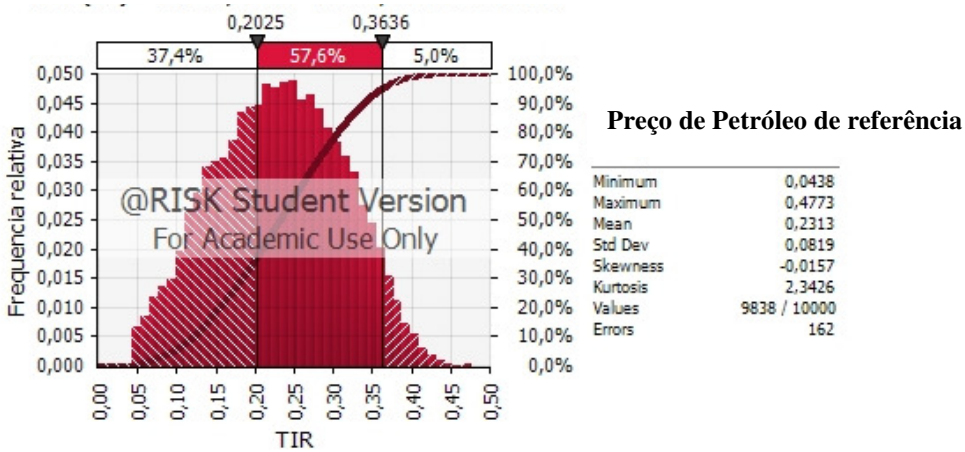


Figura 39 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 15% a.a. e Royalties como compensação financeira





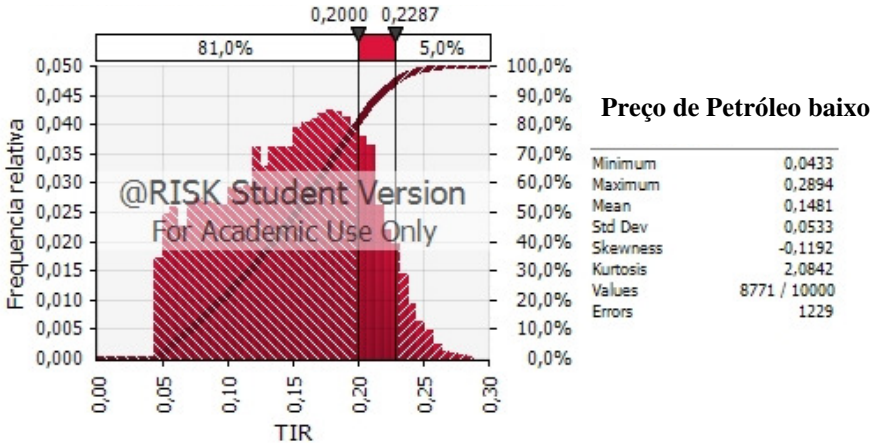
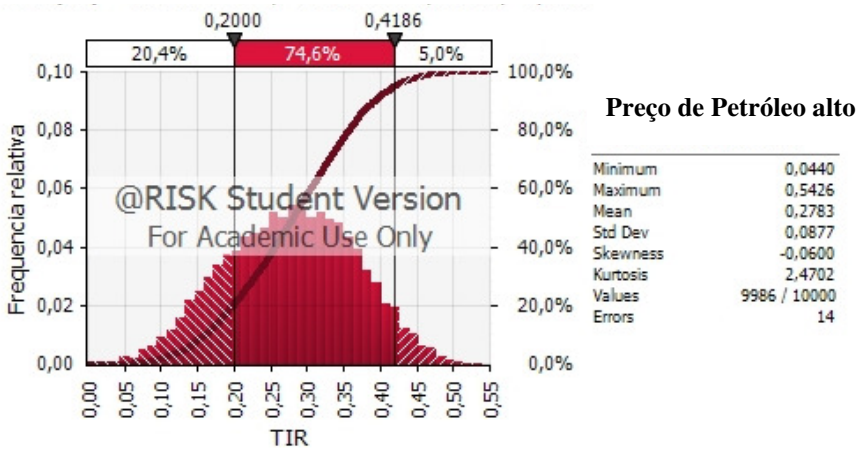
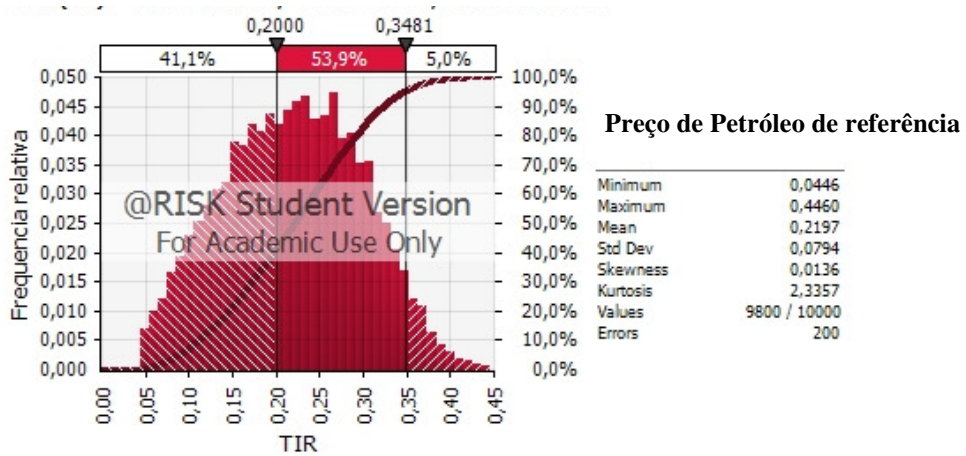


Figura 40 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e CFEM como compensação financeira.





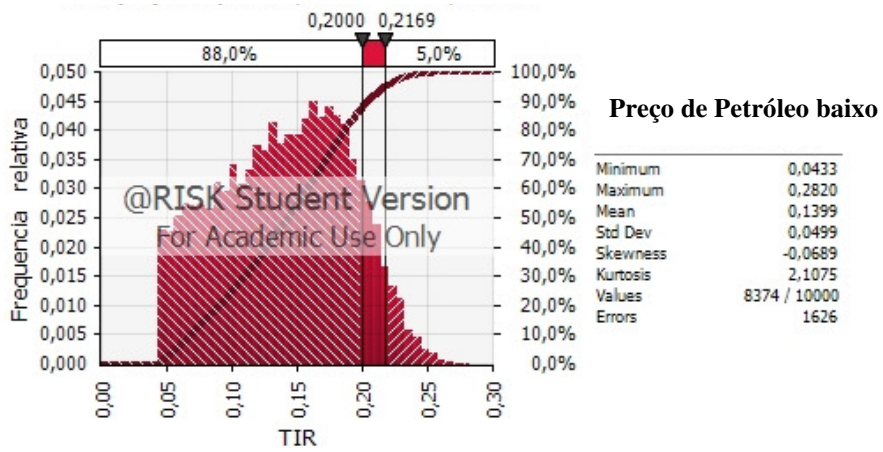


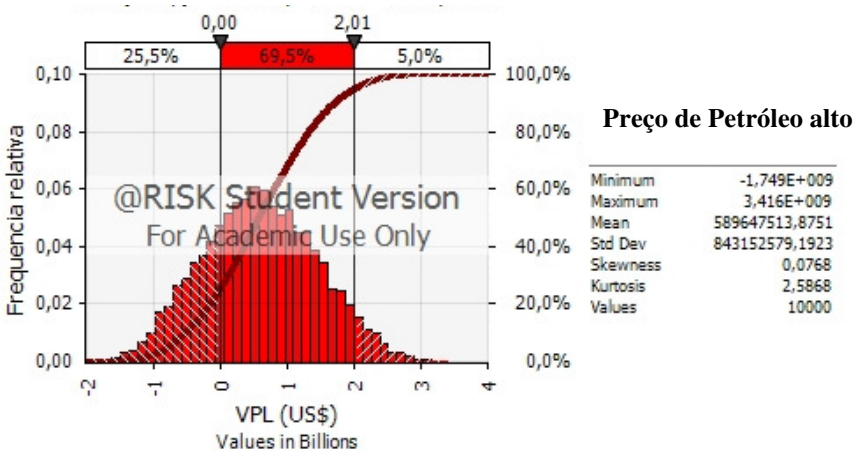
Figura 41 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que a TMA para a jazida denominada de Rio Negro, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência, para TMA = 20% a.a. e Royalties como compensação financeira

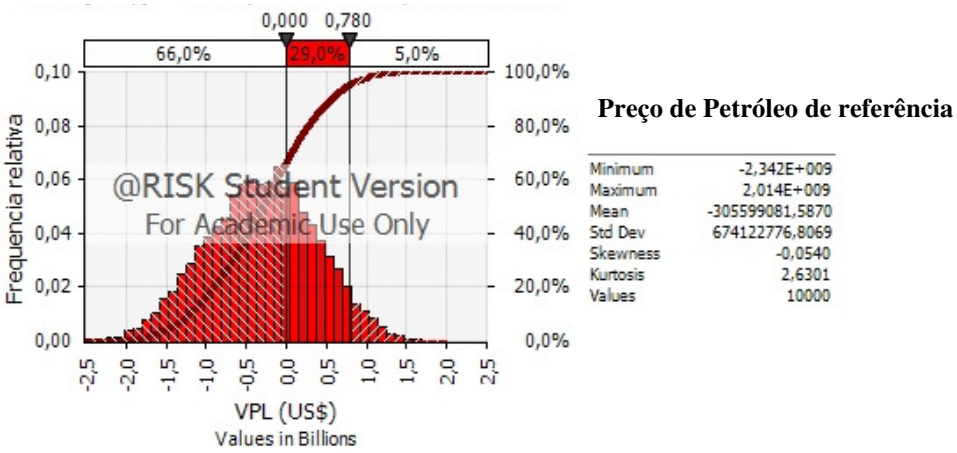
Tabela 26 - Valores médios do VPL e da TIR e seus respectivos riscos, todos calculados para a jazida denominada de Rio Negro/Rio Iguaçu e para os cenários de CFEM ou Royalties, preços de petróleo alto, baixo e de referência.

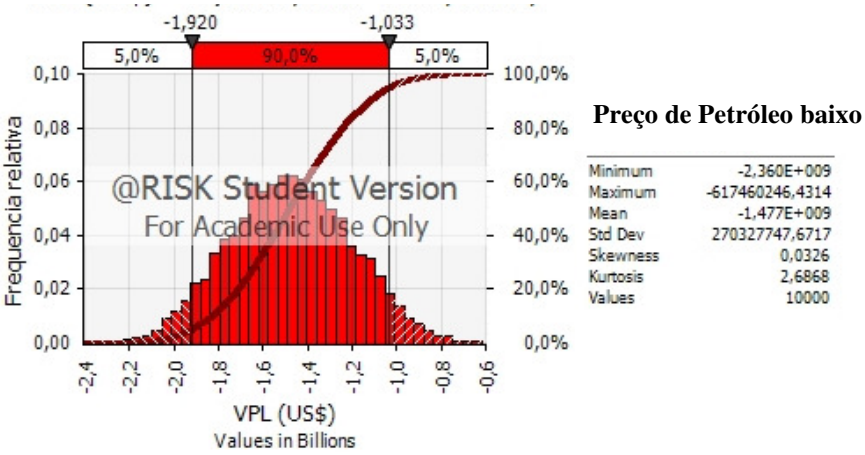
Area		TMA	Compensação	VPL $_{\text{média}}$ (US$)	TIR $_{\text{média}}$ (%)	Risco VPL $_{< \text{zero}}$ (%)	Risco TIR $_{< \text{TMA}}$ (%)	Payback (Anos)
Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	15	CFEM	-129.205.032	13,6	55,2	55,3	não
Rio Negro/Rio Iguaçu	Refer	15	CFEM	1.716.459.418	22,9	19,5	19,2	11,4
Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	15	CFEM	3.271.233.209	29,0	5,9	5,9	9,7
Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	15	Royalties	316.407.058	12,7	61,7	59,5	não
Rio Negro/Rio Iguaçu	Refer	15	Royalties	1.451.100.705	21,7	23,1	22,6	11,5
Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	15	Royalties	2.943.563.132	27,8	8,2	8,2	10,0
Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	20	CFEM	- 610.550.349	14,8	83,4	81,0	não
Rio Negro/Rio Iguaçu	Refer	20	CFEM	516.396.833	23,1	37,4	37,4	13,6
Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	20	CFEM	1.456.576.436	29,0	17,2	17,1	10,7
Rio Negro/Rio Iguaçu	Baixo	20	Royalties	-722.980.199	14,0	90,0	88,0	não
Rio Negro/Rio Iguaçu	Refer	20	Royalties	347.353.890	22	42,3	41,1	13,4
Rio Negro/Rio Iguaçu	Alto	20	Royalties	1.254.192.717	27,8	20,5	20,4	11,1

Obs: O valor de payback calculado é o descontado e considerou-se o ano zero do empreendimento para a contagem do tempo de retorno do investimento.

Fonte: elaboração própria

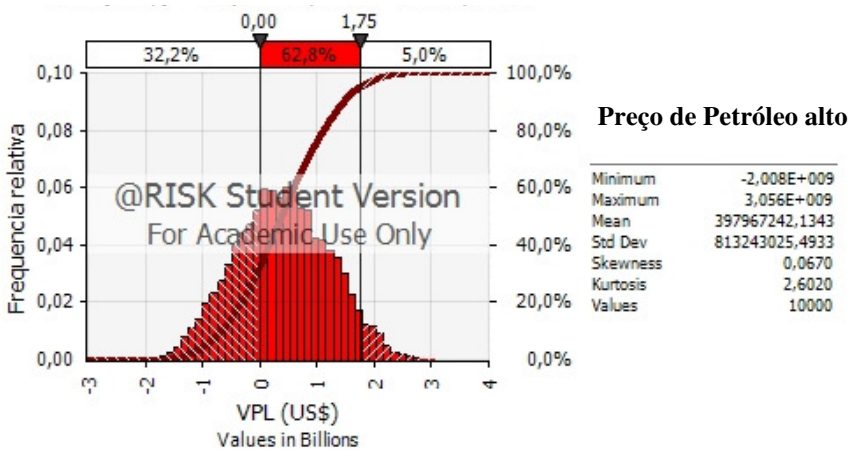


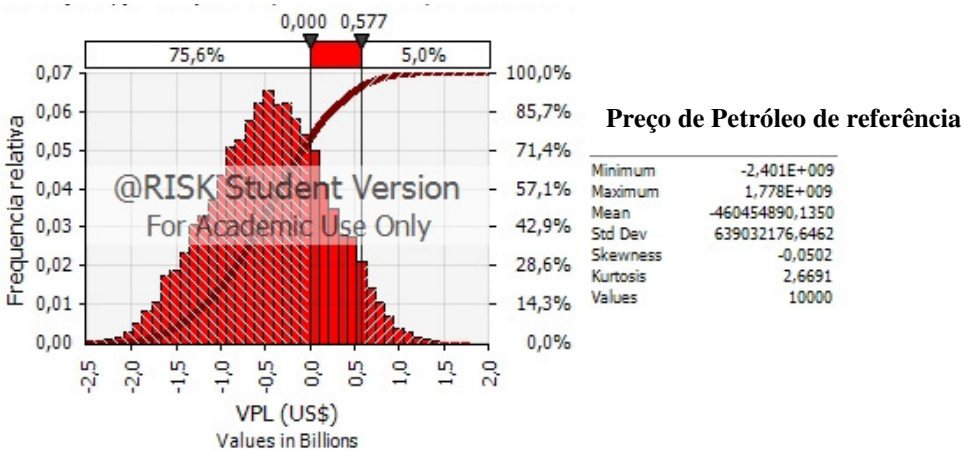


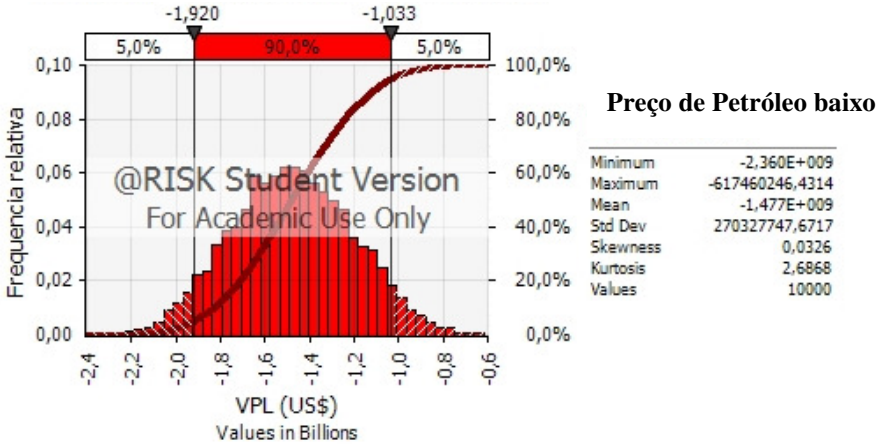


Obs.VPL sempre menor que zero

Figura 42 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível

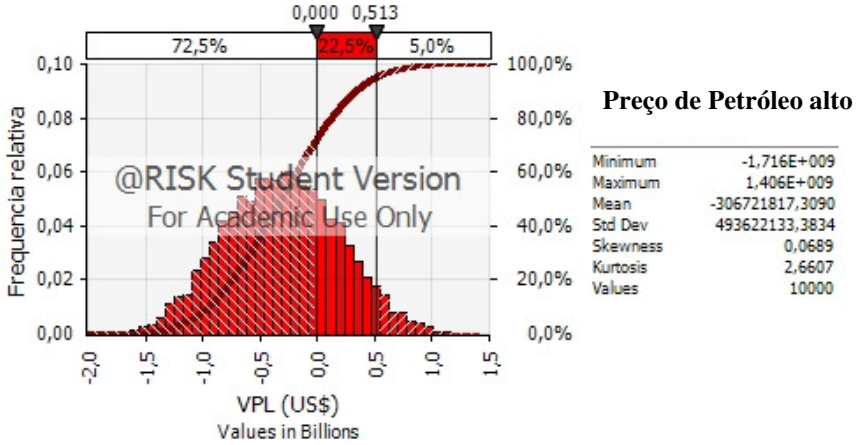


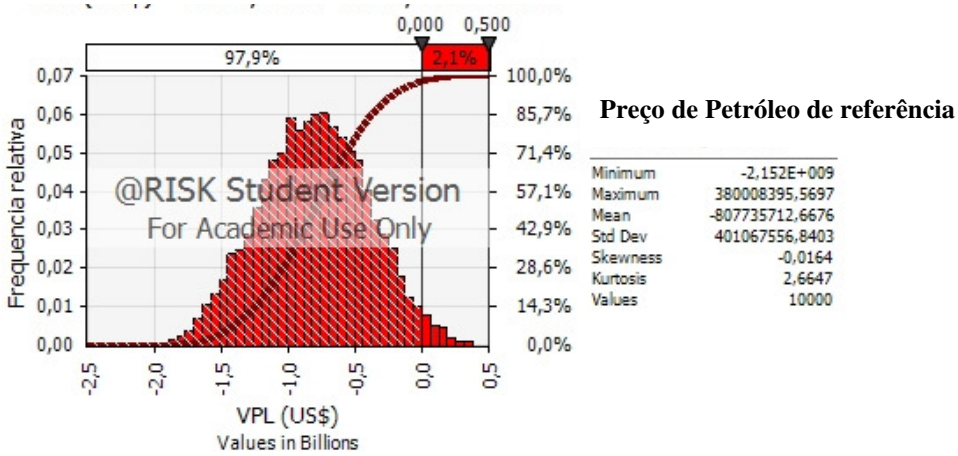




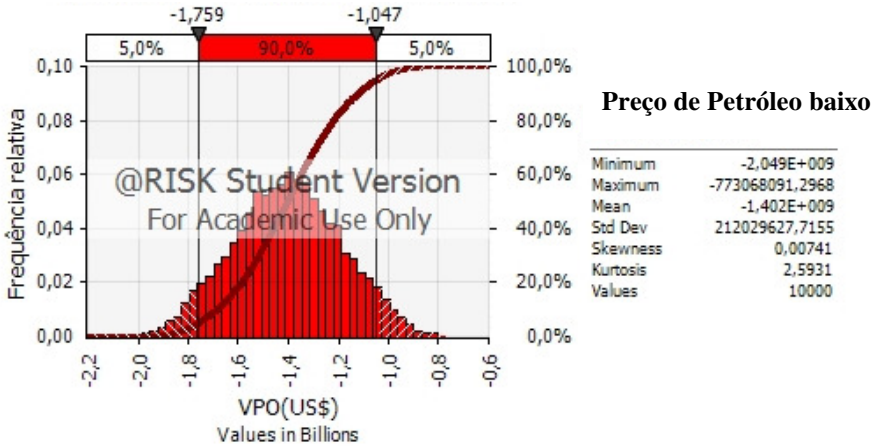
Obs.VPL sempre menor que zero

Figura 43- Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível.



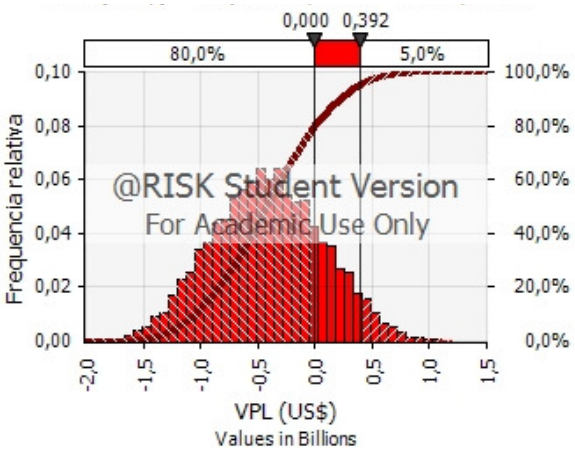


Obs.VPL menor que zero com intervalo de confiança maior que 95%



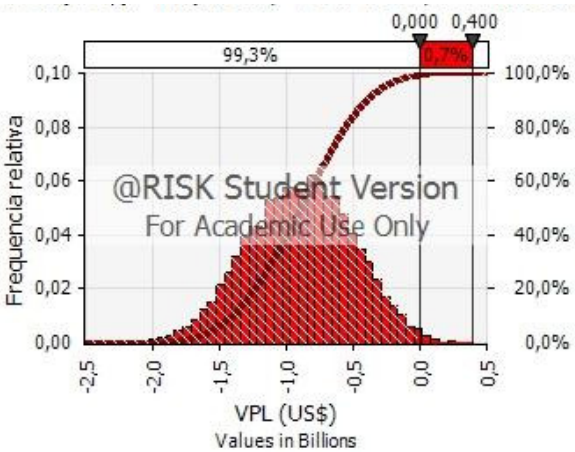
Obs.VPL sempre menor que zero

Figura 44 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível



Preço de Petróleo alto

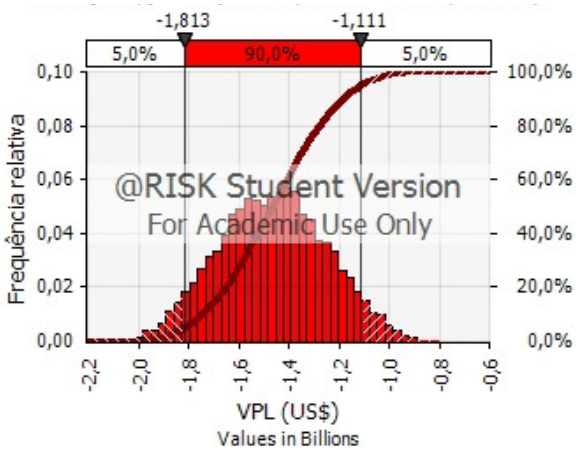
Minimum	-1,899E+009
Maximum	1,185E+009
Mean	-413618551,3317
Std Dev	480291220,3868
Skewness	0,0538
Kurtosis	2,6384
Values	10000



Preço de Petróleo de referência

Minimum	-2,084E+009
Maximum	390109943,8497
Mean	-893865493,5350
Std Dev	387173943,9112
Skewness	-0,0573
Kurtosis	2,6598
Values	10000

Obs.VPL menor que zero com intervalo de confiança maior que 95%

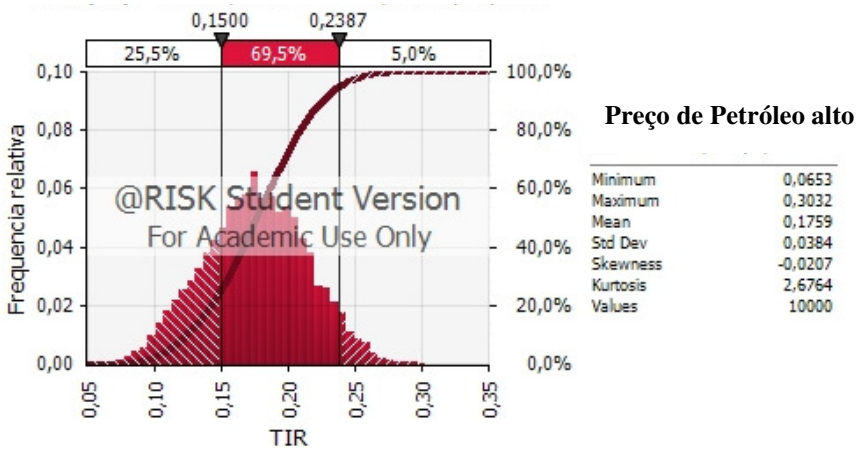


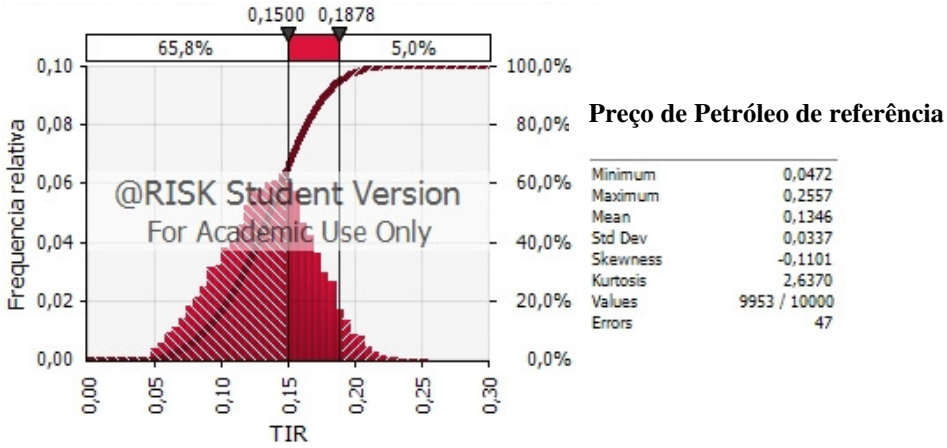
Preço de Petróleo baixo

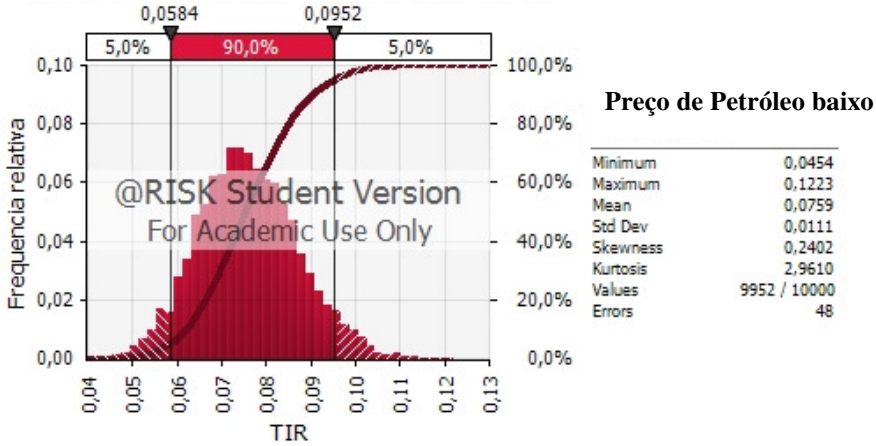
Minimum	-2,044E+009
Maximum	-797378602,6020
Mean	-1,463E+009
Std Dev	211388252,5679
Skewness	0,0166
Kurtosis	2,5398
Values	10000

Obs.VPL sempre menor que zero

Figura45 - Resultados das simulações apresentando o risco do VPL ser negativo para a jazida denominada de Hipotética os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível.

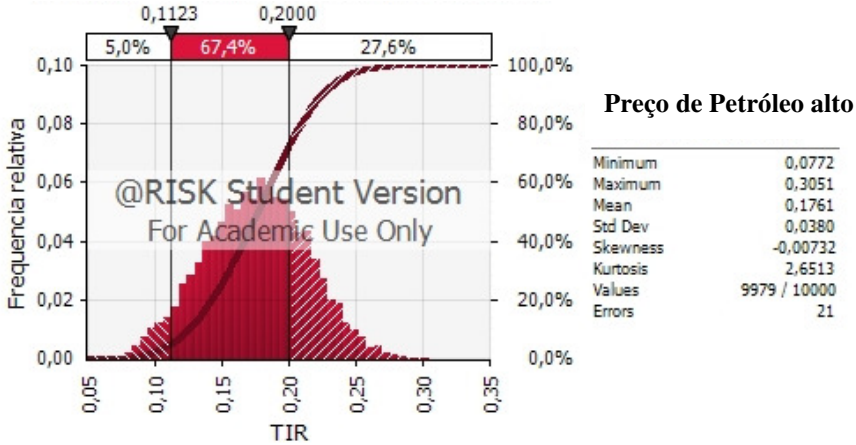


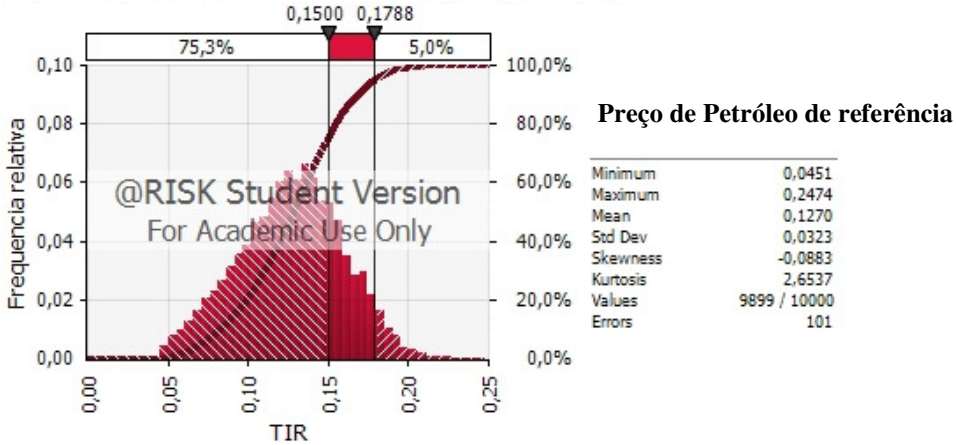


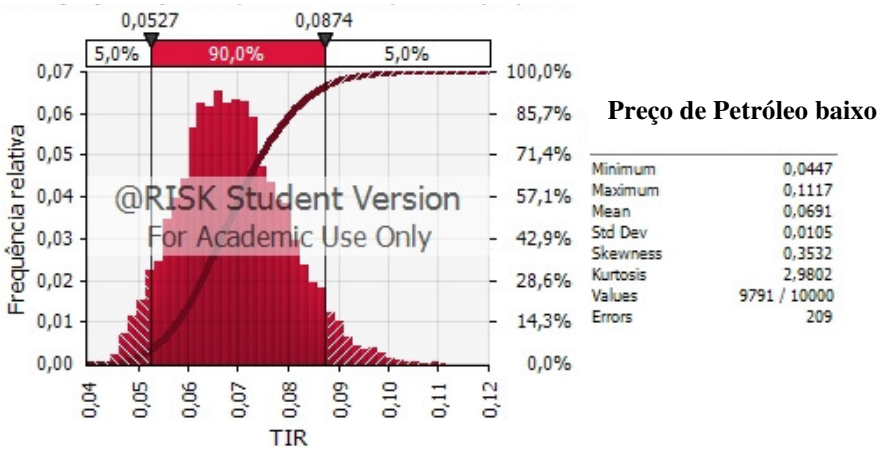


Obs.TIR sempre menor que o valor da TMA

Figura 46 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível

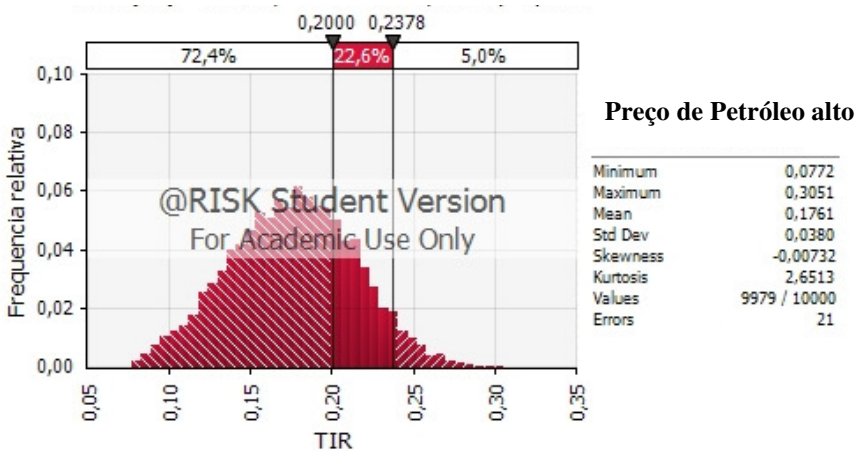


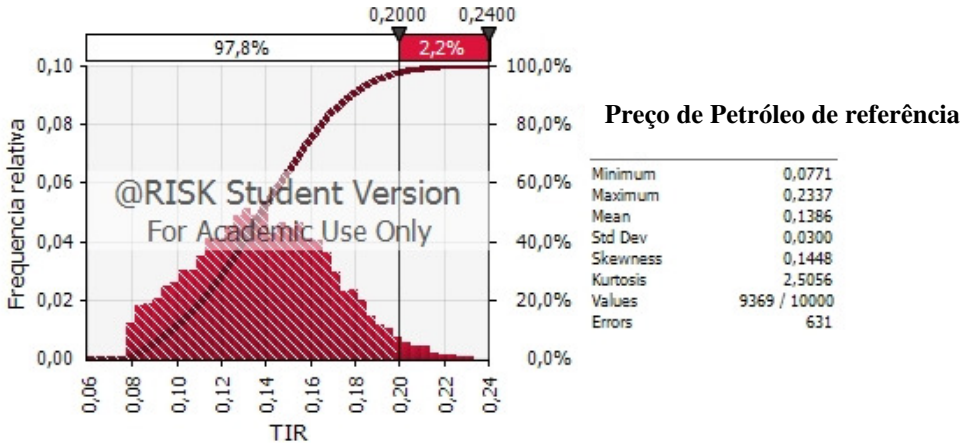




Obs.TIR sempre menor que o valor da TMA

Figura 47- Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 15% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível

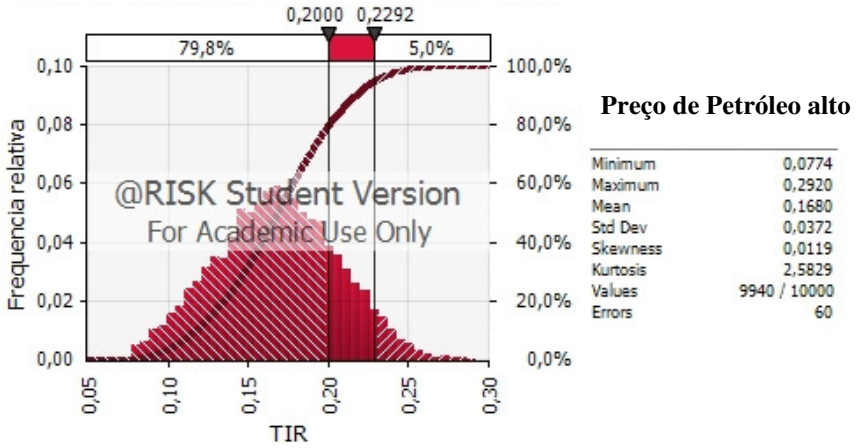


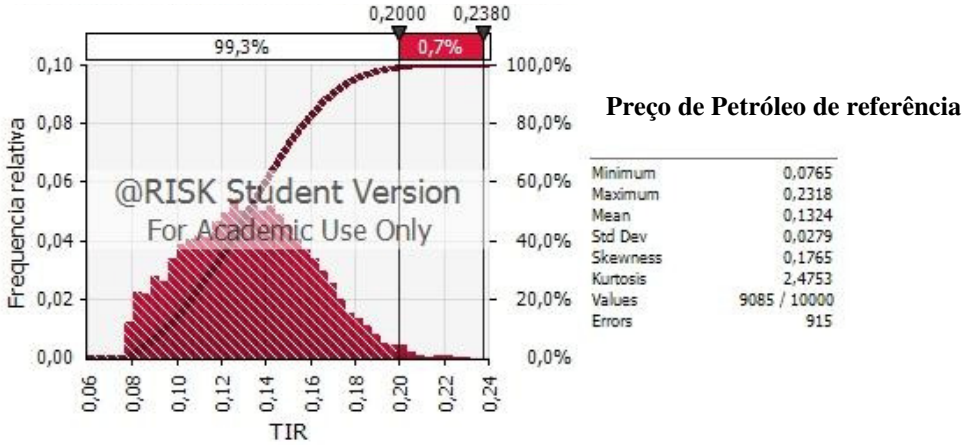


Obs1: A TIR apresenta valores menor que a TMA para um intervalo de confiança maior que 95%

Obs2: para a condição de preço de petróleo baixo não foi possível calcular o valor da TIR por ocorrer erro devido o calculo apresentar divisão por zero.

Figura 48 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., CFEM como compensação financeira e zero % de pneu inservível





Obs1: A TIR apresenta valores menor que a TMA para um intervalo de confiança maior que 95%

Obs2: para a condição de preço de petróleo baixo não foi possível calcular o valor da TIR por ocorrer erro devido o calculo apresentar divisão por zero.

Figura 49 - Resultados das simulações apresentando o risco da TIR ser menor que ao valor da TMA para a jazida denominada de Hipotética, considerando os cenários de preço de petróleo alto, baixo e de referência para TMA = 20% a.a., Royalties como compensação financeira e zero % de pneu inservível

Tabela 27 - Valores médios do VPL e da TIR e seus respectivos riscos, todos calculados para a jazida denominada Hipotética e para os cenários de CFEM ou Royalties, preços de petróleo alto, baixo e de referência e sem coprocessamento de pneus inservíveis

Area		TMA	Compensação Financeira	VPL $_{média}$ (%)(US$)	TIR $_{média}$ (%)	Risco VPL $_{< zero}$ (%)	Risco TIR $_{< TMA}$ (%)	Payback anos
Hipotética	Baixo	15	CFEM	-1.368.189.582	7,6	>95	>95	não
Hipotética	Refer	15	CFEM	-305.599.081	13,5	66	65,8	não
Hipotética	Alto	15	CFEM	589.647.513	17,6	25,5	25,5	17
Hipotética	Baixo	15	Royalties	-1.476.606.290	6,9	>95	>95	não
Hipotética	Refer	15	Royalties	- 460.454.890	12,7	75,6	75,3	não
Hipotética	Alto	15	Royalties	397.967.242	16,7	32,2	32,2	20,4
Hipotética	Baixo	20	CFEM	-1.402.270.317	8,7	>95	não	não
Hipotética	Refer	20	CFEM	-807.735.712	13,9	97,9	97,8	não
Hipotética	Alto	20	CFEM	- 306.721.817	17,6	72,5	72,4	não
Hipotética	Baixo	20	Royalties	-1.462.958.887	8,5	>95	não	não
Hipotética	Refer	20	Royalties	- 893.954.042	13,2	99,3	99,3	não
Hipotética	Alto	20	Royalties	-413.618.551	16,8	80,0	79,4	não

Obs: O valor de payback calculado é o descontado e considerou-se o ano zero do empreendimento para a contagem do tempo de retorno do investimento.

Fonte: elaboração própria

CAPÍTULO - 7 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS GERAIS

Os resultados obtidos com o estudo vai de encontro aos resultados obtidos pela Oswal Chemicals and Fertilizers, empresa indiana, que, após estudos geológicos na região do Paraná e Santa Catarina concluiu que as jazidas localizadas nessas áreas avaliadas não apresentavam a viabilidade econômica esperada (Valor Econômico, 04.04.2007).

A primeira consideração a ser feita sobre os resultados do estudo é quanto a análise de viabilidade econômica, que, apesar da qualidade dos dados de entrada utilizados no modelo, os resultados mostram que somente para cenáriaos de preços do barril de petróleo alto e taxa de atratividade menores que 15%, um projeto de explotação e produção de óleo sem coprocessamento de peneu se viabiliza e, mesmo assim, os risco envolvidos são da ordem de 30%.

Outra informação importante obtida da análise econômica é quanto a valoração dos rejeitos de processo e do uso *multi-proposito* do xisto. No caso estudado foi contemplado a utilização de pneus inserviveis e a não utilização de pneus inserviveis, os resultados monstram que a introdução de pneus inserviveis no processo, mesmo em proporções pequenas (no máximo 5% do total de xisto processado) reduzem significativamente os riscos financeiros envolvidos nos cenários analisados.

A introdução desta corrente no processo auxilia a viabilizar economicamente, inlusive a jazida de pequeno porte como a de Rio Negro/Rio Iguaçu, cujo tempo previsto para exaustão da mina é da ordem de 13,5 anos, menos da metade da vida útil assumida para o empreendimento industrial que foi de 30 anos.

O coprocessamento de pneus inserviveis no processo para o caso da jazida de Rio Negro/Rio Iguaçu, resultou em tempos de pay back em média de 11 anos e elevou o tempo de exuastão da mina em aproximadamente 6 meses. Contudo, somente para preços de petróleo alto e TMA menores que 20%, os riscos envolvidos podem ser considerados gerenciaveis, que no caso eram menores que 20%..

Assim, quanto ao uso *multi-proposito* e o aproveitamento do processo para destinação final de pneus inserviveis, o estudo mostra que rendas adicionais podem ser geradas e estas rendas tem importância fundamental para viabilizar financeiramente os projetos de explotação de xisto para produção de óleo bruto.

Ainda quanto a produção *multi-proposito* do xisto, os rejeitos do processo de produção podem ser utilizados para a produção industrial de novos produtos, que, inicialmente podem ser desenvolvidos utilizando-se a estratégia de incubadoras, as quais, no futuro, podem ser a base do desenvolvimento econômico local[76].

Ressalta-se que, apesar das vantagens que a região obtém quando da instalação de uma unidade de explotação e produção de óleo de xisto, principalmente, no que tange ao desenvolvimento econômico local e instalação de infra-estrutura afeita as áreas de saúde, educação, transporte etc., é necessário que o planejamento estratégico de desenvolvimento local considere a exaustão do recurso e, consequentemente, o fechamento da unidade e, que este, contemple soluções para os problemas que surgirão para as comunidades locais[77] tais como: a queda de arrecadação fiscal, desemprego, passivos ambientais etc.

Outra consideração importante a fazer é quanto a posição do xisto frente ao seu principal concorrente, o petróleo, no cenario atual brasileiro.

Igualmente, no passado, nos anos de 1980, quando o grande projeto de explotação e produção de óleo de xisto não foram executados devido a queda do preço do petróleo no mercado mundial e das descobertas de petróleo na Bacia de Campos, atualmente as reservas do pre sal também são fatores impeditivos à explotação dos recuros de xisto nacional.

As quantidade das reservas provadas do pré-sal brasileiro, até o momento, são da ordem de 12 bilhões de barris de petróleo contra os 80 bilhoes de barris de óleo de xisto, somados a escala de produção previsto para o pré-sal, o aprimoramento do desenvolvimento tecnológico existente, a geração de empregos nas áreas onde se preve a explotação do pré-sal, são fatores, fortemente inpeditivos para qualquer novo projeto na área de explotação de xisto nacional pelo governo brasileiro ou empresas dos setor privado.

Acredita-se, ainda, que mesmo quanto ao custo de produção, que atualmente para o xisto é da ordem de US$ 40,00 por barril e para ao pretróleo do pré-sal, no Campo de Tupi, é previsto ser da ordem de US$ 45,00[78] por barril, o xisto ainda apresenta desvantagens. No caso do pré-sal, além do fator escala, uma vez que as quantidades produzidas serão muito

---

[76] Na cidade de São Mateus do Sul, com o apoio da Petrobras, foi criada a ITS –Incubdora Tecnologia de Saõ Mateus do Sul com o objetivo de desenvolver a economia local.

[77] O município de São Mateus do Sul enfrentou este problema em 1989, quando a Petrobras decidiu pelo fechamento da planta. Decisão esta revogada devido a mobilização da população local (ANEXO 2)

[78] Entrevista consedida pelo presidente da Petrobras sr Sergio Gabrielli ao **"Espaço Aberto" da Globo News em 03.09.09**

maiores, ainda há a possibilidade da redução significativa nos custos de produção devido o fator aprendizagem na medida que a produção se consolida e os problemas resolvidos.

Quanto aos impactos ambientais gerados devido ao uso final dos produtos provenientes do processamento do óleo de xisto, estes não diferem muito dos provenientes do petróleo uma vez que possuem caracteristicas físicas e químicas muito similares.

Contudo, os impactos ambientais afeitos ao processos produtivo do xisto, quando comparado com os gerados pelo processo produtivo de petróleo, estes podem apresentar magnitudes bastante diferentes as quais só podem ser avaliadas e comparadas com a realização de uma análise de ciclo de vida comparativa (ACV).

Contudo, atualmente, os impactos ambientais devidos ao processo produtivo de óleo de xisto por retortagem de superféicie são bem conhecidos. Eles correspondem, principalmente, aqueles afeitos a um processo de mineração, que, se não mitigados os impactos gerados são altamente impactantes ao meio ambiente. Quanto aos impactos ambientais afeitos ao pré-sal, grande parte deles ainda são desconhecidos tendo em vista que a tecnologia de águas super-profundas ainda é muito recente.

Acredita-se que parte dos impactos ambientais devido ao uso de um combustível fóssil, no futuro serão monetarizados como acontece hoje a Noruega, que cobra a taxa carbono pelas emissões de CO_2.

No que tange ao uso final, essa taxa deve ser igual tanto para os produtos gerados a partir do xisto quanto para os partir de petróleo e, a sua introdução dessa taxa só afetará o usuário final. Entretanto, para o processo produtivo o valor dessas taxas podem diferir pois dependem da magnitude das emissões de cada processo, fato que pode aumentar o risco econômico para os empreendimentos de xisto, independente deles serem maiores ou menores que as do petróleo, uma vez que, o balanço financeiro de um projeto de explotação e produção de óleo de xisto já é bastante desfavorável quando comparado com um balanço finaiceiro para produção de petróleo.

Isto posto, as informações levantadas e os resultados obtidos dos cenários analisados nos induz a concluir que os recursos de xisto existentes no Brasil, do ponto de vista energético, apesar de apresentar viabilidade econômica em algumas situações, não deve ser utilizado devido, principalmente, a fatores como:

os risco de natureza econômica, que, em algumas situações, devido a geopolitica do petróleo que é fortemente afetada por fatores **políticos**, **ambientais** e por **guerras** étnicas e

religosas, podem levar os riscos econômicos envolvidos no processo a situações ingerênciáveis.

a quantidade de reservas no pré sal que devido, principalmente, ao fator escala inviabiiza totalmente a explotação e produção de óleo a partir do xisto.

redução de demanda devido ao desenvolvimento de tecnologias mais limpas visando atender as necessidades ambientais.

Por fim, apesar do estudo mostrar que a explotação de xisto não deve ser priorizada, os estudo mostra também que hoje o Brasil possui tecnologia madura para explotação e produção de óleo a partir de xisto e que esta tecnologia, frente ao estagio de desenvolvimente que se encontra e a quantidade de recursos dispendidos para atingir tal estágio, deve ser comercializada para uso em outro paises detentores de jazidas de xistos com caracteristicas compatíveis com a tecnoligia.

Ainda, o estudo mostra que os projetos para explotação de xisto por serem estruturantes, eles podem ser utilzados para desencadear a criação de polos de desenvolvimento regionais com o que aconteceu em são mateus do sul no Paraná.

CAPÍTULO 8 – BIBLIOGRAFIA

ADB - ASIAN DEVELOPMENT BANK. **Handbook for Integrating Risk Analysis in the Economic Analysis of Projects**. Manila: ADB, 2002. p.117.

AGENCIA DE NOTICIAS BRASIL **Árabe. Petrobras poderá trabalhar com xisto na Jordânia e Marrocos. 23.06.2008.** Disponível em: <http://www.interjornal.com.br> .Acesso em: 18.10.2009

ALTUN, N. E.; et al. Oil shales in the world and turkey; reserves, current situation and future prospects: a review. **Oil Shale Journal**, v. 23, n. 3, p. 211–227. 2006. Disponível em: <http://www.kirj.ee/oilshale/vol_20_3.html.> Acesso em: out. 2006.

ANP. **Evolução dos preços de GLP (R$ / botijão de 13 kg. Junho de 2009 .** Disponivel em <http://www.anp.gov.br>. Pagina acessada em 10.11. 2009.

ASSUNÇÃO, H.K**. Parque industrial do xisto**: estratégia de desenvolvimento local para São Mateus do Sul-PR**.** Florianópolis, 2004. 150p**.** Dissertação (Mestrado em Geografia) - Departamento de Geociências do Centro de Filosofia e Ciências Humanas da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2004.

BAHORICH, M. End of oil? No, it's a new day dawning. **Oil & Gas Journal***;* v. 104, n. 31. Aug., 2006. p30-34. Disponível em: < http://www.ogj.com >Acesso em: Nov. 2007

BARTIS, J.T.; et al. Oil shale development in the United States. Prospects and policy issues**.** Santa Monica: RAND Corporation 2005. p 90. Disponível em: < http://.www.rand.org >. Acesso em: Fev. 2006.

BARROS, RP; RAMOS, L.R.A. Um modelo de crescimento para a indústria de xisto. Rio de Janeiro: IPEA, 1982. p57. Documento preliminar do grupo de energia; n. 4. Texto para discussão.

BAUDSON, A. J. G.S. **Aplicativos para avaliação economica de jazidas minera**is. Ouro Preto, 2008, 145p.Disertação (Mestrado em Enegenharia Mineral) - Departamento de Enegenharia de Minas da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto. Ouro Preto, 2008.

BENCHERIFA, M. et al. Timahadit : Oil shale deposit evaluation . In: OIL SHALE SYMPOSIUM, 28., , 2008, Colorado. **Proceedings**. Colorado, 2008.

BERNESTEIN, Peter L. **Desafio aos deuses:** a fascinante história do risco**.** Rio de Janeiro: Campus. 1997. p390.

BIGLARBIGI, K.; MOHAN H. Oil Shale Development Economics. In: Oil Shale Symposium, 27., 2007, Colorado. **Proceedings.** 2007.

BORDIERI,C.A. **Um método quantitativo para estimativa da volatilidade de projetos de produção de petróleo.** Campinas, 2004. 170p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Curso de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo Da Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004

BRASIL - LEI nº 5172 de 25 de outubro de 1966, Código Tributário Nacional (CTN), Disponível em <http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/CodTributNaci/ctn.htm > . Pagina acessada em 10.11 2009.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy June 2009.** Disponivel em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf>.Acesso em: 19 jun. 2009.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO **. Fontes Energéticas Brasileiras inventário/Tecnologia: XISTO**. c**aracterização e potencial**. Rio de Janeiro: BRASCEP Engenharia , 1987a.. v.1.

_____. Fontes Energéticas Brasileiras inventário/Tecnologia: XISTO. tecnologias. Rio de Janeiro: BRASCEP Engenharia , 1987b. v.2.

_____. Fontes Energéticas Brasileiras inventário/Tecnologia: XISTO.: planejamento. Rio de Janeiro: BRASCEP Engenharia, 1987c. v.3.

_____. Fontes Energéticas Brasileiras inventário/Tecnologia: XISTO. Resumo. Rio de Janeiro: BRASCEP Engenharia , 1987d. v.4.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Balanço energético 2007:** ano base 2006**.** Disponível em:<htpp;// www.copel,com>Acesso em: 15.set. 2009.

COUP J.R. **Process Engineering Economics**. New York: Marcel D Ekke Irnc, 2003. p421.

CORREA NETO, Jocildo Figueiredo; MOURA, Heber José de; FORTE, Sérgio H. C. Arruda. *Modelo Prático de Previsão de Fluxo de Caixa Operacional para (..).* Read, Revista Eletrônica de Administração, Porto Alegre, PPGA-UFGRS. Edição 27, nº3, v.8, Julho/2002. Disponível em: http://www.read.adm.ufgrs.br. Acesso em Fevereiro de 2009.

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos**: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999. p 624.

DEARDEN, G. **Oil Shale: Will it always be the energy source of the future?** University of Alberta School Business. Disponível em: http://www.business.ualberta.ca . Acesso em: 20 jun. 2008.

DUNCAN, D. C.; SWANSON, V. E . **Organic-rich Shale of the United States and World Land Areas.** Washington, 1965. Geological Survey Circular 523

DYNI, J. R. Geology and resources of some world oil-shale deposits. **Oil Shale Journal**, v. 20, n. 3, p193-252, 2003. Disponível em:< http://www.kirj.ee/oilshale/vol_20_3.html.> Acesso em: out. 2006.

_____.**Geology and resources of some world oil-shale deposits**. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294, Denver, CO, USA, 2005. p42. Disponível em <http://www.usgs.gov/sir/2006/5294.> Acesso em set. 2006.

EUROPEAN ACADEMIC SCIENCE ADVISORCOUNCIL. A study on the EU oil shale industry - viewed in the light of the Estonian experience. European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy (ITRE). Coordenador: Camilla Bursi. Study (IP/A/ITRE/FWC/2005-60/SC4). Brussel, Belgium, 2007. p65.

EUROPEAN PARLIAMENT'S COMMITTEE ON INDUSTRY, RESEARCH AND ENERGY **A study on the EU oil shale industry**: viewed in the light of the Estonian experience. European Brussel: ITRE, 2005. p.53. (Study; IP/A/ITRE/FWC/2005-60/SC4)

EVANS, J, R.; OLSON, D. L.. **Introduction to Simulation and Risk Analysis**. New Jersey:Prentice Hall, 1998. p278.

EXXONMOBIL. ExxonMobil's Energy Outlook: A View 2030. Disponível em <htpp://www.exxonmobil.com>. Acesso em: Abr. 2007.

FORSBERG C.W. Nuclear energy proposed for productionof shale oil. **Oil & Gas Journal, .** v. 104, n.26; p.18-20, 2006.

FEDERAL INSTITUTE FOR GEOSCIENCES AND NATURAL RESOURCES**. Annual Report**: reserves, resources and availability of energy resources. Hannover, 2005. Revised edition updated: 21.02.2007 p82. Disponivel em: <http://www.bgr.bund.de >Acesso em: Nov. 2007.

FOSFERTIL Comentários sobre os Resultados da Fosfértil nos 9 primeiros meses de 2009. DISPONÍVEL EM: www.**fosfertil**.com.br/www/mda/modulos/.../Release_3Tri.pdf. Página acessqada em novembro de 2009.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER, J. E.; LAMB, R. **Decisões de investimentos da empresa**. São Paulo: Atlas, 1999. p295.

GAVRILOVA, O. **Life Cycle Analysis of the Estonian Oil Shale Industry**. Tallinn: Tallin University of Technology, 2005. p145.

GAZETA DO POVO. Agricultores querem 5% sobre o xisto. Curitiba, 24 jan. 2001.

HIJAZIN, M. Oil shale investment policy & strategy.In: INTERNATIONAL OIL SHALE SYMPOSIUM, 2009. Tallinn. **Proceedings**. Tallinn: Tallinn University of Technology: , 2009. Disponível em: <http://www.oilshalesymposium.com>.Acesso em: jul. 2009.

HIRSCH, R. l.; BEZDEK R.; WENDLING R. **Peaking of world oil production**: impacts, mitigation, & risk management. Washington: DOE ,2005. p.91. Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/publications/others/pdf/oil_peaking_netl.pdf.> Acesso em: 15.mar.2007.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. São Paulo: Atlas, 1992.p.520.

HOOK, C.O. & RUSSELL, P.L. World oil shale deposits. **Mining Engineering**. v. 34, n. 1,. p37-41, 1982.

HOYOS, Carola.The new seven sisters: oil and gás gigant . FINANCIAL TIMES. 11 mar. 2007. Disponível em: <http://www.ft.com/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html. Acesso em 15 jul. 2008

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key World Energy Statistics, Paris, 2003. p82. Disponível em:< http://www.iea.org.>. Acesso em: 10.ago. 2006.

_____.Annual Energy Outlook 2006 With Projections to 2030. Energy Information Administration; Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. Washington, 2006. p 236. Disponível em: <http:// www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>, Acesso em: dez. 2006.

_____.World Energy Outlook 2006. Paris, 2006. p601. Disponível em: <http://www.worldenergyoutlook.org/2006.asp >.Acesso em: 01.jun.2007.

INSTITUTE FOR MINING-TIDINGS. **Development of Measures to Minimize Adverse Ecological Effects Generated by Abandoned Mines in Developing Countries**. Aachen: Federal Institution for Geosciences and Raw Materials. 2001 p 160.

JABER J.O, et.al. Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan. Jordan **Journal of Mechanical and Industrial Engineering, v.** 2, n. 1, p31-44,Mar. 2008

JIANG, X.M.; et.al. New technology for the comprehensive utilization of Chinese oil shale resources. **Energy**, v.32,n.5, p.772-777, May, 2007. Disponível em <http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6V2S-4K6CPKD-1&_user=5674931&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&_docanchor=&view=c&_searchStrId=1154987729&_rerunOrigin=google&_acct=C000049650&_version=1&_urlVersion=0&_userid=5674931&md5=e0044e6d469971e9ab2fca0b897c0bc9>Acesso em: 23 jul. 2007.

LI .M. Chinese oil shale business is still going. In: INTERNATIONAL OIL SHALE SYMPOSIUM, 2009. Tallinn. **Proceedings**. Tallinn: Tallinn University of Technology, 2009 .Disponível em: <http://www.oilshalesymposium.com.>Acesso em: jul. 2009.

MARGUERON, M. V. L. **Processo de tomada de decisão sob incerteza em investimentos internacionais na exploração & produção de petróleo: uma abordagem multicritério.** Rio de Janeiro, 2003. 180f. Dissertação (Mestrado em ciências em planejamento Energético) Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.

MARGULIS, S; BARROS, RP. **Uma avaliação dos impactos ambientais e sócio-economicos locais, decorrentes da industrialização do xisto**. Rio de Janeiro: IPEA, 1981. p.30. Documento preliminar do grupo de energia; n.1

MALERBA, E.P.M. **Desenvolvimento e aplicação de uma ferramenta computacional de apoio á decisão em análise de investimentos sob condições de risco:** uma automação do método de Monte Carlo. 2003. 157f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção).Universidade Federal de Itajubá. Itajubá,2003.

MERROW, Edward W., **An Analysis of Cost Improvement in Chemical Process Technologies**. Santa Monica: RAND Corporation,., California, 1989. p72. R-3357-DOE

METROPOLIS, N. The beginning of the Monte Carlo method. **Los Alamos Science Special Issue**, Los Alamos, n. 15, p. 125-130, 1987.

MIMRAN, Y. Using Of Oil Shale In Israel As Alternative Source For Energy. In: INTERNATIONAL OIL SHALE SYMPOSIUM, 2009. Tallinn. **Proceedings**. Tallinn: Tallinn University of Technology, 2009. Disponível em: <http://www.oilshalesymposium.com> Acesso em: jul. 2009.

MINEROPAR- Minerais do Paraná S.A. **A Compensação Financeira pela Exploração Mineral no Paraná - 2004 a 2007.** Curitiba, 2008. p9. Disponível em <http://www.pr.gov.br/mineropar/publicacoes> . Pagina acessada em 15.07 2009.

MORAIS, C.M.P. **Reciclagem de pneus - viabilidade de aplicação de alternativas para utilização de pneus usados em grande escala.** São Paulo, SP, 2002. 110f. Dissertação (Mestrado em Saúde Pública) Faculdade de Saúde Pública da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

MOTTA, R.R.; GALÔBA, G.M., **Análise de Investimentos**. São Paulo: Atlas, 2009, p 391.

MUN,J**. Modelin Risk**: applayng Monte Carlo simulation, real opitions analyis, forecasting, and optimization techniques. New Jersey :John Wiley & Sons , 2006. p.606.

OENNING, R. **Implementação de um Sistema Integrado para Cadastro dos Dados e Automatização dos Balanços de Massa e Energia dos Testes Realizados em uma Unidade Multipropósito de FCC.** 2005. 67f.. Monografia Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

PALISADE CO. **Guide to Using@RISK Risk Analysis and Simulation Add-In for Microsoft® Excel Version 5.0**. Ithaca, NY USA, 2008 p.655

PANOCHIA, P.J.V. **Análise de risco de projetos privados:** estudo dos métodos existentes e aplicação**.** 2008. 49f. Trabalho de Conclusão do Curso (Matemática Aplicada a Negócios) - Faculdade e Filosofia Ciências e Letras de Ribeirão Preto da Universidade de São Paulo. Ribeirão Preto, 2008.

PESSOA, G.A. **Avaliação de projetos de mineração utilizando a teoria das opções reais em tempo discreto :** um estudo de caso em mineração de ferro**.** 2006. 177f. Dissertação (Mestrado em Gestão Empresarial) Fundação Getulio Vargas – EBAPE – Rio de Janeiro, 2006.

PETROBRAS. **.Xisto**: principais resultados da escalada e perspectivas futuras. In: SIMPÓSIO SOBRE APROVEITAMENTO DE XISTO. São Paulo: Secretaria da Indústria e Comercio de Ciência e Tecnologia do Estado de São Paulo. São Paulo 1981 p. 64-111. Publicação ACIESP n. 29.

_____. **A industrialização do Xisto**. Rio de Janeiro: Serviço de Comunicação Social, 1982. p 80. Cadernos Petrobrás,n.6

_____. **Apresentação Institucional da Petrosix**. São Paulo: IEE/USP , 2005. Palestra proferida pelo Eng. José Manuel Vilar Gulin - Gerente-Geral da Unidade de Industrialização do Xisto de São Mateus do Sul .

_____.**Plano de Negócios 2006-2010.** Palestra proferida por José Sergio Gabrielli de Azevedo – Presidente. Em 23.08.2005. Disponível em: <http:// www2.petrobras.com.br.> Acesso em: 20 out. 2009.

_____.**Plano de Negócios 2007-2011**. Palestra proferida por José Sergio Gabrielli de Azevedo – Presidente. Em 05.07.2006. Disponível em:<http:// www2.petrobras.com.br> Acesso em: 20 out. .2009.

_____.**Plano de Negócios 2008-2012**. Palestra proferida por José Sergio Gabrielli de Azevedo – Presidente. Em 14.08.2007. Disponível em: <http:// www.2.petrobras.com.br.> Acesso em 20 out. 2009.

_____.**Unidade de negócio da industrialização do xisto**. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/minisite/refinarias/petrosix/portugues/oxisto/index.asp>. Acesso em: 22 out. 2007.

_____.**Analise financeira e demonstrações contábeis**: 2008. Disponível em: http://www.2.petrobras.com.br. Acesso em: 20 out. 2009

_____ **Produtos e serbiçõs: composição de preços – GLP.** Disponível em : http://www2.petrobras.com.br/produtos_servicos/port/Composicao/Preco_GLP.asp. Página acessada em novembro de 2009.

PINTO, M.M., **Métodos de análise de viabilidade econômica de projetos de investimentos e sua utilização em empresas fabricantes de balas do Estado do Rio Grande do Sul**. 2005, 153f.. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) - Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis do Centro de Ciências Sociais Aplicadas da Universidade Regional de Blumenau. Santa Catarina, 2005

QIAN, J. Recent oil shale activities in china. **Oil Shale Journal,** v.27, n.4; p467-488, 2008.

RAMOS, L; BARROS R. P**. Recursos nacionais de xistos oleígenos**: um levantamento com vistas ao planejamento estratégico do setor. Rio de Janeiro: IPEA, 1981. p76. Documento preliminar do grupo de energia; n°2, Texto para discussão. IPEA

RAMOS, L.R.A.; BARROS R. P. **Xistos oleígenos**: natureza, formas de aproveitamento e principais produtos. Rio de Janeiro: IPEA, 1983a. p57. Documento preliminar do grupo de energia; n. 12, Texto para discussão. IPEA

_____**Usina industrial de xisto**. Rio de Janeiro: IPEA, 1983b. p87. Documento preliminar do grupo de energia; n. 12. Texto para discussão. IPEA.

ROGNER, H. H. Energy Resources. In: **World energy assessment**: energy and the challenge of sustainability.London: WEC/UNDP, 2000. cap. 5, p 134-171.
ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D. **Princípios de Administração Financeira**, 2 ed. São Paulo: Atlas, 2000. 523p.

RUSSEL, P. L. **Oil Shales of the World, Their Origin, Occurrence, and Exploitation**. New York, Pergamon, 1990. p.753.

SANTOS J.A.M., **Estudo da influência da estratégia de produção em análise de risco aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo**. Campinas, 2002. 140f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Campinas, 2002.

SHERRIT, R.; et all. Time and cost to comercialize a oil shale surface retort tecnology. In: OIL SHALE SYMPOSIUM, 27., 2007, Colorado. **Proceedings**., 2007.

SILVA1, R. M.; BELDERRAIN, M. C. N., Considerações sobre análise de sensibilidade em análise de decisão. In: ENCONTRO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA E PÓS-GRADUAÇÃO DO ITA, 10., 2004, São José dos Campos. **Anais**., 2004. Disponível em: <http://www.bibl.ita.br\xicita\artigos\63.pdf >. Acesso em: dez., 2007.

SOUZA, A.P.,**Metodos de avaliação econômica de projetos de explotação mineral**.. Campinas, 1994. 218f.. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Insttituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1994. Disponível em: <http://www.bibl.ita.br\xicita\artigos\63.pdf> . Acesso em: dez. 2007.

SOUZA, M. C. M. de **Quantificação das Incertezas na Avaliação de Projetos**: o Modelo Utilizado na Agência de Fomento do Estado da Bahia. Florianópolis, 2004. 153f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004. Disponívelem em: <http://www.gerenciamento.ufba.br> Acesso em: dez. 2007.

SUSLICK, S.B., 2001. **Regulação em petróleo e gás natural**, Campina, SP, Ed. Komedi.

TONEL, G. **Processamento de xisto**. Santa Maria, 2004. 33f. . Monografia (Trabalho de conclusão da Disciplina de Processos Químicos Industriais) -. Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2004 Disponível em: <http://br.geocities.com/giovanitonel/chemical_eng_files/process_xisto.htm>. Acesso em: 10.set. 2008.

United States Government. RAND.Oil Shale Development in the United States Prospects and Policy Issues. RAND Corporation, for the National Energy Technology Laboratory of the U.S. Department of Energy. Coordinate by Bartis, J.T. et al. USA. 2005. p90.

_____. Strategic Significance of America's Oil Shale Resource Volume I Assessment of Strategic Issues. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. Washington, USA, 2004a. p 57. Disponível em: <http://www.iepm.com/Strat._Significance-Vol._I.pdf> .Acesso em: maio 2005.

_____ Strategic Significance of America's Oil Shale Resource Volume II Assessment of Strategic Issues**.** Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. Washington, USA, march 2004b. p 45. Disponível em: <http://www.iepm.com/Strat._Significance-Vol._II.pdf**.>** **A**cesso em: maio 2005.

_____. America's Oil Shale A Roadmap for Federal Decision Making-Sustainable Development of the Oil Shale Resources of the United States. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. Washington, USA, December 2004.p42. Disponível em: <http://www.fossil.energy.gov/programs/reserves/npr/publications/oil_shale_roadmap.pdf> Acesso em: may 2005.

_____.National Strategic Unconventional Resource Model: A Decision Suporte System. Offie of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves. US Departamento Energy. Washington, USA, April 2006 .p.96. Disponível em: <http://www.fossil.energy.gov.> Acesso em: jun. 2006.

_____TASK FORCE ON STRATEGIC UNCONVENTIONAL FUELS: **America's strategic unconventional Fuels:** resource and technology profiles. 2007a. Washington, D.C. p 104. v.1

_____TASK FORCE ON STRATEGIC UNCONVENTIONAL FUELS: **America's strategic unconventional fuels**: resource and technology profiles. 2007b. Washington, D.C. p 159. .v.3

_____Annual Energy Outlook 2006 With Projections To 2030**.** DOE/EIA-0383(2006). U.S. Department of Energy - Energy Information Administration (EIA), Office of Integrated Analysis and Forecasting. Washington, DC., 2006.p236. Disponível em: http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html

_____ International Energy Outlook 2009. DOE/EIA-0484(2009). U.S. Department of Energy - Energy Information Administration (EIA), Office of Integrated Analysis and Forecasting. Washington, DC., 2009.p284. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html> Pagina acessada em outubro de 2009.

_____ International Energy Outlook 2010. Report #:DOE/EIA-0383(2010) Early ReleaseU.S. Department of Energy - Energy Information Administration (EIA), Office of Integrated Analysis and Forecasting. Washington, DC., 2010.No prelo, publicação prevista para março de 2010..

UNITE STATE BUREAU OF MINES. **An Assessment of Oil Shale Technologies**. Washington: Library of Congress, 1980. p.517**.**

VERGARA, S. C., **Projetos e Relatórios de Pesquisa em Administração**. São Paulo: Atlas, 1997. p. 288.

YOUNGQUIST, W. **Shale oil**: the elusive energy. October 1998. Hubbert Center Newsletter n. 98/4.Disponível em: <http://hubbert.mines.edu> Acesso em: 20 nov.2006.

WORLD ENERGY COUCIL. **Oil shale Survey of Energy Resources.** London : WEC, 2004. Chap.3, p 73-91.Disponível em: <http://www.worldenergy.org/wegeis/global/downloads/ser04/SER_Shale_04.pdf> Acesso em fev. 2007.

APÊNDICE A – TECNOLOGIA PETROSIX

A.1. Introdução

A extração do óleo da rocha de xisto para produção de combustíveis pode ser feita por processo *in situ* ou de superfície. O processo de superfície envolve quatro grandes blocos de processamento, a mineração e tratamento do minério, a retortagem para a extração do querogênio (óleo) e o processamento do querogênio para a produção dos produtos[79] e subprodutos. No caso do processo *in situ*, dependendo da tecnologia utilizada, a etapa de mineração é minimizada ou eliminada, uma vez que a extração do óleo é feita no local onde está a camada xistosa. Após a extração do óleo da rocha, o óleo é enviado diretamente à unidade industrial, onde é processado para a produção de combustíveis líquidos e gasosos, que são os produtos principais, e também dos subprodutos como enxofre, amônia etc.

Além das etapas principais, tanto no processo *in situ* como no de superfície há etapas para recuperação das áreas degradadas e destinação de rejeitos. As Figuras A.1 e A.2 ilustram os processos de superfície e *in situ* e explicita suas diferenças.

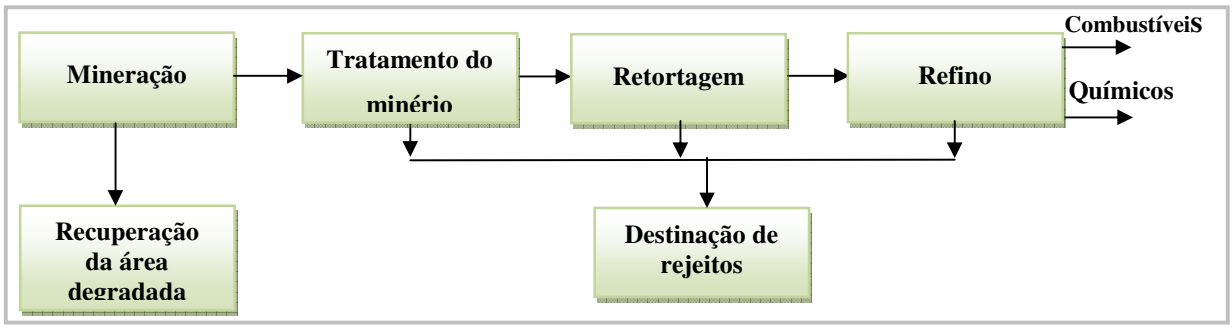


Figura A.1- Diagrama de blocos mostrando as principais atividades do processo de superfície
Fonte: elaboração própria

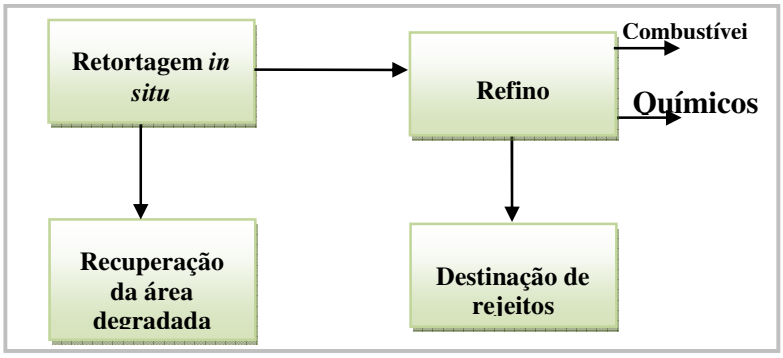


Figura A.2 - Diagrama de blocos mostrando as principais atividades do processo *in situ*
Fonte: elaboração própria

[79] São denominados de produtos os combustíveis e naftas produzidos do processamento do óleo.

Neste Apêndice é descrita de forma detalhada apenas a tecnologia desenvolvida pela Petrobras, a qual envolve os processo de mineração, tratamento do minério, retortagem e refino[80]. Tal decisão deveu-se ao fato da necessidade de detalhar o processo para a definição dos custos de capital e operacionais, identificação dos principais aspectos ambientais etc.

A.2. Processo Petrosix®

A tecnologia desenvolvida pela Petrobras prima pela simplicidade do processo que é composto pelas etapas de mineração, tratamento do minério e processamento industrial da rocha para produção de combustíveis.

No Brasil a exploração do xisto é feita por mineração a céu aberto e o método empregado é o do tipo *stripping mining* (mineração em tiras), adequado para jazidas de pequenas profundidades, como o caso da Formação Irati, cuja profundidade máxima da camada inferior pode atingir até 50 metros.

De modo a facilitar a escavação, primeiramente as camadas de xisto intermediária e capeamento são desmontadas por explosivos. Uma *dragline* com capacidade em torno de 85 m^3 faz a remoção do material estéril, liberando as camadas xistosas para o desmonte e escavação. Como usual na mineração pelo método de lavra em tiras, o material estéril retirado de uma tira é depositado em forma de pilhas na área contígua, anteriormente lavrada.

A escavação e carregamento do xisto das camadas inferior e superior são feitos por escavadeiras e o seu transporte, da mina até a área de tratamento do minério, é feito por caminhões do tipo "fora-de-estrada".

A recuperação do relevo da área já minerada é feita utilizando o material estéril retirado da tira que está sendo lavrada juntamente com os rejeitos da unidade de tratamento do minério e do xisto retortado. A Figura A.3 ilustra o método de mineração a céu aberto utilizado pela Petrobras para lavra do xisto na jazida de São Mateus do Sul.

[80] Parte das informações descritas foi levantada durante visita da autora à planta da Petrosix em São Mateus do Sul (PR) em junho de 2005.

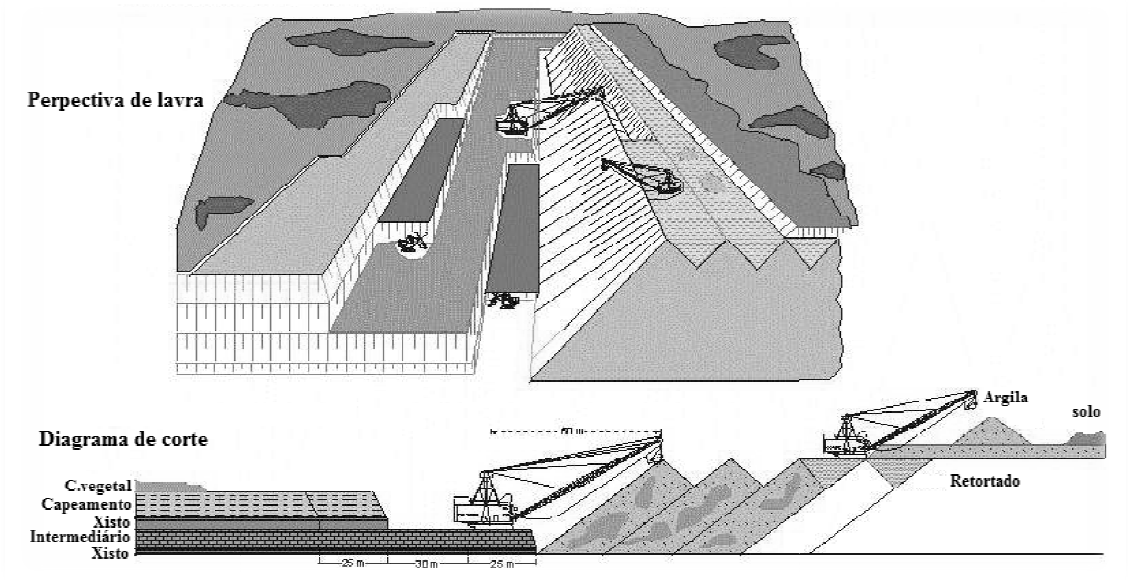


Figura A.3 - Esquema de lavra a céu aberto pelo métodos de tiras utilizado para extração do xisto na região de São Mateus do Sul

Fonte: (Petrobras 2005)

A unidade de tratamento de minério apresentada na Figura A.4 envolve etapas de britagem e peneiramento, cujo objetivo é reduzir o tamanho do minério de xisto para dimensões entre 85 mm e 11 mm, que alimentará o processo de retortagem onde será extraído o óleo impregnado na rocha.

A britagem e o peneiramento ocorrem em três estágios e o produto final é enviado para duas pilhas de homogeneização e estocagem. O tratamento do minério de xisto é feito de modo que a operação da unidade seja capaz de manter duas pilhas de minério tratado, uma delas para estocagem e a outra para a pilha "retomadora" de minério que alimenta as retortas.

A unidade para o tratamento de minério tem capacidade nominal para tratar 1050 t/h (base úmida). Destas, 880 t/h constituem a fração de xisto que alimentará as retortas e 170 t/h a fração fina rejeitada.

A Figura A.5 apresenta detalhes da unidade de pré-tratamento do xisto antes deste ser enviado à retorta

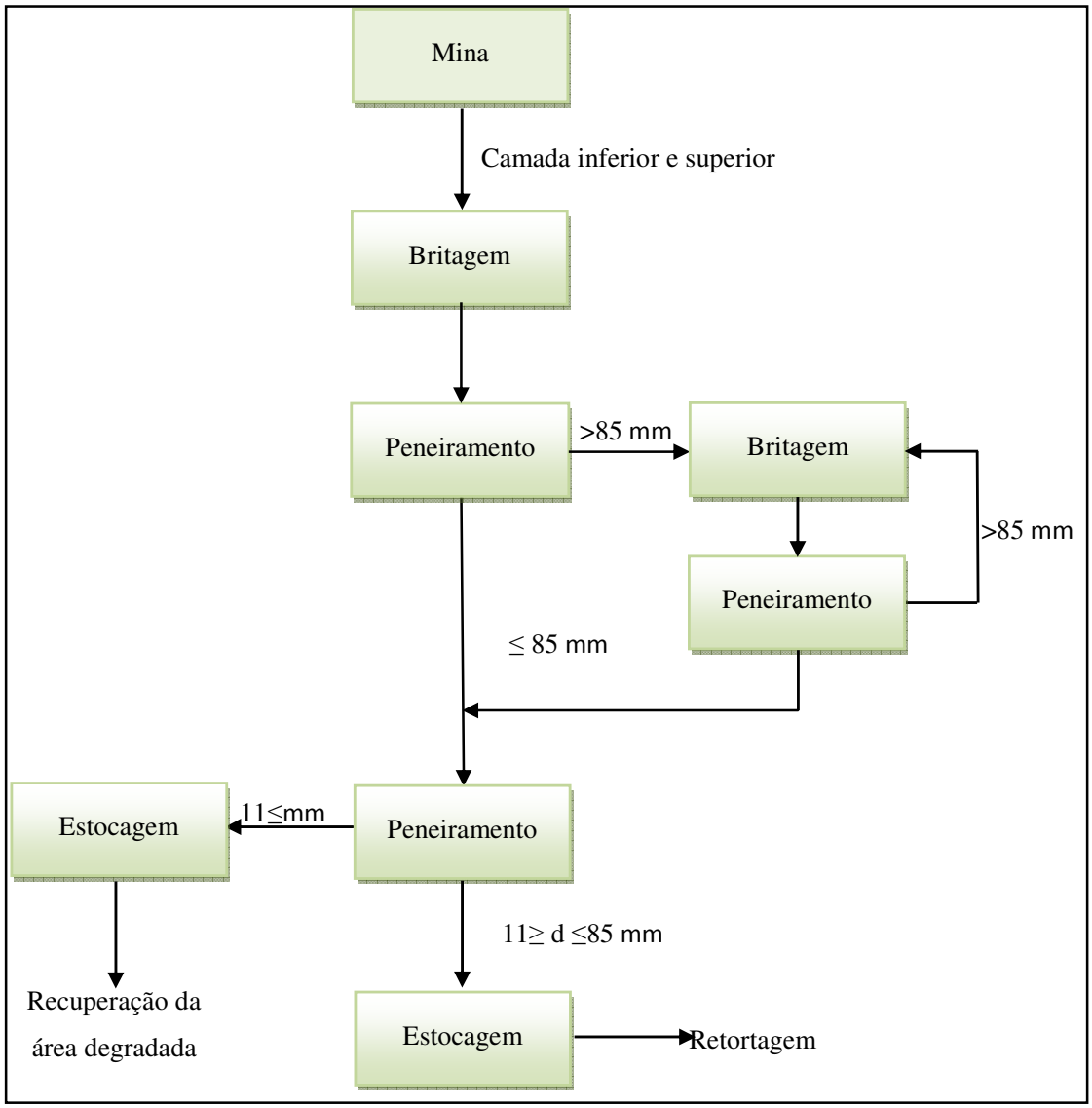


Figura A4 - Diagrama de blocos da unidade de tratamento de minério de xisto da Petrosix

Fonte: Elaboração própria

Quanto ao processo de retortagem, o processo Petrosix é extremamente simples e permite, hoje, a extração do óleo e gás com eficiência térmica global da ordem de 50% (TONEL, 2004).

Para tanto, o xisto com dimensões entre 85 e 11 milímetros é alimentado de forma contínua e distribuído no topo da retorta, adicionalmente pode ser alimentado ao processo até 5% da carga de xisto de pneu inservível picado, que, para cada tonelada de pneu alimentada, produz 520 kg de óleo, 24 kg de água, 36 kg de gás, 296 kg de negro de fumo, 4 kg de enxofre e 120 kg

de arame. A Figura A.6 mostra pilha de pneu picado aguardando para entrar no sistema de alimentação da retorta.

FiguraA.5 - Descarga de xisto previamente à alimentação da retorta

Fonte :MORAIS (202)

FiguraA.6 – Detalhe da pilha de pneu inservível, pronto para alimentação na retorta

Fonte: (MORAIS, 2002

A carga alimentada, com ou sem pneu, escoa ao longo do corpo da retorta exclusivamente pela ação da gravidade. No percurso percorrido pelo xisto, no interior da retorta, podem ser identificadas regiões onde ocorrem a sua secagem, aquecimento, pirólise e o seu resfriamento, sendo a zona de secagem a mais próxima ao topo e a de resfriamento a mais próxima base. Na zona de pirólise ou retortagem[81] ocorre a decomposição do material orgânico pela ação da temperatura, cujo calor necessário é introduzido por uma corrente gasosa quente (reciclo quente), que é introduzida na região mediana da retorta. Os gases do reciclo quente se misturam a outra corrente gasosa, mais fria, introduzida na base da retorta (reciclo frio).

Na zona de secagem e aquecimento, o fato de o processo ser contracorrente faz com que a corrente de gás quente ascendente troque calor com o xisto, resultando na condensação dos vapores de óleo na forma de gotículas similares a um *mist*, das quais, parte é capturada nos ciclones e parte no precipitador eletrostático.

A corrente gasosa efluente do precipitador eletrostático é denominada de gás de processo que contém vapor d'água, hidrocarbonetos leves (nafta), gás sulfídrico, hidrogênio e outros gases. Após a saída do precipitador eletrostático, esta corrente é enviada para um compressor cuja descarga é dividida em três correntes. Dessas três correntes, uma retorna para a retorta, onde é injetada na sua base, outra é aquecida em uma fornalha e é injetada na região de pirólise, a terceira corrente é enviada para tratamento, cuja finalidade principal é a de separar água do gás e recuperar hidrocarbonetos e o enxofre. A Figura A.7 mostra um diagrama do processo Petrosix®, ilustrando as principais correntes envolvidas no processo.

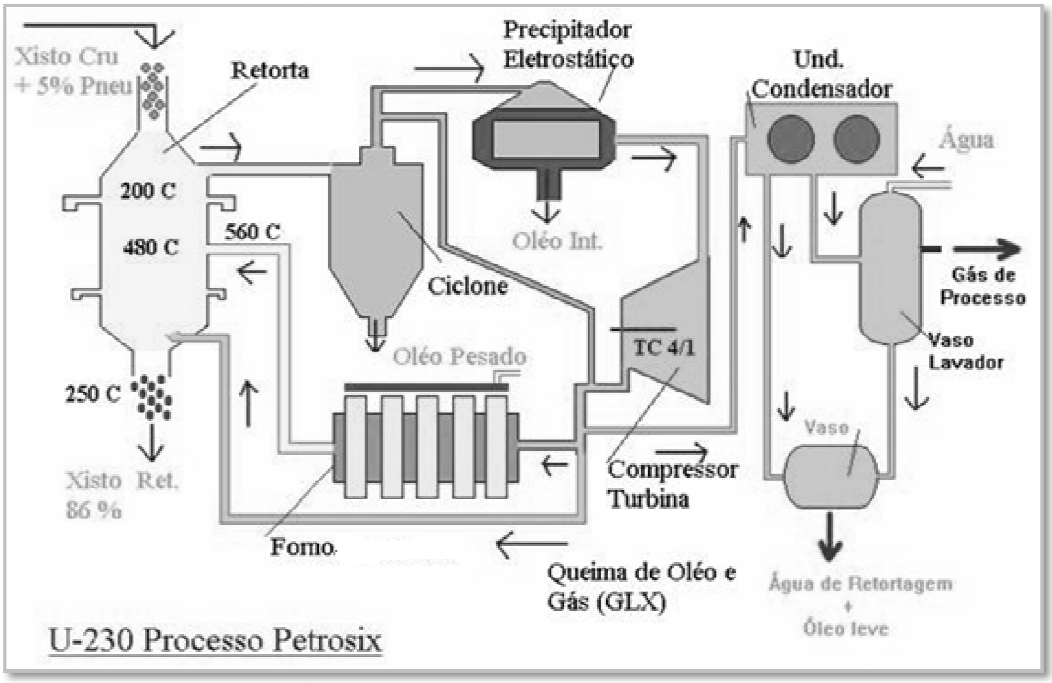
O óleo produzido a partir da retortagem apresenta forte tendência a formação de gomas por possuir em sua composição quantidades consideráveis de compostos aromáticos, olefinas, diolefinas, nitrogenados e oxigenados, fato que acarreta a necessidade da hidrogenação das moléculas de modo a garantir a estabilidade química do óleo produzido até que o mesmo seja refinado. O processo de hidrogenação do óleo é feito em condições de pressão e temperatura controladas e em presença de hidrogênio. Além de dar estabilidade às moléculas, o hidrotratamento também elimina elementos indesejáveis. Normalmente o hidrotratamento ocorre

[81] O processo de retortagem consiste no aquecimento da rocha a temperatura em torno de 500°C e ausência de oxigênio. Nestas condições o material orgânico (betume e querogênio) presente na rocha se decompõe pela ação do calor. Nessas condições, grande parte do material orgânico decomposto se vaporiza e a outra parte permanece impregnada na rocha (carbono residual).

em duas etapas, sendo a primeira para saturar as moléculas e a segunda para remover elementos indesejáveis.

Quanto ao gás de processo, parte dos hidrocarbonetos e da água existente é recuperada por meio de processos de condensação e de decantação. Dessa parte do processo é obtida uma corrente de nafta, outra de nafta mais água e, ainda, uma terceira corrente que contém hidrocarbonetos leves e enxofre. Desta terceira corrente, os hidrocarbonetos são recuperados da corrente gasosa na forma de nafta, gás de xisto e GLP. Para tanto são utilizados processos de compressão, resfriamento e absorção. O enxofre é recuperado pelo processo Clauss.

A Figura A.8 e A.9 ilustram o processo de hidrogenação do óleo produzido e o processo de tratamento da corrente gasosa, cujos produtos são GLP, gás de xisto, nafta e enxofre.[82]



FiguraA.7 - Diagrama ilustrativo do processo Petrosix®, destacando os principais fluxos de óleo e gás de processo

Fonte: (TONEL, 2004)

[82] A unidade instalada em São Mateus do Sul , devido as caracteristicas do xisto, não possui unidade de hidrogênação

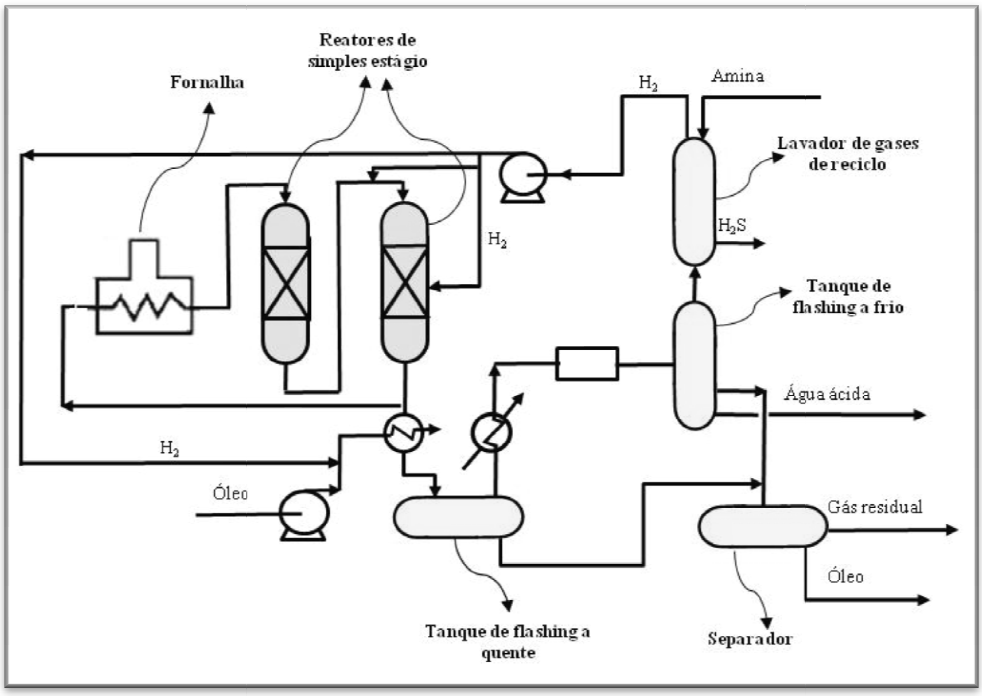


Figura A8 - Processo de hidrogenação do óleo produzido a partir da retortagem do xisto

Fonte: elaboração própria

O balanço energético atual do processo Petrosix aponta um rendimento energético de 65%, ou seja, do total de energia presente no xisto, 65% é disponibilizado na forma de produtos enegéticos, os 35% são cnsumidos no processo produtivo (TONEL, 2004).

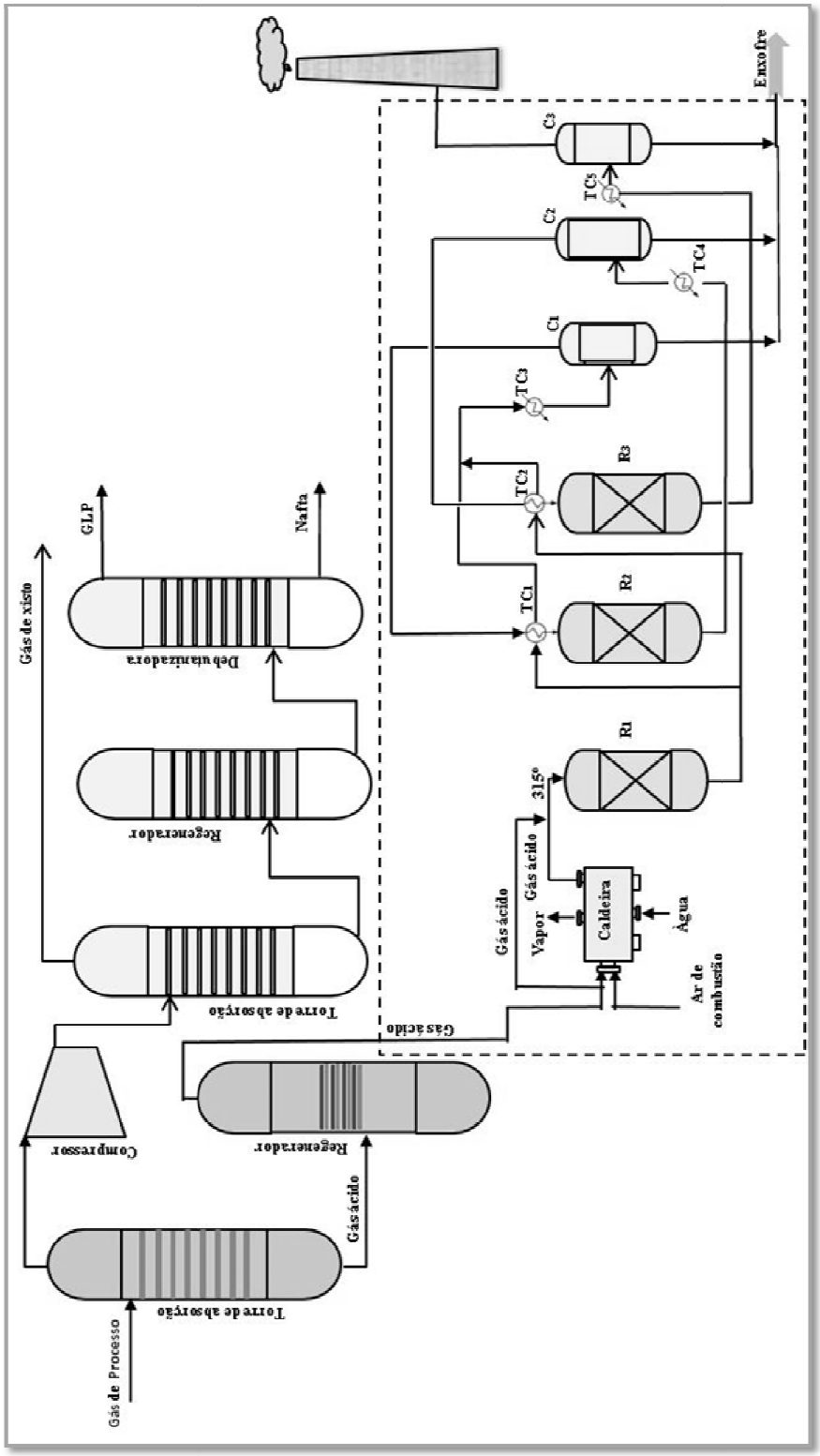
Estudos de viabilidade técnica e econômica apontam que a utilização do xisto retortado em caldeiras de leito fluidizado auxiliará a melhorar o balanço energético do processo e a valorar o xisto retortado, uma vez que, depois de utilizado o resíduo de óleo presente no xisto retortado para produção de vapor, as cinzas do processo podem ser utilizadas para produção de cimento portland.

Atualmente, do óleo combustível produzido, parte é utilizada na planta, parte é vendida diretamente para as indústrias e parte é enviada à Refinaria de Araucária (REPAR). A nafta produzida é processada na REPAR, enquanto o gás de xisto, o GLP e o enxofre são comercializados diretamente para terceiros.

Além dos produtos principais citados acima, a Petrosix comercializa produtos resultantes da valorização dos rejeitos do processo, tais como:

1. Agente antipó é utilizado para aplicação em vias não pavimentadas com o objetivo de eliminar a poeira e a lama proveniente das estradas, ruas urbanas, pátios de indústrias, fazendas etc.
2. Sela trincas emulsão de óleo de xisto, que preenche e impermeabiliza os vazios das trincas, dificultando a infiltração da água para o interior da pavimentação.
3. Agente rejuvenescedor de asfalto derivado do óleo de xisto, cuja função é regenerar integralmente o asfalto envelhecido e oxidado resaurando as características do asfalto.

A Figura A.10 apresenta uma foto aérea da Petrosix em São Mateus do Sul, a Figura A.1I ilustra a planta industrial da Petrosix em São Mateus do Sul, e a Figura A.12 ilustra a área de mineração



FiguraA.9 - Diagrama simplificado do processo de tratmento do gas de processo
Fonte: elaboração própria

1- Entrada da Petrosix; **2-** Área Industrial; **3-** Unidades de Pesquisa; **4-** Lago Sul – Área Reabilitada pós-mineração; **5-** Mina Escavada (~10 km da área industrial);

FiguraA.10 - Vista aérea da Petrosix em São Mateus do sul

Fonte: (OENNING, 2005)

Figura A.11 – Unidade industrial da Petrosix em São Mateus do Sul

Fonte: (OENNING, 2005)

Figura A12 – Vista da área de mineração em São Mateus do Sul

Fonte: (OENNING, 2005)

APÊNDICE B – TÉCNICAS DETERMINÍSTICAS PARA AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS

B.1. Abordagem determinística para avaliação de projetos

De forma determinística a viabilidade financeira de um projeto é determinada em função da sua capacidade de gerar rendas futuras, ou seja, após um determinado período o fluxo de caixa do projeto, obrigatoriamente, tem de ter um valor positivo, condição necessária para a execução do projeto. Entre as técnicas utilizadas para a avaliação determinística destacam-se o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR). Em algumas situações é importante para o investidor ter uma idéia de quando o valor do investimento será recuperado, para tanto o investidor pode se valer da técnica de *pay back*.

Salienta-se que as estimativas feitas por técnicas determinísticas têm maior chance de apresentar problemas quanto mais longa é a vida útil do projeto, uma vez que mais difícil é se prever com segurança o futuro distante.

Segundo Ehrlich [83] (1983, apud Malerba 2003 p.15), em geral as técnicas determinísticas assumem que todos os custos envolvidos são afetados de forma idêntica pela inflação e não consideram variáveis de mercado, políticas etc.

Apresentamos, a seguir, uma relação dos principais métodos tradicionais de análise de projetos de investimentos sem riscos, destacando sua definição, principais vantagens e desvantagens.

B.2 .Valor presente líquido (VPL)

A técnica do valor presente líquido tem a finalidade de valorar os impactos dos eventos futuros associados ao projeto durante a sua vida útil, ou seja, o VPL considera o valor do investimento, medindo o valor presente dos fluxos de caixa durante toda a vida útil do projeto. O processo por meio do qual os fluxos são ajustados é denominado de desconto e a magnitude desse desconto é refletida na taxa de desconto, também denominada de custo de oportunidade ou custo de capital que mede o custo do capital investido[84].

---

[83] EHRLICH, Pierre J. Engenharia Econômica. São Paulo, Atlas, 1983, p.191.

[84] Custo de capital também pode ser definido como a taxa mínima de retorno desejada sobre uma soma investida, de modo que a riqueza do investidor não seja diluída.

Segundo Bruni et al[85] (1998 apud MALERBA, 2003 p. 20), o VPL representa a diferença entre os fluxos de caixa futuros trazidos a valor presente pelo custo de oportunidade do capital (taxa mínima de atratividade) e o investimento inicial. Para o cálculo do VPL é utilizada a equação B.1.

$$\mathbf{VPL} = \sum_{i=1}^{n} \frac{FC_i}{(1+K)^i} - FC_0 \qquad \textbf{(B.1)}$$ onde,

FC_i = Valor líquido esperado para o período i

FC_0 = Investimento inicial no tempo t=0

K = Taxa de desconto

I = 1,2,3,...n (períodos)

O critério para aceitação ou rejeição do projeto é o valor do VPL ser positivo, o que significa que o capital investido poderá ser recuperado e remunerado a uma taxa de juros maior do que o custo do capital.

B.3 .Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno expressa a expectativa do retorno do capital investido, ou seja, a TIR pode ser definida como a taxa pela qual o capital será remunerado.

Do ponto de vista matemático, a TIR é uma taxa de desconto hipotética que anula o valor do VPL. A decisão de aceitar ou recusar investir em um dado projeto, tendo como figura de decisão a TIR, é tomada comparando-se o valor da TIR calculado com o da taxa mínima de atratividade (TMA) desejada, que deve ser menor que o da TIR calculada. Se a TIR calculada for menor que a taxa mínima de atratividade, deve-se, então, rejeitar o projeto.

A TIR é determinada pela Equação B.2. Normalmente o seu valor é determinado por tentativa e erro.

[85] BRUNI, Adriano L., FAMÁ, Rubens, SIQUEIRA, José O. Análise do Risco na Avaliação de Projetos de Investimento: Uma Aplicação do Método de Monte Carlo. Tutorial, Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo, V.1, Nº 6. 1998.

$$FC_0 = \sum_{i=1}^{n} \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} \quad \textbf{(B.2)}$$

FC_i = Valor líquido esperado para o período i

FC_0= Investimento inicial no tempo t=0

TIR = Taxa interna de retorno

i= 1,2,3,...n (períodos)

B.4 Tempo de retorno do investimento (*payback*)

O período de tempo necessário para as receitas recuperarem o valor do investimento é denominado de período de recuperação de capital ou *payback*.

Para Assaf Neto (2003 in Pessoa 2003, p. 59)[86], o *payback* consiste na determinação do tempo necessário para que o valor do investimento seja recuperado pelos benefícios incrementais líquidos do fluxo de caixa promovidos pelo investimento. Ou seja, é o período necessário para recuperar o capital inicial investido.

Segundo Souza (1993, p. 80), há uma tendência dos analistas de relacionarem o *payback* à rentabilidade do investimento. Para tanto consideram que projetos com *payback* superior ao *break-even point* são projetos causadores de prejuízos, e o inverso, geradores de retorno.

Ainda como regra, empreendimentos com grande *payback* têm maior chance de insucessos, por apresentarem maiores riscos em razão do longo período, enquanto aqueles com menor *payback* tem maiores chances de sucesso e, portanto, são os mais atrativos. Contudo, esta regra pode induzir a aceitação de projetos com *payback* curto com alto risco ou rejeitar projetos de longo *payback* e baixo risco.

Para Ross *et al* (2000), um investimento é considerado viável se seu período de *payback* calculado for menor do que algum número predeterminado de anos, que pode ser, por exemplo, a vida útil do empreendimento.

[86] ASSAF NETO, Alexandre. Finanças corporativas e valor. São Paulo: Atlas, 2003

Se considerarmos **t** como o tempo de retorno do capital e **n** a vida útil do projeto, então, quando **t< n** o projeto pode apresentar lucro; se **t > n** o projeto apresentará déficit e se **t=n** o projeto não apresentará lucro nem prejuízo.

A grande desvantagen da técnica do *payback* reside no fato de não considerar o valor do dinheiro no tempo. Contudo, para rebater a maior crítica à técnica do payback por não considerar o valor do dinheiro ao longo da vida útil do projeto, foi criado o payback descontado[3], que considera nos cálculos o valor do dinheiro no tempo. Para tanto, a técnica de payback descontado inclui o custo de oportunidade do capital investido.

A técnica de *payback* tem um viés em favor da liquidez, quando utilizada como parâmetro de decisão, fato não encontrado em projetos de longo prazo, contudo a técnica pode ser utilizada como critério de desempate, quando há mais de um projeto disputando a mesma fonte de investimento.

B.5. Fluxo de caixa descontado

Esta técnica tem como base o valor presente, considerando o valor do dinheiro no tempo. O emprego da técnica do fluxo de caixa descontado permite determinar o valor dos fluxos de caixa futuros esperados descontando o custo de oportunidade no tempo.

Das ténicas discutidas acima, todas têm como premissa básica que os valores de fluxo de caixa são livres de riscos e de incertezas.

A utilização da técnica do fluxo de caixa descontado (FCD) permite considerar as relações entre custo de capital, investimento e risco por meio da utilização de uma taxa ajustada ao risco ou da utilização de probabilidades neutras a risco para descontar os fluxos de caixa futuros à taxa livre de risco.

A técnica do VPL, em um ambiente sem risco, a opção pelo investimento é feita após o desconto dos fluxos de caixa futuros com o custo de oportunidade de capital ou à taxa minima de atratividade (k).

Na abordagem do fluxo de caixa descontado, a taxa minima de atratividade da equação 2.1 é substituída por j, que representa a soma da taxa de juros livre de riscos (r) e o prêmio de

risco (p) usado para compensar o risco associado ao investimento. Assim, nesta abordagem, o VPL passa a ser representado pela equação B.3.

$$VPL = \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+j)^t} - I \qquad \text{(B.3)}$$

Onde:

j = taxa de desconto ajustada ao risco (r+p)

FCt = é o fluxo de caixa líquido para o período t

I = investimento inicial

n = número de períodos

APÊNDICE C – ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA

C.1. Incerteza na estimativa do custo de investimento

A estimativa do investimento necessário para instalação de uma planta industrial pode ser baseado em informações de um pré projeto com pouca informação disponível até uma estimativa baseada nas especificações completas. Entre estas estimativas, várias outras podem ser feitas, dependendo do grau de informação disponível ou da necessidade no momento.

Segundo Coup (2003), a qualidade da estimativa é diretamente proporcional as informações disponíveis e da necessidade da estimativa. Ainda, segundo Coup (2003), para cada um dos tipos de estimativa há um procedimento a ser seguido até que o valor estimado do investimento, com sua referida incerteza sejam obtidos.

Tais procedimentos, dependendo do tipo pode levar em conta somente o escopo do projeto onde consta a capacidade produtiva da planta, construções, utilidades como no caso de ordem de magnitude, índices de custo que envolvem correções de capacidade do equipamento, materiais e aspectos de mercado para a estimativa do tipo preliminar até a estimativa detalhada onde, todos os custo afeitos ao projeto com mão de obra, taxas, impostos, matérias de consumo , equipamentos, contratos de terceiros etc. estão bem definidos (COUP 2003).

. A Tabela C.1 ilustra 5 tipos de estimativas em função de sua incerteza.

Tabela -C.1 Tipos de estimativas de custo de investimento em função de sua incerteza

Tipo de estimativa	Incerteza
Ordem de magnitude	30 a 50%
Estudo	25 a 30%
Preliminar	20 a 25%
Definitiva	10% a 20 %
Detalhada	5 a 10%

Fonte: (COUP 2003 pp.68)

No caso da estimativa do custo do investimento e custo operacional da unidade de processamento de xisto, cujo projeto básico é descrito no capítulo 5 e os detalhes da tecnologia no Apêndice A, inicialmente buscou-se atualizar os valores segundo índices de custo consagrados como o Nelson Farrar Index, especial para atualização de custo de refinarias, o Chemical Engineering Index, específico para indústrias químicas ou o Marshall and Swift Cost

Index que calcula o índice por tipo de indústria[87], uma vez que o trabalho realizado pela CHESF(1987(d)) reporta de forma detalhada os custo de investimento e operacional para a unidade industrial para a produção de 50.000 bbl/dia que seria construída em São Mateus do Sul na década de 1980, informações estas fornecidas pela Petrobrás à época.

Contudo, quando da análise dos componentes envolvidos em cada índice conclui-se que nenhum dos índices disponíveis se aplicava na sua totalidade ao projeto em estudo seja por ser exclusivamente para um setor , como no caso do Nelson Index que é desenvolvido para aplicação em refinarias e por isso, não é adequado para uso devidoo projeto englobar uma unidade de mineração, ou seja, pelo fato de terem como base a realidades avaliadas como muito diferente da do Brasil, principalmente quanto ao custo de mão de obra, tarifas e impostos.

Frente a isto, optou-se por corrigir os valores reportados pela CHESF considerando apenas a atualização monetária, mesmo ciente de que este procedimento não levaria em conta a curva de aprendizado e o desenvolvimento tecnológico no período atualizado, fatores que levam a uma redução dos valores.

Do exposto acima, considera-se que a estimativa do custo de investimento e do ccusto operacional apresenta uma incerteza entre 20 a 25%, similar a incerteza da estimativa preliminar reportada por (COUP 2003 pp.68).

Com o objetivo de verificar se o procedimento de atualização proposto não levaria a valores irreais, os valores obtidos são comparados com os valores publicados por pesquisadores que estudam a viabilidade econômica da utilização da tecnologia de retortagem de superfície para exploração e produção de xisto em seus países. Salienta-se que a comparação somente dará uma noção da grandeza do investimento uma vez que fatores como teor de oleo no xisto, custo de mão de obra, etc. afetam os custos de investimento e operação.

[87] Para detalhes da aplicação de cada índice concultar COUP J.R**., Process Engineering Economics** Marcel D Ekke Irnc New York Basel, 2003capitulo 4 . Gael D. Ulrich and Palligarnai T. Vasudevan, Capital Costs Quickly Calculated.Abril 2009. Disponível em Chemical Engineering www.che.com.

C.2. Atualização monetária do custo de investimento

A atualização monetária dos valores do custo de investimento de uma usina de xisto incluindo a exploração do minério e a unidade industrial com capacidade de produção de 50.000 bbl/dia foi feita utilizando como parâmetro de atualização a variação do IPCA no período de 03.01.1981 a 31.10.2009.

O fator de atualização utilizado (0,071543) foi obtido no Banco Central e segundo informações obtidas, o fator fornecido considera, além da inflação, as mudanças de moeda ocorridas durante o período de atualização.

A Tabela C.2 apresenta os resultados dos cálculos efetuados. Nela é apresnetado os valores de investimento para o ano de 1981, os valores corrigidos monetáriamente para Reais para o dia 31.10.2009 e em dolares americanos referentes à cotação do dia 31.10.2009 (US$ = R$1,79).

Na Tabela C.3 são apresentados os valores correspondentes ao custo operacional cujos valores foram corrigidos da mesma forma que os valores de investimento. Se considerarmos uma fator de operação de 0,9 o custo operacional por barril de óleo produzido é igual a US$ 41,00.

A Tabela C.4 apresenta os valores obtidos em literatura e os valores de custos de investimento e operacional atualizados monetariamente. De modo a tornar a comparação possível, nos cálculos do custo operacional foram desconsiderados os valores referentes a depreciação, amortização, impostos e taxas, uma vez que nos dados levantados, estes não eram considerados no custo operacional.

Tabela C.2 – Valores atualizados monetariamente do custo de investimento de unidade de industrialização de xisto com capacidade de produção de 50.000 bbl/dia – Projeto básico da Petrosix do ano de 1980

Discriminação	CR$ (1981)	R$ (2009)	US$ (2009)
Mineração	17.983.000.000	1.286.543.460	718.739.363
Tratamento de minério	23.594.000.000	1.687.956.925	942.992.695
Retortagem	42.038.000.000	3.007.496.017	1.680.165.373
Tratamento de gás	5.809.000.000	415.621.904	232.191.008
Pré-tratamento do óleo	3.828.000.000	273.866.604	152.998.103
Hidrotratamento	7.241.000.000	518.071.480	289.425.408
Transferência e estocagem	1.975.000.000	141.318.888	78.949.099
Utilidades	6.627.000.000	474.144.078	264.884.960
Sistema auxiliares	1.878.000.000	134.343.445	75.052.204
Manutenção	943.000.000	67.479.358	37.697.965
Administração e apoio	1.100.000.000	78.661.529	43.944.988
Aquisição de terreno	676.000.000	27.034.461	27.034.461
Despesas com start up	10.201.000.000	407.727.154	407.727.154
Outros	10.329.000.000	324.649.344	324.649.344
Capital de giro (5%)*	7.895.000.000	210.280.465	210.280.465
Contingência física (10%)*	15.791.000.000	337.059.457	337.059.457
Termoelétrica		182.580.000	102.000.000
Total	157.908.000.000	9.574.834.569	5.925.792.047

* Porcentagens utilizadas na estimativa de custos em 1980
US$= R$1,79
Fator de atualização monetária = 0,071543

Fonte: RAMOS, L; BARROS R. P. (1983)

Tabela C.3 – Valores atualizados monetariamente do custo operacional anual para produção de 50.000 bbl/dia de óleo de xisto – Projeto básico da Petrosix do ano de 1980

Custos fixo	CR$ (1981)	R$ 2.009	US$ 2009
Demanda de energia elétrica	671.000.000	48.033.970	26.834.620
Materiais de manutenção	1.256.000.000	89.879.471	50.211.995
Pessoal	2.068.000.000	147.915.153	82.634.163
Serviços de terceiro	698.000.000	49.965.631	27.913.760
Encargos diversos	430.000.000	30.742.027	17.174.317
Impostos e taxas	2.000.000	157.395	87.930
Depreciação	4.961.000.000	354.931.977	198.286.021
Amortização	403.000.000	28.831.829	16.107.167
Subtotal	10.490.000.000	750.457.453	419.249.974
Custo variável			
Material de consuo	795.000.000	56.848.068	31.758.697
Energia eletrica	527.000.000	37.688.852	21.055.225
Combustívieis	4.823.000.000	345.066.198	192.774.412
Contingência	517.000.000	36.951.960	20.643.553
Subtotal	6.661.000.000	476.555.077	266.231.887
Total	6.662.000.000	476.555.078	685.481.860

US$= R$1,79
Fator de atualização monetária = 0,071543
Fonte: RAMOS, L; BARROS R. P. (1983)

Tabela C.4 – Comparação dos valores de custo de investimento e custo operacional corrigidos monetariamente com valores levantados em literatura.

País	Capacidade (bbl/dia)	Investimento e (US$)	Operacional (US$/bbl)	Fonte
USA	50.000	5.000.000.000	25,00	USA -RAND, (2005)
Jordania	50.000	4.000.000.000	22,00	JABER J.O, et.al (2008)
Brasil	50.000	5.900.000.000	25,50	RAMOS, L; BARROS R. P. (1983)
Brasil	50.000	5.500.000.000	32,00	CHESF (c) (1987)
USA	50.000	6.000.000.000	21,00	DEARDEN,G. (2007)

Fonte: Elaboração própria

A comparação dos valores atualizados monetariamente mostrou que estes são bastante próximos dos valores encontrados na literatura, fato que corrobora seu uso no estudo de viabilidade econômica.

APÊNDICE D - MÉDIA GEOMÉTRICA BROWNIANA (MGB)

Neste apéndice é apresentado o desenvolvimento matemático da equação do Movimento gGeométrico Braowniano visando dar entendimento de o por que ela se aplica para estimação de preço futuro de comodities.

Do ponto de vista teórico, MGB tem como base o processo de Wiener[88], que é uma derivação do processo de Markov, base para a construção de processos estocásticos mais elaborados..

Segundo Pindyck[89] (1999 apud BORDIERI, 2004 p.137), a hipótese do movimento do tipo aleatório para períodos muito longos, maiores que 100 anos, pode ser rejeitada; em siutações onde os períodos são menores, a sua utilização tem sido aplicada com sucesso. Exemplos de sucesso da aplicação do processo MGB é a sua utilização na área de finanças para modelar preços de ativos financeiros em trabalhos como os de Merton (1973), Cox e Rubinstein (1985) e Hull e White (1988). Ainda, Brennan e Schwartz (1985), Metcalf e Hasset (1995), Lima e Suslick (2001, 2002), entre outros, utilizaram o MGB, também, com sucesso para modelar o comportamento dos preços de petróleo e outras comodities.

A equação D1 é a representação matemática do processo de Wiener, em que α é uma taxa de tendência de longo prazo da variável, σ a taxa de volatilidade da variável e dz o incremento de Wiener. Cada variação de Δx tem distribuição normal com valor esperado de $\alpha\Delta t$ e variância $\alpha^2\Delta t$.

$$dx = \alpha dt + \sigma dz \qquad (D.1)$$

Interpretando físicamente a Equação D.1, temos que, em longo prazo, a componente de tendência (α) é o fator determinante no valor da variável e, em curto prazo, a taxa de volatilidade

[88] O processo Winer é uma particularização do processo estocástico de Markov, o que significa que a distribuição de probabilidade para mudança em qualquer intervalo de tempo independe de qualquer outro intervalo de tempo. É característica do processo Wiener ser contínuo no tempo, ter variações independentes e possuir média zero e taxa de variância anual igual à unidade (distribuição normal).

[89] PINDYCK, R.S. The long run evolution of energy price. Energy Journal, v.20,n.2, p127,1999.

(σ). Segundo Dixit e Pindyck[90] (1994 apud ABREU, 2007, p. 34) isto é possível porque a média de (x1-x0) é igual a αt e o desvio padrão a $\sigma\sqrt{t}$.

Generalizando, o Movimento Browniano Simplificado pode ser escrito conforme a Equação D.2, também conhecida como equação do processo de Ito ou do Movimento Browniano Generalizado.

$$dx = a(x, t)\, dt + b(x, t)\, dz \qquad \text{(D.2)}$$

Onde dz representa o incremento de Wiener e a(x, t) e b(x, t) são funções determinísticas da variável, sendo a primeira a tendência do processo, e a segunda, a volatilidade.

A variação do valor esperado devido ao Movimento Browniano é obtida a partir das Equações D.3 e D.4

$$E(dx) = a(x, t)\, dt \qquad \text{(D.3)}$$

$$Var(dx) = E(dx^2) - E(|dx|^2) = b^2(x,t) \qquad \text{(D.4)}$$

Substituindo-se a(x,t) e b(x,t) da equação D.2 por αx e σx, respectivamente, tem-se a equação D.5 que mostra a equação do Movimento Geométrico Browniano, enquanto as Equações D.6 e D.7, o valor esperado de Dx e sua variância.

$$dx = \alpha x\, dt + \sigma x\, dz \qquad \text{(D.5)}$$

$$E(dx) = \alpha x\, dt \qquad \text{(D6)}$$

$$V(dx) = \sigma^2 x^2\, dt \qquad \text{(D.7)}$$

Se,

[90] DIXIT, A.K., PINDYCK, R.S. Investment under Uncertainty. Princeton:Princeton University Press, 1994. 468 p

$$\frac{dx}{x} = \alpha\, dt + \sigma x\, dz \qquad (D.8)$$

Y(x) = ln(x)

$$\frac{dY}{dx} = \frac{1}{x}$$

$$d\,(lnx) = \frac{dx}{x}$$

Pelo Lema de Ito, Y(x) = ln(x), temos,

$$dY(x) = \frac{dY}{dx}dx + \frac{1}{2}\frac{d^2Y}{dx^2}(dx)^2 \qquad (D.9)$$

Substituindo as derivadas de Y em relação a x e fazendo as simplificações, temos:

$$dY(x) = (\alpha\ ½\ \sigma^2)dt + \sigma dz \qquad (D.10)$$

Analisando-se a Equação D.10, verifica-se que a variação no logaritmo de x apresenta distribuição normal com média (α - ½ σ^2)t e variância σ^2 t. Se ln(x) é normalmente distribuído, então x tem distribuição lognormal.

APÊNDICE E - RESULTADOS ESTATÍSTICOS DAS SIMULAÇÕES

(formato digital – em CD anexo)

ANEXO A – MINEROPAR: A COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA EXPLORAÇÃO MINERAL NO PARANÁ - 2004 A 2007

MINEROPAR

A Compensação Financeira pela Exploração Mineral no Paraná - 2004 a 2007

Marcos Vitor Fabro Dias
Minerais do Paraná S.A. - MINEROPAR

Aspectos legais

A constituição assegura aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.

A compensação financeira pela exploração de recursos minerais, exceto petróleo, gás e recursos hídricos para fins de geração de eletricidade, é denominada de CFEM - Compensação Financeira pela Exploração Mineral, cujo fato gerador é a saída por venda do produto mineral das áreas da jazida, mina, salina ou outros depósitos minerais

A Compensação Financeira pela Exploração Mineral – CFEM é calculada sobre o valor do faturamento líquido, obtido por ocasião da venda do produto mineral obtido após a última etapa do processo de beneficiamento adotado e antes de sua transformação industrial, desde que não resulte na descaracterização mineralógica das substâncias minerais processadas ou que não impliquem na sua inclusão no campo de incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). Para efeito do cálculo da CFEM, considera-se faturamento líquido o valor da venda do produto mineral, deduzindo-se os tributos (ICMS, PIS, COFINS), que incidem na comercialização, como também as despesas com transporte e seguro. Quando não ocorre a venda porque o produto mineral é consumido, transformado ou utilizado pelo próprio minerador, considera-se como valor, para efeito do cálculo da CFEM, a soma das despesas diretas e indiretas ocorridas até o momento da utilização do produto mineral.

As alíquotas aplicadas sobre o faturamento líquido para obtenção do valor da CFEM variam de acordo com a substância mineral. Aplica-se a alíquota de 3% para: minério de alumínio, manganês, sal-gema e potássio; 2% para: ferro, fertilizante, carvão e demais substâncias e alíquota de 0,2% para: pedras preciosas, pedras coradas lapidáveis, carbonados e metais nobres, além de alíquota de 1% para o ouro.

Os recursos da CFEM são distribuídos da seguinte forma: 65% para os municípios; 23% para os Estados; 10% para o Departamento Nacional da Produção Mineral - DNPM (2% desta cota parte (0,2%) a proteção ambiental em regiões mineradoras, por intermédio do IBAMA); e 2% para um fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico do setor mineral. Estados e Municípios são creditados com recursos da CFEM, em suas respectivas Contas de Movimento Específicas, no sexto dia útil, que sucede ao recolhimento por parte das empresas de mineração.

A compensação financeira pela exploração de petróleo e gás é denominada de royalties e é devida pelas empresas concessionárias produtoras de petróleo e gás natural no território brasileiro e são distribuídos aos Estados, Municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial administrado pelo Ministério da Fazenda.

Os royalties são recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias por meio de pagamentos efetuados para a Secretaria do Tesouro Nacional – STN, até o último dia do mês seguinte àquele em que ocorreu a produção. A STN repassa os royalties aos beneficiários com base nos cálculos efetuados pela ANP de acordo com as Leis nº 9.478/97 e nº 7.990/89, regulamentadas, respectivamente, pelos Decretos nº 2.705/98 e nº 01/91.

O valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três fatores: 1)- alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%; 2)- a produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo; e 3)- o preço de referência destes hidrocarbonetos no mês.

As alíquotas e os beneficiários da distribuição dos royalties, conforme estabelecido na legislação pertinente é conforme a tabela abaixo. No caso do Paraná, a exploração se realiza na plataforma continental.

Parcela de 5% - Lei nº 7.990/89 e Decreto nº 01/91

Lavra em terra	70% Estados produtores
	20% Municípios produtores
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Lavra na plataforma continental	30% Estados confrontantes com poços
	30% Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas
	20% Comando da Marinha
	10% Fundo Especial (estados e municípios)
	10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

FONTE: ANP

Parcela acima de 5% - Lei nº 9.478/97 e Decreto nº 2.705/98

Lavra em terra	52,5% Estados produtores
	25% Ministério da Ciência e Tecnologia
	15% Municípios Produtores
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Lavra na plataforma continental	25% Ministério da Ciência e Tecnologia
	22,5% Estados confrontantes com campos
	22,5% Municípios confrontantes com campos
	15% Comando da Marinha
	7,5% Fundo Especial (estados e municípios)
	7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

FONTE: ANP

MINEROPAR

Repasses e beneficiários

No período 2004 a 2007 as compensações financeiras pela exploração mineral proporcionaram ao governo estadual e seus municípios repasses de R$ 65,72 milhões dos quais o estado do Paraná recebeu R$ 30,00 milhões e seus municípios R$ 35,73 milhões. Os royalties foram de R$ 55,86 milhões relativos a exploração de petróleo no Paraná com distribuição equitativa entre o estado e seus municípios. A Compensação Financeira pela Exploração Mineral – CFEM resultou em R$ 9,86 milhões, fruto de uma arrecadação de R$ 11,20 milhões, sendo repassados 23% ao estado e 65% aos municípios.

Os royalties do petróleo no Paraná diminuiram de 2004 para 2007, passando de R$ 16,04 milhões para R$ 9,49 milhões, uma redução de 41%, resultado direto da queda de produção em 49%, apesar do aumento no preço médio do petróleo de 28%. Ao contrário dos royalties, os repasses da CFEM apresentaram tendência de alta, passando de R$ 1,69 milhões em 2004, para R$ 3,58 milhões em 2007, um aumento de 112%. Esta combinação resultou que as compensações financeiras pela exploração mineral passassem de R$ 17,73 milhões em 2004 para R$ 13,07 milhões em 2007, uma redução de 26%. (Tabela 01)

Dos R$ 35,73 milhões de royalties mais CFEM repassados aos municípios no período de 2004 a 2007, apenas cinco municípios ficaram com 70,33% deste valor. Os principais beneficiários foram Matinhos (R$ 15,20 milhões – 42,53%), Pontal do Paraná (R$ 3,85 milhões – 10,76%) e Guaratuba (R$ 2,55 milhões – 7,13%), estes beneficiários praticamente de royalties, acrescido dos municípios de Rio Branco do Sul (R$ 2,41 milhões – 6,74%, R$ 2,20 milhões de CFEM e R$ 0,21 milhões de royalties) e Campo Largo (R$ 1,13 milhões – 3,17%, R$ 0,87 milhões de CFEM e R$ 0,27 milhões de royalties), estes maiores beneficiarios da CFEM. (Tabela 02)

Apesar dos valores expressivos de royalties mais CFEM recebidos pelos cinco principais municípios beneficiários esta arrecadação não tem grande importância nas receitas municipais, com exceção do município de Matinhos onde esses valores representaram 8,46% da receita municipal no ano de 2006. Nos demais municípios e neste mesmo ano os percentuais foram de 2,87% das receitas de Pontal do Paraná, de 1,86% de Rio Branco do Sul e de 1,85% de Guaratuba. Nos demais municípios os repasses relativos aos royalties mais CFEM representaram menos de 1% das receitas municipais (Tabela 03).

Comportamento da arrecadação da CFEM

A arrecadação da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais – CFEM, vem apresentando sucessivos aumentos no estado do Paraná, passando de R$ 1,92 milhões em 2004 para R$ 4,07 milhões em 2007, uma variação de 112%. No mesmo período, a inflação acumulada pelo IGP-M/FGV foi de 27,30% e pelo IPCA/IBGE de 21,62%.

Na somatória do período 2004 a 2007 a arrecadação de R$ 11,20 milhões deveu-se principalmente ao calcário (28,68%), seguido da areia (11,23%), ouro (8,58%), basalto (8,557%) e calcário dolomítico (6,88%). Estas cinco substâncias responderam por 63,92% da CFEM arrecadada. Se considerarmos as 10 principais substâncias a participação é de 85,05% da CFEM arrecadada, incluindo a participação da argila (5,58%), água mineral (5,06%), talco (4,12%), granito (3,31%) e saibro (3,06%) (Tabela 04).

O principal destino destas substâncias minerais são as indústrias cimenteiras (calcário e argila), uso direto na construção civil (areia, basalto e granito para agregados e saibro para revestimento de rodovias), indústria joalheira (ouro), industrias produtoras de corretivo agrícola e cal (calcário dolomítico), industrias cerâmicas, em especial a vemelha produtora de tijolos e telhas (argila) e branca produtora de pisos e revestimentos (talco e argila caulinica) e água mineral para consumo humano.

Entre as 10 principais substâncias com maior participação relativa na arrecadação total da CFEM, o calcário foi a substância que apresentou o maior crescimento relativo passando de 17,20% em 2004 para 35,28% em 2007, seguida da água mineral que passou de 2,99% para 6,00% nos mesmos anos. As demais substâncias tiveram uma redução na participação relativa de 2004 a 2007 sendo a maior delas de responsabilidade do calcário dolomítico que passou de 12,92% em 2004 para 5,95% em 2007. As 10 principais substâncias arrecadadoras tiveram em conjunto uma redução na participação relativa passando de 88,73% em 2004 para 84,96% em 2007. (Tabela 04 e Gráfico 01)

Entre as 10 principais substâncias arrecadadoras da CFEM, o calcário foi a que apresentou a maior variação no período 2004-2007 com 335,4%, passando de uma arrecadação de R$ 329,62 mil em 2004 para R$ 1.435,26 mil em 2007 seguido da água mineral com 326,3% que passou de R$ 57,22 mil para R$ 243,91 mil. O calcário dolomítico foi o único que apresentou uma variação negativa e de 2,3%, passando de R$ 247,57 mil em 2004 para R$ 241,99 mil em 2007. Somente calcário dolomítico e ouro apresentaram uma variação menor que a inflação no período.

Um desfalque importante é a ausência de recolhimento da CFEM do xisto (folhelho pirobetuminoso) produzido em São Mateus do Sul pela PETROBRAS. Em 2005 o xisto foi o segundo bem mineral mais produzido no estado (2,87 milhões de t - 14,5%), logo após as rochas carbonáticas (8,69 milhões de t - 46,3%).

As rochas carbonáticas (calcário e calcário dolomítico) destinadas principalmente para produção de cimento, corretivo agrícola e cal constituem-se em importantes insumos minerais produzidos no estado e tiveram comportamento distinto na arrecadação da CFEM de 2004 a 2007. O calcário apresentou o maior aumento e o calcário dolomítico a maior redução tanto em termos de participação relativa quanto em variação. Em conjunto as rochas carbonáticas tiveram participação expressiva na arrecadação da CFEM e foram responsáveis por 35,56% da CFEM no período 2004-2007, com variação de 190,6%, passando de R$ 577,20 mil em 2004 para R$ 1.677,26 mil em 2007.

Considerações finais

A compensação financeira pela exploração mineral (CFEM e Royalties), apesar de significativo em termos absolutos, tem pouca importância na receita do estado. O comportamento destas compensações de 2004 para 2007 com aumento da CFEM e diminuição dos royalties do petróleo tende a beneficiar os municípios em detrimento do estado. Em 2007 dos R$ 13,07 milhões repassados (R$ 9,49 milhões de royalties e R$ 3,58 milhões de CFEM) os municípios ficaram com 56,5% dos repasses e o estado com 43,5%.

O crescimento da participação da arrecadação da CFEM do calcário de 2006 para 2007 certamente está sendo influenciado pelo crescimento da produção do cimento, principal demandante deste insumo mineral. A partir de junho de 2007 a produção de cimento no Paraná apresentou forte crescimento, finalizando o ano com

4,55 milhões de toneladas, 16% acima dos 3,92 milhões de toneladas produzidos em 2006. Da mesma forma o crescimento do consumo aparente de cimento passou de 1,96 milhões de toneladas em 2006 para 2,32 milhões em 2007, 18% superior, apontando um aquecimento da construção civil no estado, com reflexo sobre o consumo dos principais insumos minerais ligados a esta cadeia produtiva em especial de areia, basalto, argila, granito e saibro (Gráfico 02 e 03).

A divulgação pelo Sindicato Nacional dos Produtores de Cimento – SNIC dos dados mensais de produção de cimento e o consumo aparente do mesmo por unidade da federação e com pouca defasagem no tempo, cerca de três meses, permite um acompanhamento satisfatório do desempenho desta indústria no estado e por via de conseqüência da própria indústria extrativa mineral haja vista o forte vínculo entre esta indústria e a produção e o consumo de cimento no Paraná, ambas fortemente influenciadas pelo desempenho da construção civil.

A divulgação pelo DNPM do recolhimento mensal da CFEM, assim como dos repasses dos royalties pela ANP, ambos praticamente em tempo real é um avanço importante na disponibilização de informações oficiais da indústria extrativa mineral. A ANP além dos valores disponibiliza também a produção física mensal, exemplo que deveria ser seguido pelo DNPM. Estes procedimentos permitem um acompanhamento muito estreito da indústria extrativa mineral formal do estado.

MINEROPAR
MINERAIS DO PARANÁ SA

TABELA 01 - REPASSE DOS ROYALTIES DE PETRÓLEO E DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA EXPLORAÇÃO MINERAL – CFEM, PARANÁ - 2004 A 2007 – em Reais (R$)

TIPO / BENEFICIÁRIO	TOTAL	2004	2005	2006	2007
ROYALTIES					
Estado	27.412.100	7.503.000	8.688.000	6.477.000	4.744.100
Município	28.450.100	8.541.000	8.688.000	6.477.000	4.744.100
Estado e municípios	*55.862.200*	*16.044.000*	*17.376.000*	*12.954.000*	*9.488.200*
CFEM					
Estado	2.576.151	440.880	531.343	668.255	935.673
Município	7.280.428	1.245.966	1.501.622	1.888.547	2.644.293
Estado e municípios	9.856.579	1.686.846	2.032.965	2.556.802	3.579.966
TOTAL estado e municípios	**65.718.779**	**17.730.846**	**19.408.965**	**15.510.802**	**13.068.166**
Produção de petróleo em m³	1.345.220	443.987	416.338	265.566	219.329
Preço médio do petróleo -R$/m³		541,07	629,06	730,72	691,39

FONTE:- ANP e DNPM

TABELA 02 - ROYALTIES E CFEM [1] RECEBIDO PELOS PRINCIPAIS MUNICÍPIOS BENEFICIÁRIOS, PARANÁ – 2004 a 2007 – em mil R$ correntes

MUNICÍPIO	TOTAL GERAL		ROYALTIES					CFEM				
	TOTAL	%	2004	2005	2006	2007	TOTAL	2004	2005	2006	2007	TOTAL
MATINHOS	15.197,14	42,53	5.040,21	5.149,60	3.396,73	1.602,60	15.197,14	-	-	-	-	-
PONTAL DO PARANA	3.845,25	10,76	1.571,44	1.313,24	780,61	174,73	3.840,01	0,25	1,72	2,34	0,93	5,24
GUARATUBA	2.545,90	7,13	54,44	63,04	674,80	1.749,89	2.542,16	1,74	-	1,49	0,51	3,74
RIO BRANCO DO SUL	2.409,69	6,74	56,46	65,38	49,11	36,71	207,66	307,83	369,06	599,65	925,49	2.202,03
CAMPO LARGO	1.133,60	3,17	72,59	84,05	63,15	47,20	266,99	185,21	190,57	240,73	250,11	866,61
S. JOSE DOS PINHAIS	594,10	1,66	60,65	93,39	70,16	52,45	296,66	33,55	37,46	69,68	156,74	297,45
ALM. TAMANDARE	491,06	1,37	72,59	84,05	63,15	47,20	266,99	47,53	84,06	47,75	44,72	224,07
PARANAGUA	429,54	1,20	76,62	88,72	67,85	52,54	285,53	36,62	43,29	27,26	36,63	144,01
PONTA GROSSA	402,92	1,13	-	-	-	-	-	80,66	87,08	106,71	128,47	402,92
CURITIBA	381,64	1,07	60,65	93,39	70,16	52,50	296,71	26,50	28,29	12,45	17,70	84,94
PIRAQUARA	348,90	0,98	70,57	81,72	61,39	45,89	259,57	30,20	19,02	17,25	22,86	89,33
CASTRO	336,56	0,94	-	-	-	-	-	69,88	74,00	106,26	86,42	336,56
ARAUCARIA	333,60	0,93	72,59	84,05	63,15	47,20	266,99	6,00	5,26	16,31	39,04	66,61
COLOMBO	326,13	0,91	60,65	93,39	70,16	52,45	296,66	3,24	2,54	11,01	11,89	29,48
TIJUCAS DO SUL	321,37	0,90	44,36	51,37	38,59	28,85	163,16	33,42	42,33	33,47	48,99	158,21
CERRO AZUL	310,48	0,87	48,39	56,04	42,10	31,47	177,99	14,70	32,76	44,63	40,40	132,49
SALSA NOVA	299,52	0,84	42,34	49,03	36,83	27,54	155,74	25,13	28,59	43,73	46,32	143,77
BOCAIUVA DO SUL	277,22	0,78	40,33	46,70	35,08	26,22	148,33	22,41	25,77	36,64	44,07	128,89
PINHAIS	274,41	0,77	74,60	86,39	64,90	48,52	274,41	-	-	-	-	-
ITAPERUCU	272,58	0,76	50,41	58,37	43,85	32,78	185,41	4,22	5,45	1,92	75,58	87,17
FAZ. RIO GRANDE	267,32	0,75	66,54	77,05	57,88	43,27	244,74	6,47	5,72	3,53	6,86	22,58
LAPA	259,14	0,73	62,50	72,38	54,37	40,65	229,91	4,91	6,77	7,72	9,83	29,23
RIO NEGRO	243,34	0,68	56,46	65,38	49,11	36,71	207,66	0,69	0,66	0,56	33,77	35,68
QUATRO BARRAS	229,08	0,64	48,39	56,04	42,10	31,47	177,99	7,69	11,09	11,51	20,80	51,09
MANDIRITUBA	218,47	0,61	48,39	56,04	42,10	31,47	177,99	1,86	1,59	6,16	30,86	40,48
CAMPINA GR. DO SUL	215,07	0,60	58,47	67,71	50,87	38,03	215,07	-	-	-	-	-
CAMPO MAGRO	203,64	0,57	52,42	60,71	45,60	34,09	192,83	10,78	0,23	-	-	11,02
QUITANDINHA	190,85	0,53	46,37	53,70	40,34	30,16	170,58	-	0,13	10,39	9,75	20,27
TUNAS DO PARANÁ	190,23	0,53	40,33	46,70	35,08	26,22	148,33	9,06	3,82	9,68	19,15	41,90
ANTONINA	185,41	0,52	50,41	58,37	43,85	32,78	185,41	-	-	-	-	-
MORRETES	181,67	0,51	46,37	53,70	40,34	30,16	170,58	0,34	-	4,91	5,84	11,09
UNIAO DA VITORIA	179,49	0,50	-	-	-	-	-	34,98	43,64	53,54	47,34	179,49
CONTENDA	164,43	0,46	44,36	51,37	38,59	28,85	163,16	1,13	0,14	-	-	1,27
FIGUEIRA	153,99	0,43	-	-	-	-	-	-	56,87	51,63	45,49	153,99
PORTO AMAZONAS	152,94	0,43	40,33	46,70	35,08	26,22	148,33	0,61	0,64	0,68	2,28	4,61
Subtotal	33.596,68	93,94	8.299,20	8.407,77	6.266,58	4.586,63	27.560,68	1.007,99	1.208,59	1.582,78	2.206,85	6.006,21
Outros	2.164,13	6,06	241,95	280,18	210,48	157,30	889,92	237,97	293,03	305,77	437,44	1.274,22
TOTAL	35.731,02	100,00	8.541,15	8.687,95	6.477,36	4.744,13	28.450,59	1.245,97	1.501,62	1.888,54	2.644,29	7.280,43

FONTE:- ANP, DNPM

NOTA:- [1] A CFEM repassada aos municípios foi calculada em 65% do arrecadado no município conforme a legislação.

MINEROPAR

TABELA 03 - PARTICIPAÇÃO DOS ROYALTIES E DA CFEM NA RECEITA DOS PRINCIPAIS MUNICÍPIOS BENEFICIÁRIOS – PARANÁ, 2006

MUNICÍPIOS	%			R$ correntes		
	TOTAL	ROYALTYES	CFEM	ROYALTIES	CFEM[1]	RECEITA
MATINHOS	8,45	8,45	-	3.396.731,41	-	40.175.120,86
PONTAL DO PARANÁ	2,87	2,86	0,01	780.606,08	2.340,65	27.250.995,96
RIO BRANCO DO SUL	1,86	0,14	1,72	49.112,88	599.654,90	34.906.672,94
GUARATUBA	1,85	1,84	0,00	674.795,89	1.489,15	36.646.640,03
BOCAIUVA DO SUL	0,79	0,39	0,41	35.080,60	36.642,45	9.040.759,07
CERRO AZUL	0,68	0,33	0,35	42.096,74	44.634,20	12.826.087,55
PORTO AMAZONAS	0,60	0,58	0,01	35.080,60	878,80	6.030.424,39
TIJUCAS DO SUL	0,55	0,29	0,25	38.588,68	33.470,45	13.217.805,74
BALSA NOVA	0,48	0,22	0,26	36.834,64	43.733,30	16.696.242,01
TUNAS DO PARANÁ	0,41	0,32	0,09	35.080,60	9.877,40	11.073.795,18
QUITANDINHA	0,38	0,31	0,08	40.342,70	10.392,85	13.224.768,20
MANDIRITUBA	0,29	0,25	0,04	42.096,74	6.160,70	16.671.127,61
MORRETES	0,29	0,26	0,03	40.342,70	4.914,00	15.525.421,04
CONTENDA	0,29	0,29	-	38.588,68	-	13.089.556,65
CAMPO LARGO	0,25	0,05	0,20	63.145,15	240.725,55	119.282.306,79
ANTONINA	0,24	0,24	-	43.850,78	-	18.245.570,20
ALMIRANTE TAMANDARÉ	0,23	0,13	0,10	63.145,15	47.750,30	48.695.852,83
CAMPO MAGRO	0,20	0,20	-	45.604,83	-	22.570.695,40
QUATRO BARRAS	0,19	0,15	0,04	42.096,74	11.508,25	27.686.696,12
CASTRO	0,17	-	0,17		106.255,50	63.512.042,78
RIO NEGRO	0,17	0,17	0,00	49.112,88	556,40	28.958.156,96
LAPA	0,16	0,14	0,02	54.374,98	7.724,60	38.060.222,14
CAMPINA GRANDE DO SUL	0,16	0,16	-	50.866,92	-	30.915.204,52
PIRAQUARA	0,14	0,11	0,03	61.391,10	17.253,60	56.681.049,84
FAZENDA RIO GRANDE	0,12	0,12	0,01	57.883,05	3.526,90	50.242.525,60
UNIÃO DA VITÓRIA	0,11	-	0,11		53.535,30	48.839.290,30
PARANAGUÁ	0,07	0,05	0,02	67.647,18	27.258,40	136.970.399,32
PINHAIS	0,07	0,07	-	64.899,17	-	91.523.348,20
SÃO JOSÉ DOS PINHAIS	0,06	0,03	0,03	70.161,27	69.675,45	340.717.291,69
COLOMBO	0,06	0,05	0,01	70.161,27	11.807,25	130.997.868,59
PONTA GROSSA	0,05	-	0,05		108.709,90	227.537.955,12
ARAUCÁRIA	0,02	0,02	0,00	63.145,15	16.305,25	377.339.640,07
CURITIBA	0,00	0,00	0,00	70.161,27	12.446,85	2.765.869.101,60
ITAPERUÇU	-	-	-	43.850,78	1.918,15	Sem Informação
FIGUEIRA	-	-	-		51.628,85	Sem Informação

FONTE: - ANP, DNPM, IPARDES
NOTA:- [1] A CFEM repassada aos municípios foi calculada em 65% do arrecadado no município conforme a legislação.

MINEROPAR

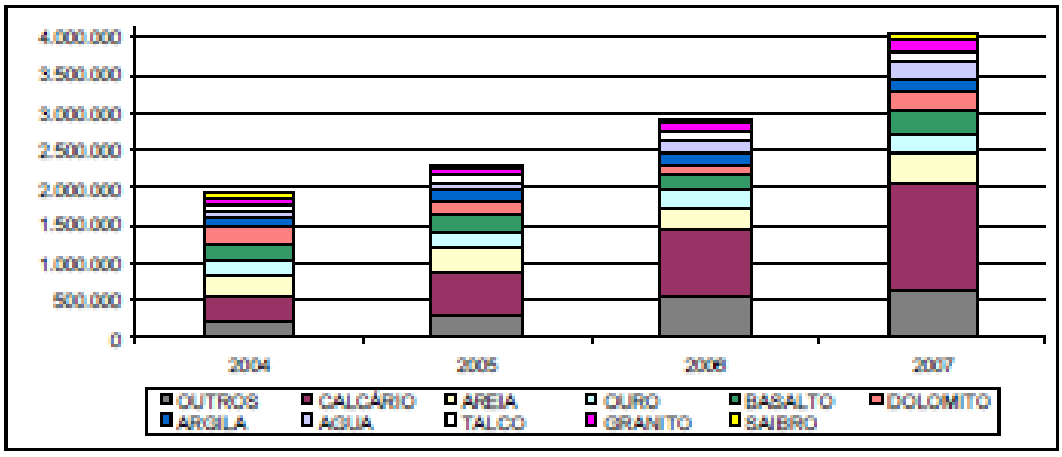
TABELA 04 - ARRECADAÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO FINANCEIRA PELA EXPLORAÇÃO DE RECURSOS MINERAIS–CFEM, PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL E VARIAÇÃO NO PERÍODO – PARANÁ, 2004 A 2007

	CFEM - 2004 a 2007			CFEM - 2004		CFEM - 2005		CFEM - 2006		CFEM - 2007	
SUBSTÂNCIA	em R$	%	Var.%	em R$	%	em R$	%	em R$	%	em R$	%
CALCÁRIO	3.212.550,13	28,69	335,4	329.624,74	17,20	557.391,40	24,13	890.270,40	30,64	1.435.263,51	35,28
AREIA	1.257.572,77	11,23	48,6	264.234,69	13,78	304.216,30	13,17	296.439,13	10,20	392.682,62	9,65
OURO	961.000,43	8,58	10,52	229.092,85	11,95	220.811,24	9,56	257.979,40	8,88	253.196,86	6,22
BASALTO	957.233,27	8,55	54,44	200.817,55	10,48	234.289,70	10,14	211.976,95	7,30	310.149,07	7,62
DOLOMITO	770.519,20	6,88	-2,3	247.570,93	12,92	175.090,59	7,58	105.863,44	3,64	241.994,24	5,95
ARGILA	625.432,79	5,58	31,9	138.448,27	7,22	155.270,74	6,72	149.102,80	5,13	182.610,98	4,49
AGUA	567.091,21	5,06	326,3	57.219,42	2,99	90.104,49	3,90	175.853,18	6,05	243.914,12	6,00
TALCO (1)	461.693,70	4,12	49,9	86.451,00	4,51	101.594,26	4,40	144.021,06	4,96	129.627,36	3,19
GRANITO	370.670,70	3,31	62,4	79.992,36	4,17	70.556,61	3,05	90.207,02	3,10	129.914,71	3,19
SAIBRO	342.279,28	3,06	103,4	67.417,36	3,52	81.368,03	3,52	56.360,69	1,94	137.113,20	3,37
SUBTOTAL	9.526.123,48	85,05	103,2	1.700.869,17	88,73	1.990.693,39	86,17	2.378.094,25	81,85	3.456.466,67	84,96
OUTROS	1.674.535,63	14,95	183,2	216.001,73	11,27	319.494,05	13,83	527.362,94	18,15	611.676,91	15,04
TOTAL	11.200.659,11	100,00	112,2	1.916.870,90	100,00	2.310.187,44	100,00	2.905.457,19	100,00	4.068.143,58	100,0
ROCHAS CARBONÁTICAS	3.983.069,33	35,56	190,6	577.196,87	30,11	732.481,96	31,71	996.133,92	34,28	1.677.257,78	41,23

FONTE: DNPM
NOTA: - (1) Talco, pirofilita e estearita

GRÁFICO 01 - ARRECADAÇÃO ANUAL DA CFEM COM DESTAQUE PARA AS PRINCIPAIS SUBSTÂNCIAS, PARANÁ – 2004 A 2007 -

em Reais (R$)



FONTE - DNPM

ANEXO B – FECHAMENTO DA USINA DE SÃO MATEUS DO SUL E SEUS IMPACTOS

Álvaro consegue a continuidade do projeto xisto de São Mateus do Sul

Um telefonema do presidente da Petrobrás, Carlos Sant'Ana, ontem de manhã, animou ainda mais o governador Álvaro Dias quanto a continuidade do Projeto Xisto de São Mateus do Sul. É que, segundo Sant'Ana, ele recebeu orientação do presidente José Sarney para que a empresa reverta sua posição, com base na argumentação levada por Álvaro a Brasília, na última sexta-feira, segundo a qual não se trata apenas de um empreendimento exclusivo da Petrobrás, mas que é um projeto importante em função da perspectiva de se criar na região um pólo industrial de expressão.

Ao anunciar, ontem à tarde, em entrevista coletiva à imprensa, a nova orientação dada à Petrobrás, o governador Álvaro Dias comunicou a vinda, ainda esta semana, de um técnico da estatal para colher informações sobre o polo industrial e que no domingo chegará a Curitiba o ministro das Minas e Energia, Vicente Fialho, que irá com ele até São Mateus do Sul, na segunda-feira, para conhecer de perto o projeto.

Álvaro acredita que a sugestão levada por ele ao presidente Sarney, no sentido de manter o projeto, mas redimensionando-o, através da elaboração de um novo cronograma, com redução de custos e de pessoal, será acatada. Assim, anima-se ele, a expectativa hoje é no sentido da continuidade do projeto, dirigido mais para a exploração de gás.

LUTA

Ontem, o deputado Antônio Anibelli aplaudiu a atuação do governador Álvaro Dias que, segundo ele, aliada ao apoio de todas as forças políticas do Paraná, foi fundamental para que a decisão sobre o fechamento da Usina de Xisto de São Mateus do Sul fosse reconsiderada. Inclusive, Anibelli pediu a consignação de votos de aplauso, na Assembléia Legislativa, ao governador paranaense por seu empenho pessoal contra a decisão da Petrobrás de desativar o projeto.

Segundo Anibelli, o governador, unido com lideranças de São Mateus do Sul e com as forças políticas e produtivas do Estado, soube dar às autoridades federais uma importantíssima demonstração de força e de união, evitando que os paranaenses tivessem que arcar com os sérios prejuízos que decorreriam do fechamento da usina. "O Paraná não poderia sofrer tamanha injustiça, caso ocorresse o fechamento da Usina do Xisto. As consequências seriam nefastas, pois provocariam o desemprego de 2.500 pessoas, a curto prazo; bloqueariam a melhor arrecadação de impostos do Estado e comprometeriam o próprio desenvolvimento do Estado", ilustrou.

Antônio Anibelli salientou também que o fechamento da usina traria reflexos extremamente graves para a Incepa (Indústria Cerâmica do Paraná S/A), que já iniciou investimentos de cem milhões de dólares na construção de nova unidade industrial em São Mateus, contando com a manutenção da usina da Petrobrás. "Felizmente, porém, foi revertida a posição inicial do governo federal, graças à pronta reação dos paranaenses e à determinação de Álvaro Dias", concluiu.

Fonte: CORREIO DE NOTÍCIAS (1989 apud ASSUNÇÃO 2004)[91]

[91] CORREIO DE NOTÍCIAS. Álvaro consegue a continuação do projeto xisto de São Mateus do Sul. Curitiba, 01 ago. 1989.

27/07/89 Gazeta do Povo - 7ª página

Mobilização de todas as forças

Alvaro Dias.

Autoridades e políticos paranaenses não aceitam a decisão do Conselho Administrativo da Petrobrás de extinguir a usina de xisto de São Mateus do Sul, pois consideram a medida arbitrária e de graves conseqüências para o Paraná e o Brasil.

Ainda na terça-feira quando foi anunciada a decisão, começou a movimentação dos políticos "para tentar revertê-la", com o governador Álvaro Dias gestionando junto as autoridades federais neste sentido. "O problema não é apenas do Paraná e sim do país, por todas as suas implicações. Todas as forças do estado estarão mobilizadas para que a decisão não seja concretizada". Para o governador Álvaro Dias, o "Paraná não pode sofrer tamanha injustiça".

Deputados federais, estaduais, prefeitos e vereadores estão enviando telex e telegramas as autoridades federais protestando contra a decisão e mostrando as conseqüências nefastas, caso ocorra o fechamento da usina de xisto. O deputado Maurício Fruet, disse: em nome da população paranaense, apelo no sentido de modificar medida arbitrária adotada pelo Conselho Administrativo da Petrobrás que prevê a extinção do projeto xisto, em São Mateus do Sul. Alegando contenção econômica, a Petrobrás deixa de considerar as pesquisas tecnológicas desenvolvidas há mais de 30 anos, com investimentos superiores a 350 milhões de dólares. A paralisação de atividade afeta a indústria de cerâmica, que aproveitará gás de xisto e está sendo implantada no município, provocando o desemprego de 2.000 pessoas a curto prazo, além de bloquear a arrecadação de impostos do estado, a partir de 1991 de 10 milhões de dólares anuais".

Manifestaram-se também contrários a essa decisão, que "consideram precipitada e insensível, os deputados Max Rosenmann, Maurício Nasser, Ervin Bonkoski, Pirajá Ferreira, Werner Wanderer, Antonio Anibelli, Anibal Khury, os prefeitos, Elerian Zanetti, em nome da Assomec — Associação dos Municípios da Região Metropolitana — e Laércio Santos, da Assemlep — Associação dos Municípios do Suleste do Paraná, e o secretário do Desenvolvimento Urbano, Roberto Requião, entre outros.

Protesto uníssono do Paraná

"Confiamos que V. Excia. atenderá os reclamos da opinião pública paranaense, que neste momento está levantada em uníssono protestando pela continuidade dos trabalhos da usina de xisto em São Mateus do Sul", declarou o presidente da Assembléia Legislativa, deputado Anibal Khury, em telex enviado ao presidente Sarney na manhã de ontem. Tão logo tomou conhecimento da notícia de que o Conselho de Administração da Petrobrás havia decidido suspender as obras do xisto, o presidente do Legislativo Estadual reuniu-se com as lideranças partidárias e a Mesa da Assembléia para traçar um esquema de ação visando reverter a decisão.

Anibal informou que nesta segunda-feira esteve em visita ao canteiro de obras de São Mateus, que se situa dentro de sua região de atividade política, próximo a União da Vitória, quando congratulou-se com os dirigentes do município pela ida da Incepa para o polo industrial ali em formação. A Incepa está construindo uma fábrica de azulejos que utilizaria como fonte energética o gás de xisto resultante do processo das rochas carregadas de óleo e subprodutos.

"Compreendemos todos os brasileiros a necessidade da realização de contenção de despesas públicas promovidas pelo governo de V. Excia., como parte dos esforços para alcançar a estabilidade inflacionária", diz o deputado Anibal Khury no telex ao chefe da nação. "Mas os cortes terão que ser seletivos, resguardando projetos em fase de ultimação ou decorrentes de compromissos inadiáveis, categoria em que seguramente se inclui a usina de São Mateus do Sul".

Entravando desenvolvimento

O secretário do Desenvolvimento Urbano e Meio Ambiente do Paraná, Roberto Requião (PMDB) manifestou, ontem, repúdio pela decisão do Conselho Administrativo da Petrobrás de encerrar o projeto de pesquisa e produção de óleo e gás do xisto, em São Mateus do Sul. "A medida acarreta prejuízos sociais e econômicos graves para a região e para o Paraná" lastimou. Segundo Requião, no aspecto social o fim do projeto significa desemprego e fome para milhares de trabalhadores e famílias dependentes direta, e indiretamente da usina.

Do ponto de vista econômico, porém, "a Petrobrás está entravando o desenvolvimento da região que é muito pobre, e que tinha enfim, na usina, uma possibilidade de crescer". No momento, a maior prejudicada é a indústria Incepa que está montando uma potente unidade na região, com investimentos de US$ 100 milhões.

Esta empresa ia se utilizar do gás do xisto.

Para promover o desenvolvimento econômico de São Mateus do Sul, o próprio Requião já tinha apresentado um projeto que previa instalação de muitas outras indústrias na região, que também se utilizariam do gás do xisto. "A região se tornaria então, rica, geraria muitos novos empregos. Mas, parece-nos que a Petrobrás não está interessada no desenvolvimento do Paraná" - voltou a lastimar. Completou ainda o secretário que está na expectativa de que a estatal reveja a sua decisão, e encontre uma saída para conter gastos que não seja um simples atravanco.

Drama social para município

O deputado Antônio Anibelli enviou ontem telex ao presidente da República, ao ministro das Minas e Energia e à presidência da Petrobrás fazendo ponderações sobre a desativação do projeto do xisto em São Mateus do Sul, que segundo disse "vai causar um verdadeiro drama social no município".

O deputado esteve terça-feira à noite em São Mateus participando de uma reunião das lideranças locais. "A notícia causou pânico na cidade, provocando uma grande revolta", testemunhou Anibelli.

No expediente o deputado lembrou que a Petrobrás emprega 600 funcionários, além de uma grande quantidade que trabalha nas empreiteiras.

"Em São Mateus há um pólo para instalação de indústrias com garantia de geração de 1.800 empregos diretos e possibilidade de exportações anuais da ordem de 20 milhões de dólares. Tudo isso de uma hora para outra não pode ser simplesmente jogado no lixo", frisou Unibelli.

Ele chama atenção, principalmente, para o problema social que a paralisação do projeto irá causar. E lembra por fim: o projeto está na fase final: "seria mais sensato concluí-lo do que suspendê-lo", disse.

Decisão pode ser revertida

O deputado federal Ervin Bonkoski disse que "há esperança" que a Petrobrás reveja sua decisão sobre a paralisação do projeto do xisto, em São Mateus. Ele fez essa afirmação depois de contatos com o presidente da empresa e com a assessoria do ministro das Minas e Energia.

"Há um mês atrás, quando a paralisação de projetos por contenção de despesa foi discutida na Petrobrás, mantivemos contatos explicando a situação do xisto. Recebemos informação de que São Mateus estava na relação mas não com prioridade, visto haver investimentos privados no projeto, ainda que indiretamente", explicou o deputado.

Ervin disse que ainda haverá uma avaliação final, por isso ele acredita que a posição pode ser revista. "Mas precisa haver mobilização no estado, é necessário que se faça uma espécie de lobby, ou pressão", afirmou. Disse, ainda, que ontem mesmo voltou a fazer contato junto à direção da empresa e ao próprio ministro das Minas e Energia, enfatizando também o problema social devido à possibilidade de desemprego.

"Esta não é a primeira vez que a Petrobrás desacelera as obras de implantação da usina protótipo, acredito que se a sociedade paranaense unir-se à classe política poderemos sensibilizar o Conselho de Administração da Petrobrás", disse Ervin Bonkoski.

Fonte: GAZETA DO POVO (1989, p.7 apud ASSUNÇÃO 2004)