

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

ANÁLISE DO IMPACTO DAS INCERTEZAS NA
TOMADA DE DECISÃO: UMA ABORDAGEM POR
OPÇÕES REAIS NA AVALIAÇÃO DO
DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE
PETRÓLEO EM DIFERENTES REGIMES
CONTRATUAIS

Marcelo Nunes Fonseca

Itajubá, Novembro de 2015.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Marcelo Nunes Fonseca

ANÁLISE DO IMPACTO DAS INCERTEZAS NA
TOMADA DE DECISÃO: UMA ABORDAGEM POR
OPÇÕES REAIS NA AVALIAÇÃO DO
DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE
PETRÓLEO EM DIFERENTES REGIMES
CONTRATUAIS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como parte dos requisitos para obtenção do Título de **Mestre em Ciências em Engenharia de Produção**.

Área de Concentração: Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Edson de Oliveira Pamplona, Dr.

Novembro de 2015

Itajubá

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Marcelo Nunes Fonseca

ANÁLISE DO IMPACTO DAS INCERTEZAS NA
TOMADA DE DECISÃO: UMA ABORDAGEM POR
OPÇÕES REAIS NA AVALIAÇÃO DO
DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE
PETRÓLEO EM DIFERENTES REGIMES
CONTRATUAIS

Dissertação aprovada por banca examinadora em 16 de novembro de 2015, conferindo ao autor o título de *Mestre em Ciências em Engenharia de Produção*.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona (Orientador)

Prof. Dr. André Luiz Medeiros

Prof. Dr. Hector Gustavo Arango

Itajubá

2015

*Aos meus pais: Paulo e Valdéia, e aos meus
irmãos: Gustavo, Luara e Thaty.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me abençoado com uma família maravilhosa e por só colocar em meu caminho pessoas especiais. Agradeço pela minha vida, por me prover de saúde e me amparar nos momentos de dificuldade.

Ao meu orientador Prof. Edson de Oliveira Pamplona, primeiramente por ter me dado a oportunidade de ingressar nesta jornada. Agradeço também pela disponibilidade, orientação, confiança, amizade e pelos conselhos profissionais.

A minha família, especialmente meus pais e irmãos, fonte de amor incondicional. Obrigado por me apoiar em todas as minhas decisões, pela paciência e por dedicar boa parte do tempo de vocês na minha felicidade e bem estar. Impossível mensurar a importância de vocês em minha vida.

A Thaty por me dar o prazer de desfrutar da alegria de ser padrinho de seu filho, João Vicente.

Aos meus afilhados Raphael, Tamires, João Vicente e Bia por serem minhas fontes de inspiração e motivação.

A todos meus amigos pelo apoio, amizade incondicional e motivação, principalmente, ao meu amigo Paulo, por ter me acolhido em sua casa.

A minha namorada Thalita, pelo amor, carinho e, acima de tudo, pelo companheirismo e lealdade. Obrigado por me incentivar e estar sempre ao meu lado.

A família Bonazzi (Icílio, Cristina, Caio e Vanessa), que me acolheu como parte da família. Obrigado pelos conselhos, amizade e carinho. Serei eternamente grato a vocês.

A família Rezende por me apoiar em todas as minhas decisões.

Ao grupo do GEPE de Economia e Finanças, pela amizade e companheirismo.

Aos professores do Instituto de Engenharia de Produção e Gestão, principalmente, ao solícito e dedicado Prof. Carlos Mello, que está contribuindo de forma essencial na minha formação acadêmica.

Ao professor Marco A. G. Dias, pela disponibilidade, atenção e suporte.

À Capes pelo apoio financeiro.

RESUMO

O processo de tomada de decisão na exploração e produção de petróleo vem se mostrando cada vez mais complexo devido, principalmente, ao número de incertezas envolvidas. No entanto, as técnicas de avaliação de investimentos comumente utilizadas neste tipo de projeto não levam em consideração o efeito das incertezas na tomada de decisão. Portanto, o objetivo desta pesquisa é realizar um estudo sobre como as variáveis incertas podem impactar na tomada de decisão de um projeto de exploração e produção de petróleo, através da aplicação da Teoria de Opções Reais, em diferentes regimes contratuais. A pesquisa foi desenvolvida de acordo com os preceitos da modelagem e simulação, na qual foi elaborado um esquema composto por três fases para facilitar a análise do processo de tomada de decisão. Primeiramente, pelo método tradicional sugere-se ao tomador de decisão não investir no desenvolvimento do campo. Entretanto, ao incorporar as incertezas na tomada de decisão outros resultados foram obtidos. Assim, observou-se que, apesar de reduzida, existe uma probabilidade de o projeto ser viável e que o preço, que foi assumido seguir um Movimento Geométrico Browniano (MGB), é a variável mais impactante na viabilidade do projeto. Em seguida, por meio da utilização do binomial para representar o processo de difusão do preço do barril do petróleo, obteve-se que, caso o gestor tenha o direito de investir no futuro e esperar por melhores condições do preço do petróleo, ter a opção de adiar o desenvolvimento do campo de petróleo gera valor ao seu ativo. Constatou-se, portanto, que a incorporação da incerteza desempenha papel fundamental na tomada de decisão. Por fim, a metodologia proposta representa uma contribuição que fornece subsídios para aprimoramento dos processos de tomada de decisão na avaliação de investimentos.

Palavras-chave: flexibilidade, opções reais, desenvolvimento campo petróleo;

ABSTRACT

The decision-making process in the oil exploration and production has proven increasingly complex due mainly to the number of uncertainties involved. However, investment valuation techniques commonly used in this type of project does not take into account the effect of uncertainty in decision-making. Therefore, the objective of this research is to conduct a study on how the uncertain variables can impact the decision making of an petroleum exploration and production project through the application of Real Options Theory, in different contractual arrangements. The research was conducted in accordance with the principles of modeling and simulation, which was developed a scheme consists of three phases to facilitate analysis of the decision-making process. First, the traditional method is suggested to the decision-maker not invest in developing the field. However, by incorporating uncertainty in decision making other results it was obtained. Thus, it was observed that, although reduced, there is a probability that the project is feasible and that the price, which was assumed to follow a Geometric Brownian Motion (GBM) is the most striking variable in viability. Then, by using the binomial to represent the oil barrel price diffusion process, it was found that if the manager has the right to invest in the future and wait for better oil price conditions, have the option to postpone the development of the oil field generates value to its assets. It was found, therefore, that the incorporation of uncertainty plays a key role in decision making. Finally, the proposed method is a contribution that provides grants for improvement of decision-making processes to evaluate investments.

Key-words: flexibility, real options, oil field development;

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Preço do Barril de Petróleo Bruto em dólares	21
Figura 2.2 - Movimentação dos preços das <i>commodities</i>	22
Figura 3.1 - Diagrama de árvore binomial de passo único	38
Figura 4.1 – Etapas de implementação do método de modelagem e simulação	55
Figura 4.2 - Estrutura para avaliação do campo de petróleo	57
Figura 4.3 - Cubo sísmico interpretado	63
Figura 4.4 - Modelo Estrutural (2D).....	63
Figura 4.5 - Modelo Estrutural (3D).....	64
Figura 4.6 - Perfil de Produção do Campo em milhares de barris por dia	66
Figura 4.7 - Pagamento de Serviço.....	67
Figura 4.8 - Prêmio de Produção	68
Figura 4.9 - Petróleo Lucro Concessionária e Consórcio	73
Figura 4.11 - Risco do Projeto (contrato RSC)	85
Figura 4.12 - Risco do Projeto (contrato PSA).....	85
Figura 4.13 - Impostos (RSC e PSA)	86
Figura 4.14 - Árvore de Eventos (Preço) – RSC e PSA	91
Figura 4.15 - Árvore de Eventos (VPL) – RSC.....	92
Figura 4.16 - Árvore de Eventos (VPL) – PSA	92
Figura 4.17 - Valor da Opção de Espera - RSC	95
Figura 4.18 - Valor da Opção de Espera - PSA.....	95
Figura 4.19 - Árvore de Decisão (opção de espera) – RSC.....	96
Figura 4.20 - Árvore de Decisão (opção de espera) – PSA.....	97
Figura 4.21 - Árvore de Eventos (VPL cenário otimista) – RSC	98
Figura 4.22 - Árvore de Eventos (VPL cenário otimista) – PSA	99
Figura 4.23 - VPL x Preço (com escala) – RSC e PSA.....	99
Figura 4.24 - Valor das Opções de Escala e de Espera Interagindo - RSC	101
Figura 4.25 - Valor das Opções de Escala e de Espera Interagindo - PSA	102
Figura 4.26 - Árvore de Decisão (interação entre opções) – RSC	103
Figura 4.27 - Árvore de Decisão (interação entre opções) – PSA.....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Probabilidade de reserva de volume.....	45
Tabela 3.2 - Valores esperados em milhões de dólares.....	45
Tabela 4.1 - Despesas E&P, com valores em milhões de dólares.....	60
Tabela 4.2 – Propriedades para cálculo do Volume.....	64
Tabela 4.3 - Perfil de Produção.....	65
Tabela 4.4 - Fluxo de Caixa (RSC).....	67
Tabela 4.5- Cálculo do Rendimento Tributável.....	69
Tabela 4.6 - Fluxos de Caixa (RSC) – Consórcio (em milhões de dólares).....	70
Tabela 4.7 - Fluxos de Caixa (RSC) - Concessionária, Governo e País (em milhões de dólares).....	71
Tabela 4.8 - Fluxo de Caixa (PSA).....	71
Tabela 4.9 - Fluxos de Caixa (PSA) – Consórcio (em milhões de dólares).....	74
Tabela 4.10 - Fluxos de Caixa (PSA) - Concessionária, Governo e País (em milhões de dólares).....	75
Tabela 4.11 - Indicadores (RSC), VPL em milhões de dólares.....	76
Tabela 4.12 - Indicadores (PSA), VPL em milhões de dólares.....	76
Tabela 4.13 - Indicadores (RSC) - Concessionária, Governo e País (valores em milhões de dólares).....	76
Tabela 4.14 - Indicadores (PSA) - Concessionária, Governo e País (valores em milhões de dólares).....	77
Tabela 4.15 - Distribuições (RSC).....	79
Tabela 4.16 - Distribuições (PSA).....	79
Tabela 4.17 - Parâmetros do Preço.....	82
Tabela 4.18 - Preço e Desvio (MGB), valores em dólares.....	82
Tabela 4.19 - Resultados para auxílio a Tomada de Decisão.....	84
Tabela 4.20 – Parâmetros Contrato PSA e RSC.....	90
Tabela 4.21 - Resultados para auxílio a Tomada de Decisão (cenário otimista).....	100
Tabela 4.22 – Valor da Flexibilidade (valores das opções em milhões de dólares).....	105

SÍMBOLOS

σ	Volatilidade;
α	Taxa de crescimento;
δ	Taxa de conveniência;
r	Taxa livre de risco;
S	Preço atual do ativo;
u	Multiplicador de subida;
d	Multiplicador de descida;
q	Probabilidade objetiva;
p	Probabilidade neutra ao risco;
F	Valor do projeto com flexibilidade;
k	Preço de exercício da opção;
T	Tempo para vencimento da opção;
FC_t	Fluxo de caixa no tempo t ;
V_t	Valor presente do ativo no período t .

GLOSSÁRIO E ABREVIATURAS

CAPEX	Investimentos em Desenvolvimento;
E&P	Exploração e Produção;
FCD	Fluxo de Caixa Descontado;
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência;
IPP	Imposto sobre a Produção de Petróleo;
IRP	Imposto sobre o Rendimento do Petróleo;
ITP	Imposto sobre a Transação de Petróleo;
MGB	Movimento Geométrico Browniano;
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo;
OPEX	Custos de Operação;
OC	Companhia de petróleo;
OR	Opções Reais;
PSA	Contrato de Partilha de Produção;
RSC	Contrato de Serviço com Risco;
SMC	Simulação de Monte Carlo;
TIR	Taxa Interna de Retorno;
TOR	Teoria de Opções Reais;
VP	Valor Presente;
VPL	Valor Presente Líquido;
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês – <i>Weight Average Cost of Capital</i> .

SUMÁRIO

1	<u>INTRODUÇÃO</u>	14
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	14
1.2	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	16
1.3	OBJETIVO	17
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	<u>INDÚSTRIA DO PETRÓLEO</u>	18
2.1	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	18
2.2	PREÇO DO PETRÓLEO.....	19
2.2.1	MOVIMENTO DO PREÇO DO PETRÓLEO	23
2.2.2	MOVIMENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO (MGB).....	24
2.3	PREVISÃO DA PRODUÇÃO.....	27
2.4	REGIMES CONTRATUAIS	29
2.4.1	CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO (PSA).....	30
2.4.2	CONTRATO DE SERVIÇO COM RISCO (RSC).....	32
3	<u>TOMADA DE DECISÃO E OPCÕES REAIS</u>	34
3.1	TOMADA DE DECISÃO.....	34
3.1.1	TOMADA DE DECISÃO EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	35
3.2	OPÇÕES REAIS	36
3.2.1	MODELO BINOMIAL.....	38
3.2.2	VOLATILIDADE	41
3.2.2.1	ABORDAGEM CONSOLIDADA DA INCERTEZA.....	42
3.2.3	OPÇÕES REAIS EM PROJETOS DE PETRÓLEO	43
3.2.3.1	MODELO DE LUND (1999)	44
3.2.3.2	MODELO DE FLETEN <i>ET AL.</i> (2011).....	46
3.2.3.3	MODELO DE CORTAZAR E SCHWARTZ (1998).....	49
3.2.3.4	MODELO DE DIAS (2004).....	52
3.2.3.5	MODELO DE LAUGHTON (1998)	52
3.2.3.1	MODELO DE CHORN E SHOKHOR (2006).....	52
4	<u>A TOMADA DE DECISÃO EM UM CAMPO DE PETRÓLEO</u>	54
4.1	MÉTODO DE PESQUISA: MODELAGEM E SIMULAÇÃO.....	54
4.2	MÉTODO PARA ANÁLISE DAS INCERTEZAS DO PROJETO	56

4.3	CONCEPÇÃO DO PROBLEMA	58
4.4	FASE I- ANÁLISE TRADICIONAL DO PROJETO	60
4.4.1	PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	61
4.4.2	FLUXO DE CAIXA – CONTRATO DE SERVIÇO COM RISCO (RSC)	66
4.4.3	FLUXO DE CAIXA – CONTRATO DE PARTILHA DE PRODUÇÃO (PSA)	71
4.4.4	TOMADA DE DECISÃO - MÉTODO TRADICIONAL.....	75
4.5	FASE II - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E RISCO DO PROJETO	78
4.5.1	ANÁLISE DAS VARIÁVEIS	78
4.5.2	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	82
4.5.3	TOMADA DE DECISÃO – RISCO DO PROJETO	84
4.6	FASE III - O VALOR DA FLEXIBILIDADE (OPÇÕES REAIS).....	87
4.6.1	OPÇÃO DE ESPERA.....	91
4.6.2	TOMADA DE DECISÃO – OPÇÃO DE ESPERA.....	96
4.6.3	INTERAÇÃO ENTRE AS OPÇÕES DE ESCALA E DE ESPERA	98
4.6.4	TOMADA DE DECISÃO – OPÇÕES INTERAGINDO	102
4.7	ANÁLISE DO IMPACTO DAS INCERTEZAS NA TOMADA DE DECISÃO	105
5	<u>CONCLUSÕES</u>	110
5.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	110
5.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	112
6	<u>REFERÊNCIAS</u>	113

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

Dixit e Pindyck (1994) definem investimento como o ato de incorrer custo imediato na expectativa de recompensas futuras. Decisões de investimento são tomadas a todo instante. Contudo, o processo de tomada de decisão vem se mostrando cada vez mais complexo devido, principalmente, ao número de questões envolvidas no processo. Estas decisões são impactadas por incertezas econômicas, incertezas técnicas e por flexibilidades gerenciais inseridas nos projetos.

Em projetos relacionados a indústria petrolífera não é diferente. A avaliação de um projeto de exploração e produção (E&P) de petróleo é uma operação complexa e desafiadora. Uma crescente atenção vem sendo dada ao planejamento do desenvolvimento de campos de petróleo e gás, dadas as descobertas de grandes reservas de petróleo e gás na última década (GUPTA e GROSSMANN, 2011). À vista disso, Helland e Torgersen (2014) alertam para o cuidado que deve ser tomado ao avaliar investimentos em projetos de petróleo, devido, principalmente, às incertezas em vários fatores de entrada. A incerteza que é aqui definida como desvios do resultado esperado.

Para Salomão e Grell (2001), estas incertezas podem ser devidas as variáveis internas, como as características geológicas e as propriedades das rochas e fluidos, ou externas, como o preço do petróleo, as despesas e os custos operacionais, que impactam diretamente a rentabilidade do projeto.

Helland e Torgersen (2014) destacam que as flutuações no preço do petróleo desempenham um papel significativo na decisão sobre o valor de um projeto. Gupta e Grossman (2014) complementam que além do preço do petróleo, a quantidade e qualidade das reservas de cada campo são as fontes de incertezas mais importantes neste tipo de projeto. Segundo os autores, a incerteza do preço do petróleo é influenciada pelos fatores de mercado, políticos, econômicos ou outros. Por outro lado, a incerteza nas reservas está ligada à precisão dos dados do reservatório.

Estas incertezas, de acordo com Schiozer, Ligerio e Santos (2004), podem influenciar o sucesso de uma exploração e produção de petróleo, e por mais que novas metodologias para medi-las venham sendo criadas, estas não definem com precisão o impacto das incertezas, visto que este impacto varia com o tempo e com a quantidade de informação disponível. Assim, à medida que os custos de exploração e os investimentos de petróleo têm

crescido rapidamente na última década, a tomada de decisão ótima se torna crucial ao analisar projetos de investimentos na indústria petrolífera. (HELLAND e TORGERSEN, 2014).

Na avaliação de projetos e tomada de decisão envolvendo investimentos em ativos reais existe a necessidade da utilização de algumas ferramentas, na qual se destaca o método de Fluxo de Caixa Descontado (*FCD*). No entanto, esta técnica não leva em consideração o valor da flexibilidade gerencial presentes nestes tipos de projetos (HELLAND e TORGERSEN, 2014).

A flexibilidade gerencial dá liberdade ao tomador de decisão, tais como o melhor momento de investir (“*timing*”), expandir, parar temporariamente ou abandonar um determinado projeto. Neste contexto, a abordagem de opções reais surge como sendo um método para avaliação econômica de projetos sob incertezas, onde se destaca a flexibilidade gerencial para responder de forma ótima a mudança de cenário causada por estas incertezas (DIAS, 2004). Correspondendo a uma ferramenta complementar aos métodos do FCD, de maneira a não desconsiderar seu valor como método para avaliação de projetos.

De acordo com Kort, Murto e Pawlina. (2010), a relação entre a incerteza econômica e de investimento é uma das questões centrais da teoria moderna do orçamento de capital, que se reflete na teoria de opções reais. Em relação aos métodos para cálculo do valor da opção, destacam-se o modelo Black & Scholes e o modelo da árvore binomial.

Nestes modelos, cinco variáveis são requeridas em sua definição: valor presente dos fluxos de caixa futuros, valor dos investimentos, taxa de desconto, tempo do investimento e a volatilidade do projeto. Visto que as quatro primeiras são também utilizadas pelos métodos tradicionais, constata-se que o principal elemento para obtenção do valor da flexibilidade está associado à quinta variável, a volatilidade.

Na avaliação do investimentos relacionado à indústria de petróleo, de acordo com Costa Lima e Suslick (2006) a volatilidade é um parâmetro chave e difícil de estimar, uma vez que não se tem uma série histórica de valores do projeto. Os autores ainda relatam que do ponto de vista do método tradicional de análise de investimento, a volatilidade reduz o valor do projeto, uma vez que aumentam a sua taxa de desconto através de um maior prêmio de risco. Ao contrário, de acordo com o método de opções reais, a volatilidade pode agregar valor ao projeto, uma vez que a potencial desvantagem é limitada ao passo que a vantagem é teoricamente ilimitada.

A avaliação por opções reais tem sido aplicada a projetos de petróleo por um longo tempo, uma vez que apresentam muitos atributos que os tornam adequados para esta avaliação (FLETEN *et al.*, 2011).

Essas são as colocações de grande parte dos autores da área. Neste contexto o desenvolvimento deste trabalho se mostrou pertinente em sua aplicação da Teoria de Opções Reais (TOR) na solução de um problemas real de investimentos em exploração e produção de petróleo. Ainda, visto que o preço do petróleo e a qualidade de reservas afetam diretamente a rentabilidade global de um projeto, é importante analisar o impacto dessas incertezas na viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo.

O problema que será abordado refere-se à análise das incertezas na viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo, cujo nome não será informado por questões de confidencialidade, considerando os principais regimes contratuais vigentes do país no qual o campo está localizado.

1.2 Justificativa do trabalho

A aplicação da análise de investimentos em projetos da indústria de petróleo se justifica, principalmente, devido ao aporte de capital aplicado na maioria dos projetos, assim como a característica de irreversibilidade do investimento. Warner (2011) afirma que trilhões de dólares de bens e serviços serão adquiridos ao longo dos próximos dez anos, na exploração e desenvolvimento de recursos de petróleo, gás e minerais ao redor do mundo.

Além disto, o petróleo bruto é considerado a *commodity* mais importante do mundo e se caracteriza como a principal fonte energética mundial.

Outro importante aspecto observado na referida indústria é a alta volatilidade do preço do petróleo. De acordo com Fleten *et al.* (2011), desde 2000, os preços do petróleo têm sido cada vez mais voláteis, criando, assim, a incerteza sobre se os projetos podem entregar um suficiente retorno sobre o investimento. Além das referidas características, deve-se, também considerar informações referentes ao volume de óleo *in situ* (volume de óleo estimado que estão contidos em um reservatório) e ao perfil de produção, que ainda segundo o autor, são informações valiosas ao avaliar opções reais.

Salomão e Grell (2001) alertam para a importância da estimativa do perfil de produção de um reservatório, visto que o fluxo de caixa do projeto é função direta desta variável. Portanto, a análise da questão da volatilidade, onde são consideradas as variáveis de incerteza, é imprescindível para o presente projeto, pois pode variar de acordo essas características.

O campo a ser analisado pode ser justificado pelo cenário econômico de investimentos em campos de pré-sal no país no qual o campo está inserido, pois, segundo publicação da Energy Information Administration (2015), a combinação de resultados

decepcionantes e complexidade geológica, agravada pelo ambiente de baixa do preço do petróleo, resultou em redução do investimento em áreas do pré-sal deste país.

1.3 Objetivo

Considerando estas premissas, o objetivo principal deste trabalho é realizar um estudo sobre como variáveis incertas podem impactar a tomada de decisão de um projeto de exploração e produção de petróleo, considerando as diferentes alternativas referentes aos regimes contratuais vigentes do país no qual o campo está localizado, por meio da aplicação da teoria de opções reais.

Para tanto, alguns objetivos específicos podem ser destacados como:

- Cálculo do volume recuperável de óleo;
- Previsão da produção de petróleo;
- Previsão do preço do barril de petróleo durante o período sob análise;
- Análise do projeto pelo método tradicional (livre de incertezas);
- Cálculo do valor do ativo considerando a flexibilidade do projeto.

1.4 Estrutura do Trabalho

No segundo capítulo é feita uma revisão bibliográfica sobre a indústria de petróleo. Neste capítulo são mostradas as principais considerações sobre o preço do petróleo e a previsão da produção de petróleo. Em seguida, as características dos modelos de contrato avaliados são apresentadas.

No terceiro capítulo uma revisão bibliográfica da tomada de decisão e Opções Reais é apresentada. Posteriormente é mostrada a teoria que fundamenta a aplicação do modelo binomial e árvores de decisão para opções reais. E por fim, uma revisão dos principais trabalhos em opções reais na indústria de petróleo é apresentada nesta seção.

A questão da metodologia do trabalho é discutida no quarto capítulo. Neste capítulo é mostrado que o método utilizado para realização da pesquisa foi o de modelagem e simulação. Ainda neste capítulo, foi desenvolvido um esquema composto por três fases utilizado para resolução do problema. Em seguida é realizada a aplicação de tal método em um problema real de avaliação do desenvolvimento de um campo de petróleo, analisando o impacto das incertezas na tomada de decisão.

No capítulo cinco podem ser vistas as principais contribuições do trabalho, assim como as sugestões para trabalhos futuros.

2 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

A indústria de Petróleo e Gás é a espinha dorsal da economia mundial (BALAT, 2010). O Petróleo e seus derivados são partes essenciais para a matriz energética mundial e para a produção de bens em variadas escalas. Dentre todas as fontes energéticas, mesmo com a diluição da quota de 46% em 1973 para 31% em 2013, o petróleo ainda representa a maior fatia da oferta total de energia primária, seguido pelo carvão (29%) e gás natural (21%) (IEA, 2014). Ainda, o petróleo é responsável por dez por cento do comércio internacional, e quatro por cento do PIB mundial (IMF, 2008). Em consequência disso, Coleman (2012) afirma que o petróleo bruto é a *commodity* mais importante do mundo.

Dessa forma, torna-se importante apresentar neste capítulo informações sobre a indústria de petróleo, tais como considerações iniciais sobre a exploração e produção de petróleo, o movimento do preço do petróleo, a relação de oferta e da demanda, o perfil de produção de um campo de petróleo e as características dos modelos de contrato em estudo.

2.1 Exploração e Produção de Petróleo

A avaliação e a exploração de petróleo no mar podem ser vistos como parte de um problema de investimento em vários estágios. De acordo com Gupta e Grossmann (2014), o ciclo de vida de um projeto típico de campos petrolíferos no mar consiste nas cinco etapas seguintes:

- 1) Exploração: esta atividade envolve estudos geológicos e sísmicos seguidos de poços exploratórios para determinar a presença de petróleo e/ou gás. Lin (2009) destaca que a empresa, ao adquirir uma extensão inexplorada de terra, deve decidir entre investir ou não nas plataformas de perfuração necessárias para o início da perfuração exploratória.;
- 2) Avaliação (*appraisal*): trata-se de perfuração de poços de delimitação para estabelecer o tamanho e qualidade do campo potencial. Estudos de planejamento de desenvolvimento preliminar e de viabilidade também são realizados. O presente trabalho se encontra nessa fase;
- 3) Desenvolvimento: após avaliação positiva, esta fase tem como objetivo selecionar o plano de desenvolvimento mais adequado entre muitas alternativas. Esta etapa envolve decisões de investimento e de operação de capital intensivo que incluem instalações, perfuração, estruturas submarinas, etc.;

- 4) Produção: após as instalações construídas e poços perfurados, a produção começa, sendo que podem ser injetados gás e/ou água no campo, com a finalidade de aumentar a produtividade;
- 5) Abandono: esta é a última fase de um projeto de desenvolvimento do campo petrolífero e envolve o desmantelamento das instalações.

Em caso de resultados positivos na fase de avaliação, executa-se o desenvolvimento da produção (*development*), conjunto de atividades que visam permitir a produção comercial de petróleo. De acordo com Fleten *et al.* (2011) e Dixit e Pindyck (1994), as decisões mais importantes em um projeto de exploração e produção de petróleo estão relacionadas à fase de desenvolvimento, na qual ocorre a maior parte do investimento.

2.2 Preço do Petróleo

De acordo com Chandima Ratnayake e Markeset (2010), a indústria de petróleo e gás atua em um ambiente cada vez mais desafiador, devido à crescente concorrência global, variações dos preços, exigências de Saúde, Meio Ambiente e Segurança (SMS), crescimento de fontes alternativas de energia e pressões dos *stakeholders* em relação a interesses ambientais, econômicos, sociais e políticos.

Em relação ao preço, de acordo com Fleten *et al.* (2011), desde 2000, os preços do petróleo têm sido cada vez mais voláteis, criando, portanto, a incerteza sobre se os projetos podem entregar um suficiente retorno sobre o investimento. Sendo assim, os autores afirmam que o preço do petróleo é um dos fatores mais importantes na avaliação de um campo de petróleo em potencial. Assim como o preço de outros itens comercializáveis, o preço do petróleo é regido pela oferta e demanda.

A volatilidade do preço do Petróleo não afeta somente este setor, de acordo com Henriques e Sadosky (2011) a incerteza no preço do petróleo influenciam o processo de tomada de decisão das empresas, uma vez que, segundo Pindyck (1991), a volatilidade do preço do petróleo é associada a maiores incertezas na entrada de energia, o que afeta a receita marginal do produto. Nesse contexto, Park, Chung e Lee (2011) analisam o impacto da flutuação do preço do petróleo em variáveis macroeconômicas regionais na Coreia, utilizando um modelo de vetores auto-regressivos (VAR).

Segundo Akaev, Sadovnichii e Korotaev (2011), as altas dos preços do petróleo e do ouro foram um dos grandes precursores da crise econômica mundial. Neste trabalho, os autores mostram a volatilidade do preço do petróleo *Brent* (petróleo inglês do tipo leve para

entrega física, negociado em dólar) entre os períodos de 1970 e 2010. Vale destacar que o petróleo *Brent* só começou a ser negociado a partir da década de 1980, os primeiros preços da série são de óleos similares.

Os autores afirmam que o preço do petróleo subiu para US\$ 50 por barril imediatamente após o colapso do petróleo no início de 1970 e, em seguida, saltou para o nível máximo de US\$ 95 por barril em 1979, que marcou o início da crise econômica de 1980-1982. Em seguida, o preço do petróleo diminuiu suavemente até meados dos anos 1980 e estabilizou dentro de US\$ 25-35 por barril até 2003, seguido de um novo aumento.

Ainda de acordo ainda com os autores supracitados, a partir de 2006, o preço do petróleo cresceu acentuadamente de US\$ 60 a US\$ 145 por barril ao longo de 1,5 anos. Isto foi imediatamente seguido por uma crise econômica mundial. Mais tarde, o preço caiu para US\$ 30 por barril e, em seguida, estabilizou na faixa de US\$ 70-85.

Segundo Mitchell e Mitchell (2014), o preço triplicou entre 2003 e 2008, apesar da queda da demanda após a crise financeira de 2008-2009. De acordo com os autores, esse período de instabilidade pode, também, ser atribuída ao crescimento mais acelerado da demanda em relação à oferta.

Bhar e Malliaris (2011) complementam afirmando que, em parte, o enfraquecimento na oferta é devido tanto à depreciação da taxa de câmbio nominal do dólar, quanto ao aumento no preço em dólar do ouro.

Quanto à demanda, Kun e Jian (2011) relatam que a rápida expansão econômica nos países desenvolvidos, juntamente com as economias em crescimento em países como China e Índia, precipitou um aumento constante na demanda por energia, especialmente petróleo e gás natural. O preço do petróleo bruto, de janeiro de 2000 a fevereiro de 2014, é apresentado na Figura 2.1.

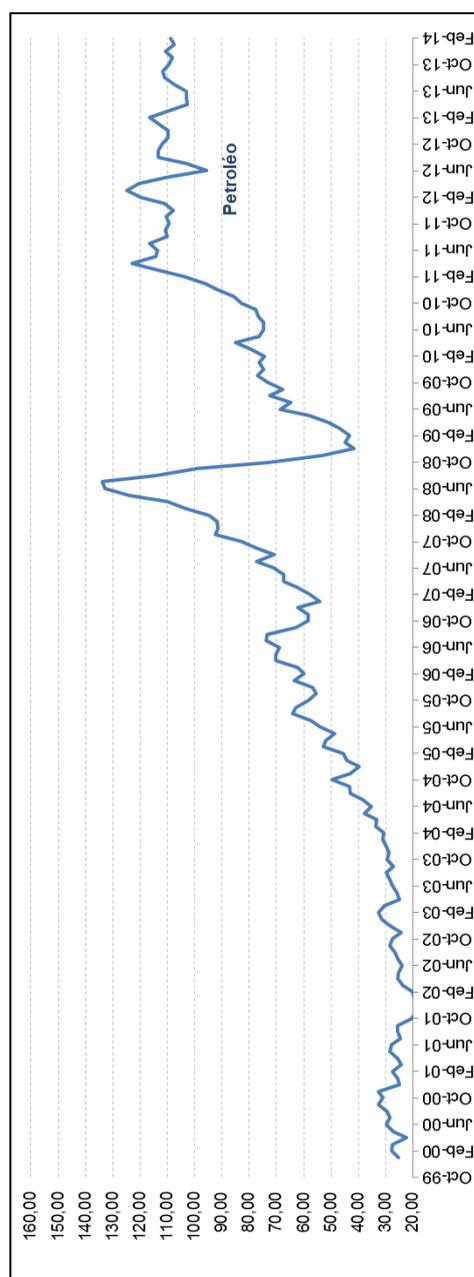


Figura 2.1 - Preço do Barril de Petróleo Bruto em dólares

Fonte: IMF (2015)

Como pode ser visto na Figura 2.1, após o referido aumento dos preços do petróleo, os preços apresentaram moderado declínio em 2013 (cerca de 3%), pois a oferta permaneceu limitada pela interrupção da produção em alguns países produtores de petróleo. Apesar do declínio gradual de picos anteriores, os preços do petróleo ainda eram quase 30% maior do que nos dois anos anteriores à recessão global de 2009 (AEO, 2014). A movimentação dos preços das *commodities* (petróleo bruto, ouro, cobre e alumínio), tendo como base o valor cotado em janeiro de 2000, pode ser vista na Figura 2.2. Nesta figura, os valores cotados em

janeiro de 2000 foram utilizados como referência, assim é possível ver a movimentação dos preços em relação a essa data.

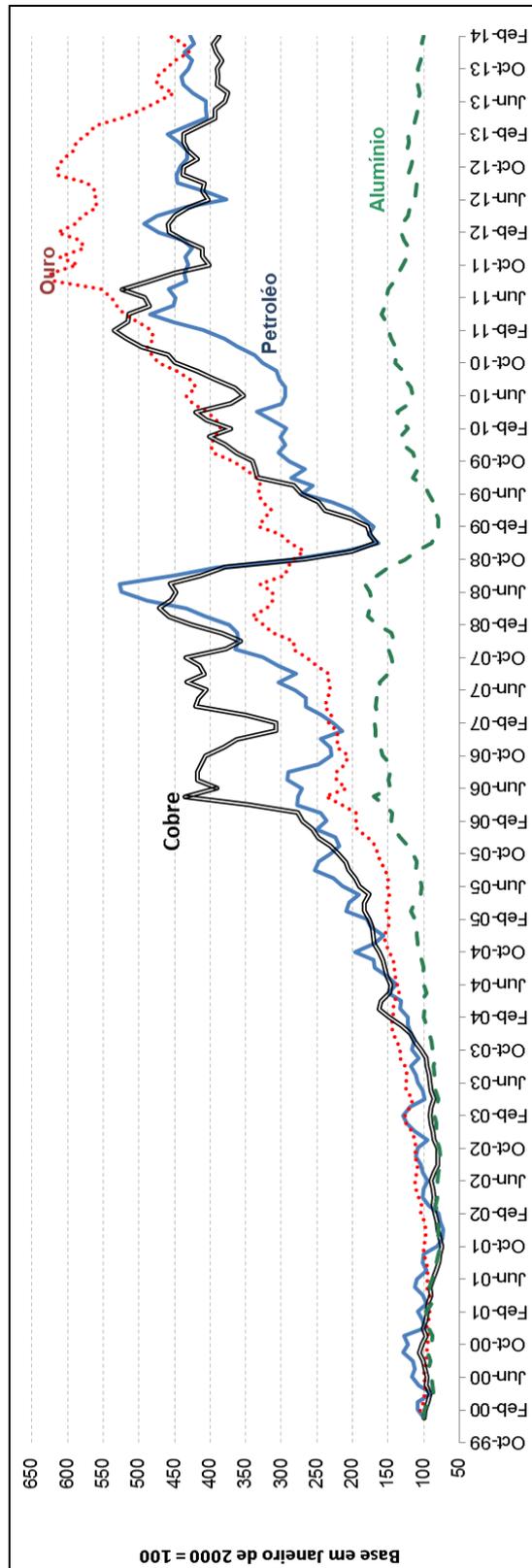


Figura 2.2 - Movimentação dos preços das *commodities*

Fonte: AEO (2014)

Como pode ser observado, os preços das *commodities* caíram em 2013, por causa, principalmente, da fraca demanda dos países desenvolvidos e dos países emergentes, que têm sido os principais impulsionadores do *boom* dos preços das *commodities* nos anos anteriores.

Em 2015, a queda de preço é ainda mais acentuada, segundo relatório publicado pelo World Bank (2015), o preço caiu, aproximadamente, 55% de junho de 2014 a janeiro de 2015, passando de US\$ 115 por barril para US\$ 47 por barril, colocando fim a um período de quatro anos de estabilidade. A previsão é que, em média, o preço do petróleo em 2015 seja de US\$ 53 por barril, valor 45% mais baixo do que a média de 2014. A média prevista para 2016 é de US\$ 57 por barril de petróleo

2.2.1 Movimento do Preço do Petróleo

As variações dos preços do petróleo são difíceis de prever, pois oscilam com novas informações que chegam ao mercado. Nesse sentido, processos estocásticos são úteis para fazer previsões e, conseqüentemente, dar uma ideia do risco dessas previsões através de intervalos de confiança da previsão.

Vista tal complexidade, inúmeros trabalhos foram desenvolvidos com a finalidade de encontrar melhores aproximações para o comportamento desta variável. Além disto, muitos dos trabalhos desenvolvidos em análise de investimento em projetos de petróleo reconhecem a importância de encontrar um modelo que descreva com eficiência o comportamento do preço do petróleo na avaliação do projeto. Neste sentido, serão apresentados trabalhos com foco neste tema.

Costa Lima e Suslick (2006) apresentam teorias na literatura que sugerem que a volatilidade de projetos de petróleo é igual a volatilidade do preço do petróleo. Apesar da simplicidade da teoria, esta pode não ser considerada realista, pois assim sendo, outras incertezas seriam desconsideradas no cálculo.

Os autores citados acima propõem um método numérico alternativo com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros e Simulação de Monte Carlo para estimar a volatilidade dos projetos. Este método é aplicado para estimar a volatilidade de 12 projetos *offshore* em águas profundas de petróleo, considerando que o preço do petróleo vai evoluir de acordo com um dos dois processos estocásticos: Movimento Browniano Geométrico ou Movimento de Reversão a Média.

Postali e Picchetti (2006) apresentam uma discussão sobre os processos estocásticos para avaliar investimentos no setor de petróleo e gás. O objetivo dos autores é mostrar as

vantagens e desvantagem dos métodos Movimento Browniano Geométrico (MGB) e Movimento de Reversão a Média na previsão do preço do óleo.

Os seus resultados mostram que, embora o processo de reversão à média possa ser mais preciso para representar a evolução dos preços do petróleo ao longo do tempo, uma aproximação MGB não causa erros de avaliação significativa. Portanto, os resultados sugerem que é possível usar o Movimento Browniano Geométrico como um bom método para descrever o movimento de preço e tirar proveito de sua facilidade operacional.

O comportamento estocástico do preço do petróleo, a taxa de conveniência e a taxa de juros livre de risco desempenham um papel determinante na avaliação de jazigo de petróleo. Nesse contexto, Kaffel e Abid (2009) apresentam um estudo para auxiliar na decisão sobre os melhores modelos estocásticos de tempo contínuo para estes fatores de risco. Os testes revelaram que o Movimento Geométrico Browniano com saltos (*jumps*) é o melhor modelo para o preço do petróleo em comparação com os outros processos comumente usados.

Hou e Suardi (2012) consideram uma abordagem alternativa que envolve método GARCH não paramétrico para modelar e prever a volatilidade do preço do petróleo. Dois mercados de petróleo bruto, *Brent* e *West Texas Intermediate* (WTI) são analisados. Com o intuito de explorar o potencial benefício de usar um modelo GARCH não paramétrico para prever a volatilidade dos preços do petróleo bruto, os autores examinaram seu desempenho em relação a uma ampla gama de modelos paramétricos GARCH.

A superioridade do desempenho preditivo do modelo não paramétrico GARCH é confirmada pelo teste de habilidade preditiva superior de Hansen (2005). Os resultados sugerem que o modelo GARCH não paramétrico pode ser considerado como um método alternativo útil de modelagem da volatilidade dos preços do petróleo bruto.

Apesar da existência de uma série de técnicas para modelar o movimento do petróleo, pode-se concluir, a partir das considerações dos principais autores na área, que o processo estocástico mais popular para modelagem dos preços do petróleo é o MGB, este que implica na modelagem dos preços com tendência de crescimento exponencial.

2.2.2 Movimento Geométrico Browniano (MGB)

Visto que o MGB é uma boa técnica para estimação do preço do petróleo, segundo afirma Dias (2005), nesta seção serão descritas as principais características dessa técnica, assim como a formulação matemática envolvida.

De acordo com Dixit e Pindyck (1994), o Movimento Geométrico Browniano (ou processo de Wiener) é um processo estocástico que apresenta três importantes propriedades, que são:

- (i) é um processo de Markov e, por isso, a distribuição de probabilidade para todos os valores futuros dependem apenas do valor presente, ou seja, as informações passadas não são relevantes;
- (ii) o processo possui incrementos independentes. Sendo assim, em um intervalo de tempo, a distribuição de probabilidades para as variações no processo não é afetada por outro intervalo de tempo;
- (iii) as alterações no processo, durante qualquer intervalo de tempo finito, são normalmente distribuídas, aumentando a variância linearmente com o intervalo de tempo.

Ainda segundo Dixit e Pindyck (1994), uma variável P segue um Movimento Geométrico Browniano se obedecer á seguinte equação diferencial estocástica, dado que $P(0)$ é o valor conhecido de P em $t = 0$.

$$\frac{dP}{P} = \alpha dt + \sigma dz \quad 2.1$$

Em que:

α : taxa de crescimento (*drift*);

σ : volatilidade ($\sigma > 0$);

dz : incremento do processo de Wiener ($dz = \varepsilon \sqrt{dt}$, sendo $\varepsilon \sim N(0,1)$).

A Equação 2.1 também pode ser escrita como:

$$dP(t) = \alpha P(t) dt + \sigma P(t) dz \quad 2.2$$

Destaca-se, ainda, que no MGB a variável P segue uma distribuição lognormal, já a taxa percentual de variação da variável estocástica (dP/P) segue distribuição normal com média e variância apresentadas a seguir:

$$(dP/P) \sim N(\alpha dt; \sigma^2 dt) \quad 2.3$$

Fazendo $x = \ln P$ e utilizando o lema de Itô, tem-se (HULL, 2006):

$$dx = d(\ln P) = (\alpha - \sigma^2/2) dt + \sigma dz \quad 2.4$$

Dessa forma, o retorno logaritmo $d(\ln P)$ também tem distribuição normal. Portanto, se o logaritmo de P tem distribuição normal, P tem distribuição lognormal.

Integrando a Equação 2.4, resulta-se em:

$$\int_{t=0}^T d(\ln [P(t)]) = \int_{t=0}^T (\alpha - \sigma^2/2) dt + \int_{t=0}^T \sigma dz(t) \quad 2.5$$

$$\ln [P(T)] = \ln [P(0)] + (\alpha - \sigma^2/2) T + \sigma N(0,1) \sqrt{T} \quad 2.6$$

Assumindo neutralidade ao risco e, assim, utilizando a taxa livre de risco (r) em vez da taxa de crescimento (α), tem-se:

$$\ln [P(T)] = \ln [P(0)] + (r - \sigma^2/2) T + \sigma N(0,1) \sqrt{T} \quad 2.7$$

Através de transformações matemática, a Equação 2.7 pode ser escrita da seguinte forma:

$$P(T) = P(0) \cdot \exp[(r - \sigma^2/2) T + \sigma N(0,1) \sqrt{T}] \quad 2.8$$

A Equação 2.8 diz que, a fim de determinar a variável $P(T)$ na data T , quatro variáveis seguintes precisam ser definidas: valor inicial $P(0)$, taxa de juros livre de risco (r), volatilidade (σ) e o número aleatório ($N(0,1)$).

Segundo Dias (2015), se P segue um MGB, dado o valor inicial de P (P_0), então seus valores futuros $P(t)$ têm distribuição lognormal com a seguinte média e variância:

$$E[P(t) | P_0] = P_0 e^{\alpha t} \quad 2.9$$

$$\text{Var}[P(t) | P_0] = P_0^2 e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad 2.10$$

Assumindo a neutralidade ao risco, a taxa de crescimento α é substituída pela tendência penalizada pelo prêmio de risco ($\alpha - \pi$), sendo π o prêmio de risco. No caso de *commodities*, como é o caso do preço do petróleo, tem-se que $(\alpha - \pi) = (r - \delta)$, onde r é a taxa livre de risco e δ é a taxa de conveniência.

Esta taxa de conveniência mede o quanto o agente é beneficiado por possuir o ativo em mãos ao invés de ter um contrato futuro. Ou seja, a taxa de conveniência está relacionada à possibilidade de escassez de um produto, o que poderia interromper a produção de forma inesperada e é análoga à taxa de dividendos de um ativo financeiros, porém neste caso o ativo é uma *commodity* (DIAS, 2015).

A taxa de conveniência pode ser calculada através da Equação 2.11 (FLETEN *et al.*, 2011).

$$\delta(T) = r - \frac{1}{T} \ln \left[\frac{F(P, t, T)}{P(t)} \right] \quad 2.11$$

Visto que r é a taxa livre de risco, e considerando que a variável P é o preço do petróleo, $P(t)$ refere-se aos preços à vista do petróleo (*spot*) e $F(P, t, T)$ o preço do mercado futuro em um instante genérico t para entrega na data T .

Neste caso as médias e variância de P são calculadas da seguinte forma (DIAS, 2015):

$$E^Q[P(t)] = P_0 e^{(r - \delta)t} \quad 2.12$$

$$\text{Var}[P(t) | P_0] = P_0^2 e^{2(r - \delta)t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad 2.13$$

2.3 Previsão da Produção

Segundo Fleten *et al.* (2011), o perfil de produção do campo é útil ao avaliar opções reais, uma vez que fornece informações em volume e tempo de produção. Um modelo realista do desempenho do reservatório é difícil de criar e de calcular, haja vista a necessidade de modelar muitos parâmetros em 3 dimensões com muitas relações não lineares.

Para Dubrule *et al.* (1998), a construção de um modelo de reservatório que consiga gerar previsões confiáveis de produção, frente aos diversos cenários desenvolvidos, é o problema chave enfrentado no desenvolvimento de um reservatório de hidrocarboneto.

Maschio, Vidal e Schiozer (2008) classificam a modelagem de reservatórios em dois estágios, caracterização inicial dos reservatórios usando informações estáticas (perfil de poços, dados sísmicos, etc.) e inclusão de dados dinâmicos, fase em que utiliza a técnica de ajuste de histórico, cujo o objetivo é obter modelos confiáveis para prever o desempenho futuro do reservatório. Segundo Maschio e Schiozer (2013), ajuste de histórico e previsão de produção sob incerteza são dois passos fundamentais no estudo de reservatórios.

O termo "caracterização de reservatórios" refere-se a toda a informação pertinente necessária para descrever um reservatório em termos da sua capacidade para armazenar e produzir hidrocarbonetos. Isto implica em conhecer a arquitetura do reservatório, incluindo a geometria interna e externa, as distribuições de probabilidade dos atributos (tais como a porosidade, permeabilidade, a heterogeneidade, etc.) e compreender o fluxo do fluido dentro do reservatório (MICHELENA, 2011).

A correta caracterização de um reservatório não é uma tarefa fácil, uma vez que, segundo Kelkar e Perez (2002), os reservatórios possuem características heterogêneas, ou seja, as propriedades de um reservatório variam em função do tempo. Li e Zhang (2011) afirmam que muitos métodos têm sido utilizados para estudar a estrutura de reservatórios, sendo a utilização de dados *sísmicos 3D*, possivelmente, o mais popular até agora. No entanto, esta técnica muitas vezes carece de detalhes o suficiente para representar fielmente algumas heterogeneidades dos reservatórios.

Neste sentido, Saito *et al.* (2001) discorrem sobre a complexidade em medir o potencial de um reservatório de petróleo. Para os autores, as características de fluxo multifásico em meios porosos, a heterogeneidade dos reservatórios, temperatura, fluidos, distribuição de pressão e a geometria do reservatório podem influenciar no comportamento dos fluidos e indicar se a reserva tem potencial de exploração e desenvolvimento. Apesar da complexidade dos reservatórios, os autores afirmam que uma série de ferramentas vem sendo desenvolvidas para auxiliar a modelagem de reservatórios através de simulação numérica.

Moura Filho (2005) e Maschio, Vidal e Schiozer (2008) destacam a importância da previsão de desempenho de um reservatório através da simulação de reservatórios, formando a base para o seu gerenciamento, análise de risco e processos de tomada de decisão.

No entanto, o elevado número de incertezas no reservatório torna conveniente uma análise de risco para avaliar o impacto de tais incertezas no desempenho do campo (SILVA, 2011). A análise de risco em engenharia de reservatórios pode ser definida como um processo em que o grau de incerteza de uma variável de decisão (*output*), avaliada pelo modelo de simulação, é calculado tendo em conta o grau de incerteza das variáveis de entrada (REIS *et al.*, 2009). Nesse contexto, segundo Khosravi, Rostami e Fatemi (2012), a indústria do petróleo tem dado grande importância à gestão e análise de incertezas em reservatórios.

Para Subbey, Christie e Sambridge (2004), todas as incertezas envolvidas no processo de exploração e produção de petróleo afetam as previsões de produção em que a gestão do reservatório se baseia. Consequentemente, as incertezas devem ser levadas em conta e integradas, a fim de tomar as decisões adequadas.

Segundo os autores, avaliar as incertezas de reservatório requer identificar os parâmetros principais (estrutura do reservatório, permeabilidade da rocha, propriedades dos fluidos, etc.), que têm uma influência significativa na produção, e definir suas configurações possíveis.

Nas últimas décadas, a indústria do petróleo tem utilizado métodos de projeto experimental para reduzir diferentes tipos de incertezas durante desenvolvimentos de campo (KHOSRAVI, ROSTAMI e FATEMI, 2012).

Vista a complexidade de avaliação de reservatórios devido ao grande número de incertezas envolvidas no processo, Khosravi, Rostami e Fatemi (2012) relatam a importância de aplicar a metodologia adequada para enfrentar cada incerteza. Segundo os autores, há três diferentes comportamentos estatísticos que podem ser usados para classificar as incertezas:

- Determinista (permeabilidade, porosidade, matriz de tamanho do bloco, etc.).
- Discreto (cenários de deposição ou condutividade da falha, tamanho do aquífero, etc.).
- Estocástica (infinidade de mapas estruturais equiprováveis, mapas de fratura, modelos de ajuste de histórico, etc.).

2.4 Regimes Contratuais

Em relação à propriedade dos hidrocarbonetos encontrados no país no qual o campo de petróleo sob avaliação está localizado, o estado atribui exclusividade dos direitos sobre os hidrocarbonetos líquidos e gasosos a Concessionária estatal. Dessa forma, qualquer companhia petrolífera (OC – *Oil Company*) que pretendesse explorar petróleo no país teria que se associar a essa concessionária.

Em relação às formas de associação, os modelos mais utilizados neste país são:

- (i) Contrato de partilha de produção (*Production Sharing Agreement - PSA*);
- (ii) Contrato de serviço com risco (*Risk Service Contract - RSC*).

Portanto, nas próximas seções serão descritos particularidades dos modelos de partilha de produção e do contrato de serviço com risco.

2.4.1 Contrato de Partilha de Produção (PSA)

O contrato de partilha de produção (PSA), surgida na década de 60 na Indonésia, é uma forma muito popular de desenvolver as reservas do estado, principalmente na África.

O contrato de partilha de produção tem características que os recursos petrolíferos são propriedades do governo anfitrião (muitas vezes representado pela concessionária estatal), enquanto as companhias petrolíferas assumem todos os riscos, bem como o custo de exploração. Neste modelo a produção é dividida em uma taxa acordada entre a concessionária e a OC (LIU *et al.*, 2012).

Por meio do PSA, o estado hospedeiro contribui com a área territorial a ser explorada, outorgando à OC (ou consórcio) o direito exclusivo de conduzir atividades de exploração e produção sem, no entanto, acarretar qualquer forma de arrendamento ou transferência de propriedade. A OC, então, explora a área a seu risco e custo próprio e recebe parte dos hidrocarbonetos produzidos como compensação pelo risco. Assim, caso não sejam encontrados hidrocarbonetos ou as reservas não sejam comercializáveis, o contrato termina sem qualquer direito à OC de recuperar seus custos.

Caso a expedição seja bem sucedida, o consórcio terá a oportunidade de recuperar os custos incorridos e obter lucro. Por sua vez, o estado e a concessionária estatal recebem uma fatia da produção. Portanto, PSA é um contrato entre uma companhia petrolífera ou um grupo contratado (consórcio) e a concessionária estatal, sendo que o consórcio carrega todas as despesas de exploração e de extração na zona do contrato, juntamente com perdas e riscos relacionados. Assim, o principal objetivo do estado neste modelo contratual é atrair empresas, com alto conhecimento técnico, que estejam dispostas a arriscar seu capital para desenvolver as suas reservas.

Neste modelo destacam-se duas importantes nomenclaturas. A primeira é o Petróleo Custo (em inglês, *Cost Oil*), parcela da produção destinada ao consórcio, com a finalidade de

recuperar os custos de exploração, desenvolvimento, produção, administração e despesas de serviço. Esta parcela geralmente varia entre 50% e 65% da produção total.

A segunda é o Petróleo Lucro (em inglês, *Profit oil*), diferença entre o total de petróleo produzido e o óleo destinado a recuperação de custos (Petróleo Custo). O Petróleo Lucro é compartilhado entre a concessionária e os seus parceiros, de acordo com as condições estabelecidas no contrato. O imposto incide apenas sob o Petróleo Lucro.

De acordo com a lei vigente no país, um bônus pode ser pago pelo grupo contratado a concessionária, sem direito de depreciação ou amortização. Neste modelo, o grupo contratado tem o direito de contabilizar as suas reservas, constituindo um importante fator de atração de investimentos.

Algumas características do modelo de partilha de produção são descritas a seguir:

- (i) O Petróleo Custo é limitado a uma percentagem máxima do montante total de óleo, geralmente 50%, podendo chegar a 65% se os gastos com desenvolvimento e produção não forem recuperados dentro de quatro ou cinco anos a partir da produção comercial;
- (ii) Os investimentos com exploração não são levados em consideração para cálculo do percentual de Petróleo Custo utilizado para recuperação das despesas de produção;
- (iii) Os custos de desenvolvimento são acrescidos por um fator (*uplift*), definido na respectiva PSA, e amortizados a uma taxa anual de 25%, no ano em que elas ocorrem ou no primeiro ano de produção comercial, o que acontecer mais tarde;
- (iv) O único imposto incidente é o Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP).

O IRP é devido sobre o rendimento do petróleo apurado e auferido no exercício de qualquer das seguintes atividades:

- Pesquisa, desenvolvimento, produção, armazenagem, venda, exportação, tratamento e transporte de petróleo.
- Comércio de quaisquer outros produtos provenientes das operações referidas no ponto anterior.

Esta taxa varia de 50% para as empresas estrangeiras a 30% para as empresas nacionais associadas à concessionária estatal. Vale destacar que não há incidência deste imposto sobre os recebimentos da concessionária estatal.

2.4.2 Contrato de Serviço com Risco (RSC)

O primeiro país a utilizar deste sistema contratual foi o Irã, em 1974, seguido, posteriormente, por vários países do Oriente Médio e América do Sul.

Sob esse modelo contratual, a companhia petrolífera (ou o consórcio) investe na exploração do petróleo. Se for encontrado petróleo, o consórcio pode extrair o petróleo e receberá pagamento em dinheiro (pagamento de serviço), de acordo com as taxas acordadas em contrato, ou por meio de desconto na compra de petróleo, uma vez que as companhias petrolíferas não têm direito ao petróleo extraído do bloco.

No caso da inexistência de petróleo, o consórcio não tem a possibilidade de recuperar os investimentos. Esse é o risco que se corre. Em suma, neste modelo de contrato, a companhia realiza os projetos de petróleo e recebe uma taxa por este serviço. As taxas, geralmente, permitem a recuperação de todo os custos da empresa e a obtenção de lucro. Algumas características deste modelo são descritas abaixo:

- (i) Os custos incorridos nas operações de exploração, custos de perfuração de poços de desenvolvimento, custos incorridos com unidades de produção, transporte e armazenagem são amortizados a uma taxa anual de 16,66% no ano em que elas ocorrem ou no primeiro ano de produção comercial, o que acontecer mais tarde;
- (ii) Os custos incorridos antes da produção são distribuídos em quatro anos (25% por ano), a partir do início da produção comercial;
- (iii) Normalmente, o pagamento de serviço e o prêmio de produção são calculados com base na taxa interna de retorno do projeto, variando de acordo com os valores estabelecidos no contrato;
- (iv) Se os custos excederem as receitas, estes poderão ser alocados no próximo ano. Esta regra só é válida até o quinto ano de produção;
- (v) As taxas vigentes neste tipo de contrato são: Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP); Imposto sobre a Transação de Petróleo (ITP); e Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP).

O IPP incide sobre a quantidade de petróleo bruto medida à boca do poço, ou seja, esse tipo de imposto incide diretamente sobre a receita bruta do consórcio. A taxa de imposto é de 20%, porém, pode ser reduzida em até 10% pelo governo e mediante petição pela concessionária em situações específicas.

O ITP é computado sobre o lucro tributável, que leva em conta vários ajustes de acordo com a legislação fiscal. A taxa de imposto é de 70%. O imposto sobre a Produção de Petróleo, a Taxa de Superfície, a Contribuição para a Formação de Pessoal e os custos de financiamento não são dedutíveis no cálculo do rendimento tributável.

Neste tipo de contrato, o IRP varia de 30% (de acordo com a nova legislação para empresas nacionais) a 65,75% (empresas estrangeiras).

3 TOMADA DE DECISÃO E OPÇÕES REAIS

Conforme já mencionado, as flexibilidades gerenciais são avaliadas de acordo com a TOR, ferramenta considerada vertente das Opções Financeiras, que através das incertezas futuras quantifica o valor das melhores decisões de um projeto.

Dessa forma, neste capítulo será abordada as ferramentas utilizadas no processo de tomada de decisão, a teoria de opções reais e a utilização de opções reais em exploração e produção de petróleo que validam posteriormente a formulação matemática das opções reais.

3.1 Tomada de Decisão

Referente as ferramentas utilizadas para auxílio a tomada de decisão, o método do Fluxo de Caixa Descontado é o mais utilizado para a avaliação de projetos e para auxiliar a tomada de decisão envolvendo investimentos em ativos reais. Neste método são gerados vários indicadores, tais como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno (*payback*).

Pasqual, Padilla e Jadotte (2013) reconhecem a importância de todos os métodos de avaliação de investimentos existentes – como a Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback, Payback descontado, Índices de rentabilidade, entre outros – porém, ressaltam a superioridade de um deles como critério de avaliação de investimentos, o Valor Presente Líquido (VPL), definido por Temper e Martinez-Alier (2013) como o valor presente do fluxo de caixa líquido de um projeto, descontado pelo custo de capital.

No entanto, Cortazar e Schwartz (1998) descrevem algumas das limitações da utilização dessa métrica na avaliação de investimentos de petróleo. O primeiro fator é a imprevisibilidade dos preços do petróleo, dessa forma não é tarefa fácil para estimar fluxos de caixa futuros.

Além disso, de acordo com Cortazar e Schwartz (1998), o método não considera as flexibilidades em um projeto típico, como a opção de adiar o investimento, aumentar a produção no caso dos preços aumentarem e reduzi-la se os preços caírem, e a opção de abandonar o projeto se os preços são muito baixos. Por fim, a estimativa de uma taxa de desconto apropriada que reflete os riscos dos fluxos de caixa também é difícil, uma vez que deverá ter em conta a alavancagem operacional do projeto e suas flexibilidades.

3.1.1 Tomada de Decisão em Exploração e Produção de Petróleo

As decisões relacionadas à exploração e produção de petróleo são complexas, devido, principalmente, ao elevado número de questões envolvidas no processo (SUSLICK, SCHIOZER e RODRIGUEZ, 2009). Incertezas que, segundo Schiozer, Ligerio e Santos (2004), podem influenciar o sucesso de uma exploração e produção de petróleo. Para os autores, por mais que novas metodologias para medi-las venham sendo criadas, estas não definem com precisão o impacto das incertezas, visto que este impacto varia com o tempo e com a quantidade de informação disponível.

Moura Filho (2005) distingue a importância atribuída às incertezas nas fases de exploração e desenvolvimento. Segundo o autor, na exploração, as incertezas estão relacionadas com o volume de óleo *in situ*. Já na fase de desenvolvimento, a importância de se quantificar as incertezas relacionadas com o escoamento de fluidos e fator de recuperação aumenta significativamente.

Para Suskick *et al.* (2009), nas fases de desenvolvimento e produção, os parâmetros de engenharia incorporam um alto nível de incertezas em relação às suas variáveis críticas (infraestrutura, programação de produção, qualidade do óleo, custos operacionais, características dos reservatórios, etc.).

Exploração de petróleo é uma atividade econômica em que milhares de milhões de dólares são investidos todos os anos. Apesar destes enormes investimentos, ele ainda é considerado um exemplo clássico de tomada de decisões sob incertezas (ROISENBERG, SCHOENINGER e DA SILVA, 2009).

Roisenberg, Schoeninger e Da Silva (2009) descrevem a problemática de estimar a chance de sucesso de encontrar hidrocarbonetos em uma determinada perspectiva. Nesta etapa, diversos autores têm focado esforços na tentativa de definir probabilidades de nível de recursos usando distribuição de recursos e análise de risco.

Durante a década de 1990, segundo Rose (2001), muitas empresas internacionais de petróleo melhoraram significativamente seu desempenho em exploração usando princípios de análise de risco e gestão de carteiras, em combinação com novas geotecnologias. A autora defende que, enquanto o risco de exploração não pode ser eliminado, certamente pode ser substancialmente reduzido.

Para Tounsi (2005), a abordagem mais utilizada na avaliação de petróleo é a Simulação de Monte Carlo (SMC). Este método de avaliação necessita de uma quantidade

considerável de dados completos e precisos, no entanto, na avaliação de projetos relacionados à indústria de petróleo, muitas vezes os dados não apresentam essas características.

As decisões relacionadas com o desenvolvimento do campo de petróleo são sempre influenciadas pelos riscos envolvidos devido às incertezas que estão presentes no processo. O processo é ainda mais crítico, pois a maior parte dos investimentos é feito durante a fase em que as incertezas são maiores (SCHIOZER, LIGERO E SANTOS, 2004).

Segundo Suslick, Schiozer e Rodriguez (2009), na elaboração dos planos de desenvolvimento, as decisões de gestão de campo são questões complexas devido: (1) ao número e tipo de decisões; (2) ao grande esforço necessário para prever a produção com a necessária precisão e (3) a dependência da definição da estratégia de produção em vários tipos de incerteza com impacto significativo sobre a quantificação do risco.

Para Schiozer, Ligerio e Santos (2004), na fase de exploração, a estimativa de volume e dos fatores de recuperação são suficientes para a análise de risco. No entanto, na fase de desenvolvimento do campo, também é necessário informações detalhadas sobre a velocidade de recuperação, os investimentos necessários, os número de poços, a produção de água e gás, os custos operacionais, etc.

Dessa maneira, a teoria de opções reais surge como uma forma de avaliar projetos de petróleo, que envolvem decisões de investimento irreversíveis sujeitos a incerteza (ARMSTRONG *et al.*, 2004). Correspondendo a uma ferramenta complementar aos métodos do FCD, de maneira a não desconsiderar seu valor como método para avaliação de projetos.

3.2 Opções Reais

A técnica de opções reais pode ser considerada uma vertente das opções financeiras. Segundo Hull (2006), existem dois tipos básicos de opções financeiras (opção de compra e opção de venda).

Segundo o autor mencionado acima, a opção de compra (*call option*) proporciona a seu titular o direito de comprar um determinado ativo, em uma determinada data, por um preço determinado. Já a opção de venda (*put option*) dá direito, ao possuidor desta opção, de vender um ativo em certa data por um determinado preço. Este preço do contrato é conhecido como preço de exercício (*strike price*). A data do contrato é conhecida como data de exercício (*expiration date* ou *maturity*).

Quanto ao momento do exercício, segundo Dias (2015), existem dois tipos. A opção do tipo americana permite ao seu titular exercer seu direito a qualquer momento até a data de exercício. Em contrapartida, as opções europeias só podem ser exercidas na data de exercício.

Cortazar e Schwartz (1998) afirmam que a abordagem de opções reais é baseada na analogia entre projetos de investimentos e opções financeiras, esta que surgiu na década de 70, com a publicação do trabalho de Black e Scholes (1973). Mun (2002) destaca que a principal diferença entre opções reais e opções financeiras é que, enquanto o ativo objeto das opções financeiras são os papéis e títulos negociados em bolsa, o objeto das opções são os ativos físicos das empresas.

De acordo com Dias (2004), o método de opções reais pode ser visto como um problema de otimização sob incerteza, onde na maioria dos casos práticos, deve-se maximizar o Valor Presente Líquido, sujeito a:

- i) opções relevantes (flexibilidade gerencial);
- ii) incertezas de mercado (preço do petróleo, taxas dos equipamentos);
- iii) incertezas técnicas (existência de petróleo, qualidade e quantidade disponível).

Conforme destacado por Helland e Torgersen (2014), na maioria dos projetos de investimento, os principais tipos de opções reais são o abandono, espera (*timing*), expansão e suspensão temporária, Já Silva (2010) classifica os tipos de opções reais mais aplicados à indústria de petróleo, sendo estes:

- opção de espera: a prorrogação do investimento para um período posterior ao requerido, para que a aquisição de uma nova informação traga ganhos ao projeto. Para Saito *et al.* (2001) é absolutamente comum as empresas de petróleo esperarem por um ou mais anos antes de decidir explorar e/ou desenvolver uma reserva.
- opção de abandono: quando desistir do projeto é a alternativa mais interessante e decide-se não levá-lo adiante.
- opção de expansão: quando o resultado do projeto supera o esperado, o que justifica sua expansão.

As opções de espera são comuns no caso de reservas que ainda não estão totalmente definidas. A opção de abandonar pode ser uma alternativa no caso em que a margem de contribuição diminuir consideravelmente (SAITO *et al.*, 2001). A opção de redução ou expansão de escala é uma maneira de acompanhar a demanda sem incorrer em despesas desnecessárias.

Em relação às técnicas para cálculo do valor da opção, destacam-se o modelo Black e Scholes e o modelo da Árvore Binomial. Nestes modelos, cinco variáveis são requeridas em sua definição: valor presente dos fluxos de caixa futuros, valor dos investimentos, taxa de desconto, tempo do investimento e a volatilidade do projeto. Visto que as quatro primeiras são também utilizadas pelos métodos tradicionais, pode-se concluir que o principal elemento para obtenção do valor da flexibilidade está associado a quinta variável, a volatilidade.

A seguir será apresentado o modelo binomial, formulado por Cox, Ross e Rubinstein (1979), visto que este modelo é aplicável às opções Europeias e Americanas, diferentemente da formulação de Black e Scholes (1973), em que o investimento pode apenas ser feito em uma data particular no futuro.

3.2.1 Modelo Binomial

Cox, Ross e Rubinstein (1979) propõem um modelo simples de precificação de opções para o tempo discreto, sendo possível obter os mesmos resultados do modelo Black & Scholes utilizando apenas matemática elementar. Com o intuito de facilitar o desenvolvimento do modelo, supõe-se um ativo com as seguintes características:

- variável base S .
- período T até a sua expiração.
- ao final de cada período o ativo pode assumir apenas um valor de duas alternativas disponíveis (ascendente e descendente), com probabilidades p e $1-p$, respectivamente.

Com isso, o ativo pode assumir apenas dois valores, conforme descrito a seguir:

- S_u : S multiplicado pelo fator ascendente “ u ” (up).
- S_d : S multiplicado pelo fator descendente “ d ” ($down$).

O valor do ativo numa árvore binomial de passo único pode ser visto na Figura 3.1.

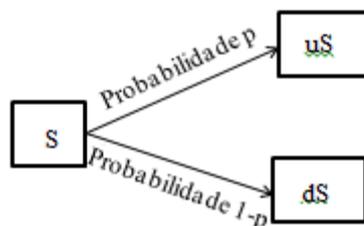


Figura 3.1 - Diagrama de árvore binomial de passo único

Fonte: Adaptado de Cox, Ross e Rubinstein (1979)

Os valores dos fatores multiplicativos ascendentes e descendentes, representados por “u” e “d”, respectivamente, são baseados na volatilidade (σ) do valor do ativo objeto e no tempo de expiração (Δt), conforme apresentados pelas Equações 3.1 e 3.2.

$$u = e^{(\sigma\sqrt{\Delta t})} \quad 3.1$$

$$d = \frac{1}{u} = e^{(-\sigma\sqrt{\Delta t})} \quad 3.2$$

A probabilidade de alcance de cada nó é definida pela letra “p”, esta que representa a probabilidade neutra ao risco. Segundo Dias (2015), a probabilidade neutra ao risco sugere uma maneira de calcular o valor presente de um ativo de risco, em que primeiro se corrige o risco (muda a probabilidade da medida Q para a medida P) e depois se corrige o valor do dinheiro no tempo (com a taxa livre de risco).

Para Copeland e Antikarov (2001), a probabilidade neutra ao risco é apenas uma forma facilitada de ajustar os fluxos de caixa, a fim de descontá-los a uma taxa livre de risco. A probabilidade neutra ao risco ascendente (p_u) e a probabilidade neutra ao risco descendente (p_d) são apresentadas pelas Equações 3.3 e 3.4.

$$p_u = \frac{(R - d)}{(u - d)} \quad 3.3$$

$$p_d = 1 - p_u = \frac{(u - R)}{(u - d)} \quad 3.4$$

De acordo com Dias (2015), como o modelo binomial é usado como um método numérico que aproxima um processo estocástico em tempo contínuo, é comum se usar a taxa livre de risco em tempo contínuo, representada pela Equação 3.5.

$$r_c = \text{Ln}(1 + r) \quad 3.5$$

Sendo:

r_c : Taxa livre de risco contínua;

r: Taxa livre de risco.

Quando se têm dividendos, a Equação 3.3 pode ser escrita da seguinte forma:

$$p_u' = \frac{e^{(r_c - \delta_c)\Delta t} - d}{u - d} \quad 3.6$$

Se o intervalo de tempo for anual então $\Delta t = 1$

$$p_d' = 1 - p_u' \quad 3.7$$

Vale destacar que no caso do ativo básico ser o preço de uma *commodity*, δ é a taxa de conveniência (ver Equação 2.11) e δ_c é taxa de conveniência em tempo contínuo, calculado da seguinte forma.

$$\delta_c = \text{Ln}(1 + \delta) \quad 3.8$$

O diagrama de modelo binomial pode ser generalizado para múltiplos períodos, sendo que o número de estágio dependerá do projeto analisado. Dessa forma, o detentor da opção deverá decidir, ao final de cada período, se irá exercer a opção ou não.

Esse modelo, proposto por Cox, Ross e Rubinstein (1979), além de generalizar para múltiplos períodos o processo de dois cenários, escolhe os fatores de subida e descida de forma que a árvore binomial com n períodos seja uma aproximação do famoso modelo de Black e Scholes (1973).

O processo é simples, após gerar uma árvore binomial para múltiplos períodos do ativo básico, o cálculo dos valores da opção por este método é similar ao processo de resolução de árvores de decisão, tanto visualmente como também por ser um processo de otimização por retroindução (*backwards*). Dessa forma, deve-se calcular o valor da opção na data mais distante no futuro, determinando se é ótimo exercer a opção ou não na data de expiração da opção. Em seguida, determina-se o valor da opção (máximo entre o exercício imediato e o valor presente da espera) em cada nó até a data inicial (DIAS, 2015).

No caso de uma opção americana de compra, o valor da opção é calculado da seguinte forma:

$$F(t) = \text{Máx. [exercer; valor presente da espera]} \quad 3.9$$

Sendo que na data de expiração ($t = T$), o valor da opção é:

$$F(T) = \text{Máx.}[exercer; 0] \quad 3.10$$

Conforme anteriormente citado, a volatilidade é um parâmetro indispensável para o cálculo do valor de uma opção real. Neste contexto, Triants e Borison (2001) relatam que o modelo Binomial apresenta limitações em situações envolvendo múltiplas incertezas. Em casos de múltiplas incertezas, estas podem ser combinadas, por meio da distribuição de retorno do projeto, em uma única incerteza, utilizando a simulação de Monte Carlo (PAMPLONA *et al.*, 2013).

Esta técnica é chamada de abordagem consolidada da incerteza. A seguir, a teoria por trás deste parâmetro será apresentada para, em seguida, discorrer sobre a técnica de abordagem consolidada da incerteza.

3.2.2 Volatilidade

O valor de uma variável futura, inserida em um ambiente de incerteza, não deve ser representado por um único valor, mas por uma distribuição de probabilidade de seus possíveis valores. Sendo a volatilidade a medida dessa dispersão. A volatilidade é um parâmetro de difícil estimativa utilizado para calcular o valor de uma opção real (NICHOLLS *et al.*, 2014).

Em opções financeiras, a volatilidade é estimada baseada nos dados históricos, já em opções reais, Costa Lima e Suslick (2006) relatam que a dificuldade na estimativa da volatilidade se faz presente uma vez que não se tem uma série histórica de valores do projeto. Para contornar essas complexidades, uma das simplificações mais frequentes encontradas na literatura é aproximar a volatilidade do valor de um projeto à volatilidade do ativo subjacente.

Neste contexto, Paddock, Siegel e Smith (1988) e Dixit e Pindyck (1994) utilizaram a volatilidade do ativo igual a volatilidade do preço do petróleo. No entanto, Dixit e Pindyck (1994) admitiram que as estimativas na indústria de petróleo pudessem ser mais altas e que uma faixa entre 15% e 25% pudessem ser mais razoável.

Contudo, esta abordagem pode ser considerada muito simplista e neste contexto, segundo Nicholls *et al.* (2014), uma vasta gama de técnicas vem sendo desenvolvida para estimativa da volatilidade de um projeto. Entre essas técnicas se destaca a abordagem consolidada da incerteza, que segundo Copeland e Antikarov (2001), é o método mais indicado para uso em opções reais.

3.2.2.1 Abordagem Consolidada da Incerteza

A Abordagem Consolidada da Incerteza baseia-se no Valor Presente Logarítmico de Copeland e Antikarov (2001). O método foi analisado e apoiado por Herath e Park (2002). Segundo esses autores, a volatilidade do valor de um projeto pode ser estimada como o desvio padrão da taxa de retorno proporcionada pelo fluxo de caixa em dois momentos consecutivos.

Desse modo, o método desconta os fluxos de caixa futuro estimado, utilizando a taxa mínima de retorno, para o valor presente na data zero e na data um. Nessa abordagem, o valor na data zero é tratado de forma estática, enquanto o valor na data um é variado por uma simulação de Monte Carlo. Assim, a volatilidade, utilizada no desenvolvimento da árvore binomial, é a volatilidade da taxa de retorno oriunda dos eventos aleatórios que em conjunto influenciam os fluxos de caixa futuros. Esta que pode ser obtida das Equações 3.11 e 3.12.

$$VP_t = VP_0 e^{rt} \quad 3.11$$

$$\ln\left(\frac{VP_t}{VP_0}\right) = rt \quad 3.12$$

Considera-se $t=1$. Então se têm a seguinte igualdade.

$$\ln\left(\frac{VP_1}{VP_0}\right) = r = X \quad 3.13$$

Onde VP_0 é o valor presente dos fluxos de caixa futuros na data 0, calculado conforme a Equação 3.14, e será tratado como denominador estático.

$$VP_0 = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t} \quad 3.14$$

VP_1 é o valor presente dos fluxos de caixa futuros no período 1, representado pela Equação 3.15, mostrada a seguir:

$$VP_1 = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1 + WACC)^{t-1}} \quad 3.15$$

Em que:

FC_t = Fluxo de caixa no tempo t ;

WACC (*Weight Average Cost of Capital*) = Custo Médio Ponderado de Capital.

Após a realização da simulação de Monte Carlo (SMC) é obtido o desvio padrão da variável r (taxa de retorno do primeiro período do projeto), ou seja, a variável X que é volatilidade do projeto. Assim, a volatilidade X é apresentada na Equação 3.16.

$$X = \ln \left(\frac{\sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1 + WACC)^{t-1}}}{\sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1 + WACC)^t}} \right) \quad 3.16$$

Para Cobb e Charnes (2004), os fluxos de caixa podem e muitas vezes devem ser correlacionados. No método de Copeland e Antikarov, apenas o numerador na Equação 3.16 é simulada, o denominador é mantido constante. A simulação pode ser realizada utilizando os *softwares* Risk®, Excel® ou *crystal Ball*®, por exemplo.

Em suma, a volatilidade (σ) traduz as incertezas dos projetos, de forma que é então possível montar uma árvore binomial baseada no MGB através das Equações 3.1 e 3.2.

3.2.3 Opções Reais em Projetos de Petróleo

A utilização da teoria das opções reais na avaliação econômica de projetos é uma abordagem relativamente nova, uma vez que o primeiro a adotar o termo opções reais depois do trabalho de Black & Scholes (1973) foi Myers (1977). Desde a tese de Tourinho (1979), primeiro modelo matemático de OR para cálculo da opção de espera na extração de petróleo, em que o preço do petróleo segue um MGB, modelos abordando esta técnica vêm sendo desenvolvidos na indústria de petróleo e gás.

No final da década de 80, Paddock, Siegel e Smith (1988) publicaram um estudo das aplicações das opções reais na indústria de petróleo. Este é o modelo em aplicações de exploração e produção de petróleo mais mencionado atualmente. Já na década de 90 houve um crescimento acelerado na literatura de opções reais, com dezenas de artigos e alguns livros dedicando um ou mais capítulos sobre OR. Neste período, Copeland, Koller e Murrin (1990) apresentaram um estudo de caso sobre opção de expansão da produção de óleo.

Mais recentemente, uma série de trabalhos relacionando opções reais e projetos de petróleo vêm sendo desenvolvidos. Dias (2004) apresenta uma análise mais aprofundada da

teoria de opções reais relacionada à produção e exploração de petróleo. Lund (1999) apresenta um modelo de programação dinâmica estocástica para avaliação de projetos sob incertezas. Fleten *et al.* (2011) e Cortazar e Schwartz (1998) utilizam a abordagem por opções reais para avaliação de projetos de petróleo. Ainda referente à indústria de petróleo, porém com foco na produção de gás, Chorn e Shokhor (2006) combinam opções reais com programação dinâmica para avaliar oportunidades de investimentos.

3.2.3.1 Modelo de Lund (1999)

Lund (1999) apresenta uma abordagem para fornecer um modelo de apoio à decisão abrangente para projetos de desenvolvimento de campos de petróleo, considerando os valores das flexibilidades nesse tipo de projeto. Este modelo foi formulado de acordo com uma sequência de operações (exploração, estudo conceitual, engenharia e construções, produção). A primeira opção citada envolve a obtenção de dados de reservatório através de análises sísmicas e de perfuração. É possível ainda obter mais informações através de perfurações adicionais. Após completa a fase de avaliação do reservatório, o estudo conceitual se inicia.

A escolha do conceito envolve, além da seleção de uma unidade de produção, a escolha de flexibilidade. Como qualquer possibilidade de alterar a configuração da unidade de produção está limitada pelo seu espaço livre e a capacidade de suporte, o conceito é essencial para a estratégia de desenvolvimento. Após a escolha do conceito, a próxima etapa abrange a engenharia e construção da unidade de produção. Esta pode ser tanto a construção de uma unidade nova, ou a modificação de uma unidade existente. Finalmente, o esgotamento do campo é capturado na fase de produção. Vale ressaltar que em todas as fases o operador tem a opção de abandonar o projeto, assim como esperar e não tomar uma determinada ação.

Em seguida, o modelo foi implementado para um pequeno campo de petróleo prestes a ser desenvolvido na plataforma continental norueguesa. À vista disso, a taxa de produção, o preço do petróleo e o volume dos reservatórios são as variáveis consideradas estocásticas no modelo. As descrições das variáveis estocásticas e a taxa de retorno constituem a parte central do modelo. Para tanto, assume-se que o preço do óleo segue um Movimento Geométrico Browniano e determina-se o modelo de reservatório utilizando um modelo simples de dimensão zero.

Para descrever o movimento do preço do petróleo, Lund (1999) utiliza o Movimento Geométrico Browniano descrito pela Equação 2.1. Para seu cálculo, assume-se uma taxa de crescimento, α , igual a 0 e volatilidade, σ , igual a 0,20.

Lund (1999) utiliza um modelo binomial, onde o preço pode subir ou descer durante um intervalo de tempo Δt . Os valores dos fatores multiplicativos ascendentes e descendentes foram calculados utilizando as Equações 3.1 e 3.2. A probabilidade de subida ou descida foram calculados de acordo com as Equações 3.3 e 3.4, respectivamente.

Referente à taxa de produção, o autor assume duas capacidades de produção. Uma de 0.4 milhões de Sm^3 por ano e outra com 1.2 milhões de Sm^3 por ano. Como a razão da capacidade de produção do poço e a capacidade máxima do poço, γ , é 0,75, a taxa de produção correspondente às capacidades são de 0.53 e 1.60 (milhões de Sm^3/ano) respectivamente.

Uma distribuição de probabilidade uniforme foi assumida para a taxa de produção. O volume do reservatório tem uma expectativa de 6 milhões de Sm^3 , com probabilidade de distribuição listada na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Probabilidade de reserva de volume

Volume (Milhões de Sm^3)	2	6	12
Probabilidade	0.3	0.5	0.2

Fonte: Lund (1999)

A taxa de desconto utilizada no modelo foi de 7%, correspondente à taxa aplicada às empresas norueguesas na época.

Munido de todas as variáveis descritas e dos valores necessários para investimento e custos (operacionais, de abandono, de perfuração, etc.), o autor calcula o valor da flexibilidade no cenário base. Quatro versões são calculadas. Os valores são apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Valores esperados em milhões de dólares

Projeto	Valor esperado (VPL)	Valor esperado (decisão determinística)
Modelo Determinístico	202	202
Modelo Estocástico sem flexibilidade	155	155
Modelo Estocástico sem a flexibilidade de exploração	175	156
Modelo Estocástico Completo	176	156

Fonte: Lund (1999)

Na versão determinística do modelo, todas as variáveis estocásticas são substituídas por seus valores esperados e consideradas determinísticas. A segunda versão do modelo aplica-se uma representação estocástica das três variáveis incertas, mas não inclui a possibilidade do operador tomar ações durante o projeto. A terceira versão tem as características do modelo descrito anteriormente, exceto a flexibilidade para perfurar um poço exploratório. Finalmente, a última versão é idêntica ao modelo proposto, ou seja, além das três variáveis estocásticas, consideram-se todas as ações que podem ser tomadas durante o projeto.

A última coluna da Tabela 3.2 (valor esperado "decisão determinística") mostra o valor esperado do projeto para os quatro modelos diferentes, dado que a decisão inicial é encontrada por um modelo determinístico. Baseado nos dados reportados acima, Lund (1999) infere que o valor da flexibilidade, como identificado pela mesma tabela, é devido ao efeito combinado de todas as decisões e os tipos disponíveis de flexibilidade para o operador. Por fim, o autor mostra a sensibilidade do projeto frente às incertezas de reservatório e preço.

No entanto, uma ponderação é feita acerca do trabalho apresentado. Com o intuito de simplificar o modelo, o autor utilizou um modelo de dimensão zero para descrever o comportamento das variáveis de reservatório, enquanto, segundo o próprio autor, o reservatório deveria ser escrito em um modelo tridimensional.

3.2.3.2 Modelo de Fleten *et al.* (2011)

Fleten *et al.* (2011) avaliam duas opções reais relacionadas a produção *offshore* de petróleo, uma relacionada à opção de expansão de um campo de petróleo e a outra com a opção de abandono. Nesse trabalho, duas fontes de incerteza são consideradas: risco do preço do petróleo e incertezas da produção. A avaliação das opções é baseada no Método dos Mínimos Quadrados de Monte Carlo. Para tanto, a obtenção de alguns parâmetros são necessários.

Para obter a taxa neutra de crescimento e a taxa de conveniência foram usados os preço futuros do petróleo no tempo t expirando no tempo T , $F_{t,T}$. O contrato mais longo usado é de $T=8$ anos, porém foi assumido a taxa de crescimento $\ln \frac{F_{0,T}}{S_0}$ encontrada para um período de 20 anos. No cálculo da taxa de conveniência (δ), os autores utilizam o crescimento esperado em conjunto com uma estimativa para a taxa livre de risco (r_f).

$$\delta = r_f - \frac{1}{T} \text{Ln} \frac{F_{0,T}}{S_0} \quad 3.17$$

A taxa de conveniência encontrado foi de 1,6%

Além disso, Fleten *et al.* (2011) estimaram os valores de volatilidade do preço do óleo (29,5%), valor muito próximo da volatilidade dos últimos 40 anos (28,8%), e a taxa livre de risco (4,3%), estimada utilizando valores dos últimos 20 anos dos títulos do tesouro dos EUA (*US Treasury Bonds*). Dessa forma, foi encontrado uma taxa a longo prazo de crescimento neutra ao risco de 2,70 % ($r - \delta$).

A princípio, os autores avaliam a opção de expansão, através do investimento na produção de um campo secundário ligado ao campo principal. Para determinar o Valor Presente Líquido (VPL) deste campo é utilizada a equação de modelo de reservatório juntamente com a avaliação da produção incremental, dados as restrições de capacidade e o tempo de conexão. A fórmula para cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) da produção extra é dada por:

$$\text{VPL}_{S,t} = S \sum_{j=t}^T \text{Prod}_j^A e^{-\delta j} - I \quad 3.18$$

Onde S representa o preço do óleo, Prod_j^A é a produção extra no período j, δ a taxa conveniência (*convenience yield*) e I representa o valor presente do investimento e dos custos operacionais.

Em seguida, a opção de abandono é avaliada. Cabe destacar que essa opção pode ser exercida se a produção remanescente já é baixa. Foi utilizado o mesmo modelo de reservatório e de preço, mas agora o valor total do projeto é relevante. Assim, o valor por abandonar prematuramente a produção pode ser calculado através da equação a seguir:

$$\text{VPL}_{S,t} = K_t - S \sum_{i=t}^T (\text{Prod}_i^A e^{-\delta i} - C_{ie}^{-ri}) \quad 3.19$$

Então, o valor por abandonar prematuramente a produção é o rendimento por vender a unidade de produção (K_t) menos o futuro lucro esperado, deduzido dos custos operacionais, C.

Com o intuito de obter informações acerca do perfil do reservatório, os autores utilizaram um modelo simples de reservatório. Para o cálculo da taxa máxima de produção (sem injeção de água) do reservatório no tempo t , utiliza-se da seguinte equação:

$$q_{r,t} = N_t q_w \frac{R_t \gamma_t}{R_0} \quad 3.20$$

Onde:

$q_{r,t}$: Máxima taxa de produção do reservatório no tempo t ;

N_t : Número de poços ativos no tempo t ;

q_w : Máxima taxa de produção do poço;

γ_t : Nível de produção no tempo t .

Para cálculo da nova reserva referente à expansão, adiciona-se R_{new} a reserva inicial.

Quanto às incertezas de produção, utiliza-se do modelo de reversão à média.

$$\gamma_t = \gamma_t - \Delta t + \gamma(\alpha - \gamma_t - \Delta t)dT + \sigma dZ \quad 3.21$$

Onde:

γ, α, σ são parâmetros de regressão do modelo de reversão à média, encontrados através da simulação de Monte Carlo proposto no trabalho de Lund (1999) descrito anteriormente.

Para previsão do preço do óleo, os autores utilizaram o Modelo Geométrico Browniano, descrito pela Equação 2.1.

Na avaliação das opções referentes ao projeto *offshore* de petróleo, os autores fazem uso do Método dos Mínimos Quadrados de Monte Carlo. Para isso, os parâmetros financeiros e de reservatório calculados anteriormente, assim com os valores necessários para expansão e abandono do projeto, são incorporados na avaliação.

Na opção de expansão, primeiro calculou-se o Valor Presente Líquido determinístico de US\$ – 176 milhões e, portanto, não é indicado exercer essa opção. Em seguida, incorporou-se o valor das incertezas do preço, e o valor da opção encontrado (US\$ 150 milhões) implica que, se o valor para investir em um espaço extra for inferior a US\$ 150 milhões, o operador deve investir na expansão. Quando se incorpora a incerteza na produção, o valor da opção passa a ser US\$ 160 milhões, e o mesmo raciocínio aqui é utilizado.

Quanto a opção de abandono prematuro, o valor da opção com a incerteza dos preços incorporado é igual a US\$ 4.4 milhões e ao acrescentar as incertezas referentes a produção este valor atinge US\$ 4.5 milhões.

Finalmente, Fleten *et al.* (2011) concluem que a opção de abandonar movendo a unidade de produção não é significativo em comparação com o custo de desenvolvimento de novos campos. Sendo assim, a opção para expandir a produção, agregando novos campos, adiciona valor ao projeto.

Por estar inserido num contexto mais recente, o trabalho apresentado por Fleten *et al.* (2011) apresenta um modelo mais próximo da realidade atual do que a proposta de Lund. Por exemplo, a volatilidade do preço do petróleo encontrada por Fleten *et al.* (2011) traduz com mais precisão a atual situação do petróleo. Fato já esperado, pois ultimamente o preço do petróleo vem se apresentando cada vez mais volátil. Assim como Lund (1999), o autor utilizou um modelo simples para descrever a previsão de produção de petróleo.

3.2.3.3 Modelo de Cortazar e Schwartz (1998)

Já Cortazar e Schwartz (1998) desenvolvem uma abordagem de Opções Reais, utilizando a Simulação de Monte Carlo, para avaliar um campo subdesenvolvido com taxas de produção de petróleo em declínio exponencial e, assim, determinar o tempo ideal de investimento. Para tanto, o desenvolvimento do modelo foi dividido em três fases.

A primeira fase se refere às suposições acerca do comportamento estocástico do preço do óleo. Os autores assumiram um modelo de dois fatores para o comportamento estocástico dos preços do petróleo(S), onde o preço à vista da *commodity* segue um movimento geométrico browniano com um taxa de conveniência estocástica (δ), que por sua vez segue um processo de reversão à média. Essa fase é fundamental para as próximas etapas, uma vez que esses dois fatores (preço à vista da *commodity* e taxa de conveniência) serão considerados para obtenção do valor presente dos caixas futuros.

Na segunda etapa, é determinado o método para cálculo do valor do campo desenvolvido de petróleo. O valor do campo desenvolvido de petróleo, descrito pela Equação 3.22, é obtido quando a opção de investir é exercida.

$$VD(S, \delta) = \sum_{t=1}^N e^{-rt} [(P_t F(S, \delta, t) - C_t)(1 - \tau) + \tau D_t] \quad 3.22$$

Em que:

P_t : número de barris de petróleo produzido no ano t ;

C_t : custo total de produção no ano t ;

D_t : depreciação no ano t ;

τ : taxa de imposto;

r : taxa livre de risco;

N : é a vida do campo de petróleo quando a produção foi iniciada.

Considerando também que S é o preço à vista (*spot*) do petróleo e δ é a taxa de conveniência no momento da avaliação, assumindo que o fluxo de caixa é gerado ao final de cada ano.

Na terceira fase, desenvolve-se um método a fim de avaliar o campo de petróleo subdesenvolvido e determinar o momento ideal de investimento. O valor do campo de petróleo subdesenvolvido pode ser considerado como uma opção em que o ativo subjacente é o valor do campo desenvolvido com um preço de exercício igual ao investimento para o desenvolvimento. Neste artigo, os autores desenvolveram um procedimento para avaliar o campo de petróleo subdesenvolvido baseado na simulação de Monte Carlo proposto por Barraquand e Martineau (1995).

Primeiro, assume-se que a decisão de desenvolver o campo pode ser feito a qualquer tempo discreto desde $t = 1$ até $t = T$, em que T é o tempo de expiração da concessão. Então, a simulação é feita para cada valor de preço (S) e taxa de conveniência (δ) e os retornos obtidos para cada tempo t são ordenados de forma decrescente e em seguida armazenados em arquivos ($k=1, \dots, K$). A segunda etapa consiste em NSIM rodadas de simulações para estimativa da probabilidade de transição e da trajetória de retorno.

Para cada arquivo contendo retornos no tempo t , $a_t(k)$ será o número de retornos dentro de cada arquivo. Para cada par de arquivo k e j tempos consecutivos t e $t+1$, $b_t(k, j)$ será o número de retornos dentro de cada par. $c_t(k)$ é a soma dos retorno de todas as trajetórias dentro de cada arquivo k no tempo t , $c_t(k) = \sum VD(S, \delta)$. Sendo assim, $V(T, k)$ é valor máximo estimado entre o retorno médio menos o investimento de desenvolvimento (I) e zero, como mostra a Equação 3.22.

$$V(T, k) = \text{Max} \left[\frac{c_T(k)}{a_t(k)} - I, 0 \right] \quad 3.23$$

Em seguida, os autores mostram como estimar o valor de continuação, e finalmente, demonstram a equação utilizada para avaliar um campo subdesenvolvido de petróleo, descrita a seguir.

$$VU(S_0, \delta_0) = \text{Max} \left[VD(S_0, \delta_0) - I, e^{-rt} \sum_{j=1}^K \frac{a_1(j)}{NSIM} V(1, j) \right] \quad 3.24$$

A equação apresenta o seguinte critério de investimento: desenvolva imediatamente o campo somente se o valor de desenvolvimento do campo for maior do que o valor de continuação. Em seguida, a abordagem é implementada e um estudo de caso é apresentado. A data considerada para avaliação do campo subdesenvolvido de petróleo foi 2 de janeiro de 1998.

Deste modo, o método acima descrito é aplicado a uma concessão de campo de petróleo subdesenvolvido que, se desenvolvido, produzirá por 7 anos com taxa de produção decaindo anualmente de 1,7 milhões de barris durante os primeiros anos até 0,07 milhões de barris no último ano. O custo anual também apresenta uma taxa decrescente durante os anos. O dono da concessão deve exercer a opção de desenvolver até o quinto ano. O investimento total é de 30 milhões de dólares. Taxa de desconto de 0.07 (0.02 acima da taxa livre de risco).

Assume-se que a decisão pode ser tomada uma vez por ano. Foram feitos 1000 simulações para obter os retornos divididos em 100 arquivos. Para estimativa da probabilidade de transição e trajetória dos retornos, foram considerados um milhão de simulações.

Considerando todos os parâmetros do problema, o valor do campo de petróleo subdesenvolvido em 2 de janeiro de 1998 foi de 7,65 milhões de dólares, se decidido começar a produção imediatamente. Seu valor, considerando a opção de adiar o investimento, foi de 8,44 milhões de dólares.

Então, dado os preços praticados nessa data, o desenvolvimento do campo de petróleo não era a decisão ótima. O procedimento permitiu calcular, para cada ano durante o período de concessão, o preço médio à vista e o taxa média de conveniência correspondente ao valor mais baixo do campo para o qual é ideal desenvolvê-lo.

Apesar dos autores desenvolverem uma boa estimativa para o momento ideal para investimento em campos de petróleo, o trabalho apresenta algumas limitações. Primeiramente, os autores consideraram apenas o preço à vista do petróleo e o taxa de conveniência como variáveis estocástica, omitindo o comportamento de importantes variáveis consideradas na

avaliação. Outro fator limitante do trabalho é que opções de abandono não são consideradas. Ou seja, caso a decisão de desenvolvimento seja tomada, esta deverá ser mantida até o final da concessão, independente do preço que o petróleo possa assumir.

3.2.3.4 Modelo de Dias (2004)

Dias (2004) apresenta um conjunto de modelos de opções reais para avaliar investimentos em exploração de petróleo e produção (E&P) sob incertezas técnicas e de mercado. Em seu artigo, o autor apresenta, primeiramente, casos simples para desenvolver conceitos básicos sobre valor da opção e decisão ótima, comparando com os conceitos presentes no método tradicional.

Em seguida, Dias (2004) resume o modelo clássico de Paddock, Siegel e Smith (1988), que explora uma simples analogia entre opções de compra americanas e modelo de opções reais para o desenvolvimento do campo petrolífero. Logo depois, o autor retrata uma discussão sobre os processos estocásticos para modelagem do preço do petróleo encontrados em importantes artigos que abordam o tema. Como pode ser visto, os principais modelos utilizados para modelagem do preço do petróleo são: Movimento Geométrico Browniano e Movimento de Reversão a Média. Por fim, o autor apresenta outras aplicações da teoria de opções reais em petróleo.

3.2.3.5 Modelo de Laughton (1998)

Laughton (1998) apresenta as vantagens de utilização da teoria de opções reais. Segundo o autor, a teoria de opções reais pode ser utilizada durante todo o ciclo de vida de um projeto de petróleo, desde a exploração ao abandono. O principal objetivo desse artigo é analisar a influência da flexibilidade na escolha do momento certo para se investir durante o ciclo de vida do projeto. O autor mostra que as incertezas no preço do petróleo e no volume de reservas aumentam o valor do campo. No entanto, enquanto a incerteza no preço do petróleo adia o exercício de todas as opções reais (da exploração ao abandono), a incerteza técnica da reserva faz a exploração e a delimitação ocorrerem mais cedo.

3.2.3.1 Modelo de Chorn e Shokhor (2006)

Chorn e Shokhor (2006) combinam a programação dinâmica, através da equação de Bellman (BELLMAN,1957), e opções reais para avaliar oportunidades de investimentos relacionados com a indústria de petróleo. No entanto, este trabalho apresenta uma situação onde se deseja analisar a expansão de um campo de gás condensado da Ásia Central. Nesse

contexto, duas decisões de investimento de expansão da produção de um campo de gás condensado da Ásia Central são analisadas. A primeira decisão se refere ao investimento em um conjunto de dezesseis poços horizontais para aumentar a produção de condensado do campo, sem a necessidade de instalações de tratamento de gases adicionais. A segunda decisão é a expansão da produção de gás, assim como instalações para entregar gás adicional para uma usina de gás de terceiros e a um terminal de gasoduto. Os autores concluem que a aplicação de opções reais no referido campo pode resultar na redução da exposição financeira a desfechos desfavoráveis.

4 A TOMADA DE DECISÃO EM UM CAMPO DE PETRÓLEO

4.1 Método de Pesquisa: Modelagem e Simulação

Esse estudo se caracteriza por utilizar técnicas referentes à área de engenharia econômica na resolução de problemas relacionados à linha de pesquisa de análise econômica de decisões em Engenharia de Produção. Assim, torna-se interessante desenvolver uma análise sobre a classificação em que a pesquisa se encaixa e o método utilizado e, em seguida, apresentar as técnicas para auxiliar a tomada de decisão que foram utilizadas no trabalho.

Baseando-se na explanação acerca da abordagem por opções reais e visto que este trabalho visa buscar as relações causais entre variáveis de controle, onde as variáveis de desenvolvimento são desenvolvidas, testadas e analisadas, o método de pesquisa é estritamente quantitativo.

Fundamentando na definição dada por Will, Bertrand e Fransoo (2002), este trabalho se enquadra na classificação de pesquisa quantitativa axiomática normativa, pois o conhecimento sobre o comportamento de outras variáveis do modelo é produzidos através de modelos idealizados teóricos, na qual são utilizadas técnicas computacionais, matemáticas, estatísticas e de otimização para determinação dos resultados. E no que diz respeito ao desenvolvimento de estratégias e ações para melhorar os resultados, considera-se normativo.

Mitroff *et al.* (1974) afirma que um ciclo de pesquisa pode ser discutido no início e no fim de qualquer fase, assim, o pesquisador, ciente do processo de solução que ele está pesquisando, pode fazer inferências nos resultados de cada etapa e nos resultados de sua pesquisa como um todo. A Figura 4.1 mostra as etapas de implementação do método de modelagem e simulação, metodologia utilizada neste trabalho. Neste modelo quatro fases são necessárias para operacionalização da pesquisa: conceitualização, modelagem, solução pelo método e implantação.

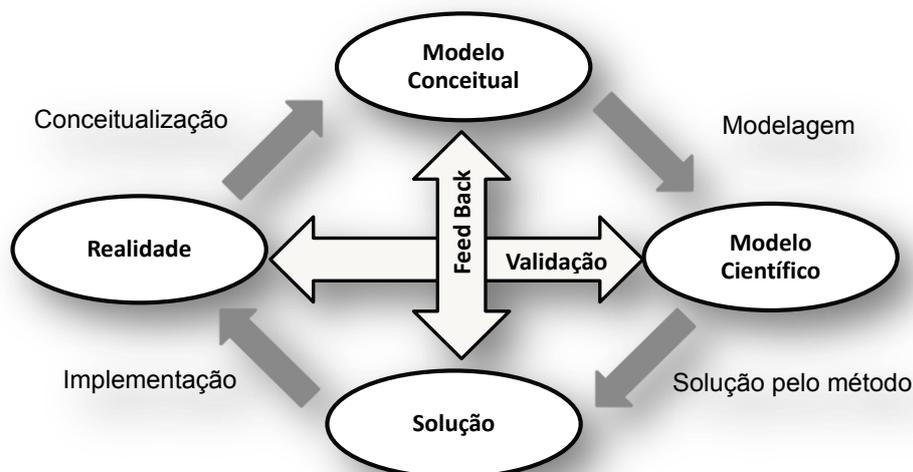


Figura 4.1 – Etapas de implementação do método de modelagem e simulação

Fonte: adaptado de Mitroff *et al.* (1974)

O modelo conceitual do problema particular sob estudo consiste na definição e coleta das variáveis de entrada necessárias para a análise econômica do projeto, ao se levar em consideração o escopo do mesmo. No presente projeto serão colhidos os dados de informações geológicas referentes ao campo a ser estudado e informações financeiras acerca do projeto.

Munido desses dados, tais como, investimento (CAPEX), despesas operacionais (OPEX), impostos vigentes, preço do petróleo, etc. foi definida a formulação matemática necessária para solução do método. Essa corresponde a fase de modelagem científica da organização proposta por Mitroff *et al.* (1974) para implementação do método de modelagem e simulação. As técnicas utilizadas para auxiliar a tomada de decisão são o método tradicional (indicadores VPL e TIR), a análise de risco e a TOR. O próximo passo consiste em obter a solução através dessas ferramentas e, assim, analisar o impacto das variáveis no processo de geração de informação para auxílio a tomada de decisão, correspondendo a etapa de solução do modelo.

Os resultados são apresentados ao tomador de decisão e novas decisões podem ser feitas para que novas soluções sejam calculadas. Assim, o ciclo de modelagem vai continuar a ser completado através dos períodos. Todos esses relatórios foram enviados aos gestores da empresa e estes, ao validarem o procedimento utilizado, consideraram a abordagem proposta

como critério para auxiliar a tomada de decisão em relação ao investimento no desenvolvimento do campo avaliado.

4.2 Método para Análise das Incertezas do Projeto

O problema proposto baseia-se na análise do impacto das incertezas inerentes ao processo de exploração e produção de petróleo, mais especificamente, das incertezas do desenvolvimento de um campo de petróleo.

À vista disso, deve-se desenvolver uma sistematização para a resolução do problema de modelagem e simulação, proposto por Mitroff *et al.* (1974). Deste modo, foi elaborada uma estrutura que servirá de apoio para cálculo da flexibilidade do projeto e, posterior, análise do impacto das incertezas na geração de informação para a tomada de decisão. Esta estrutura, dividida em três fases, está esquematizada na Figura 4.2.

Primeiro, os dados geológicos, tais como as propriedades dos fluidos e das rochas, as características do campo e os dados sísmicos do campo foram selecionados com o intuito de calcular a curva de produção do campo, ou seja, o objetivo nesta etapa é obter uma previsão da produção do campo sob análise.

Em seguida, efetuou-se a coleta dos seguintes dados do projeto: cronograma planejado para CAPEX, cronograma de valores esperados para OPEX, participações governamentais, propriedades dos contratos e taxa de desconto. Com a finalidade de analisar a viabilidade do desenvolvimento do campo, os fluxos de caixa descontados (FCD) para cada contrato foi obtido.

Através do método tradicional de análise de investimentos, pelos indicadores VPL e TIR, é analisada a viabilidade do campo sob o contrato de partilha de produção e de serviço com risco. Vale destacar que neste momento ainda não são consideradas as incertezas inerentes ao desenvolvimento de um campo de petróleo.

Na segunda fase, o preço do petróleo é considerado seguir um MGB e a sua previsão durante o período de produção é feita. As incertezas referentes às variáveis CAPEX, OPEX, curva de produção e *royalty* são inseridas no modelo com o intuito de investigar o impacto destas no resultado obtido na primeira fase.

As variáveis mais impactantes são selecionadas e, finalmente, realiza-se a análise de risco. Nesta fase as decisões podem ser tomadas dentro de um cenário probabilístico. Portanto, a tomada de decisão sob situações incertas configura-se numa situação de risco, visto que a expectativa de resultado criada a partir de uma decisão pode não se concretizar.

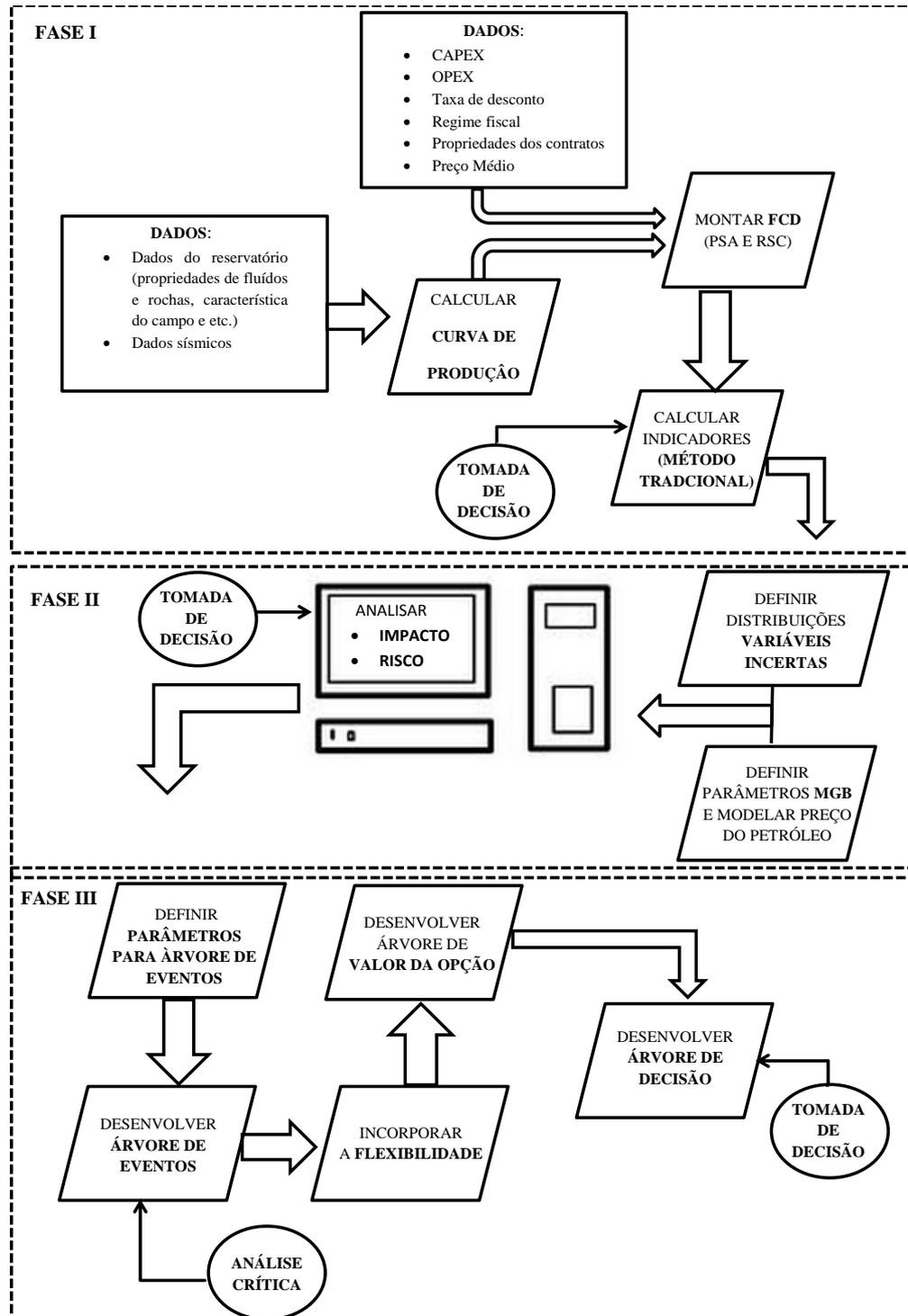


Figura 4.2 - Estrutura para avaliação do campo de petróleo

Fonte: Próprio autor

A primeira etapa da fase final (Fase III) refere-se a escolha de um modelo de opções reais que possa traduzir o efeito das variáveis mais impactantes, selecionadas na fase anterior, de forma fácil e eficiente.

Logo em seguida, os parâmetros necessários a criação da árvore de eventos são calculados. Em posse da árvore de eventos, considerações pontuais sobre os possíveis cenários futuros são feitos com intuito de compreender o comportamento do valor do ativo frente as incertezas que o influência ao longo do tempo.

O próximo passo consiste em incorporar a flexibilidade ao projeto e calcular o valor da opção. Entretanto, com o objetivo de disponibilizar uma ferramenta mais intuitiva aos tomadores de decisão, desenvolve-se as árvores de decisão. Sendo assim, neste momento os gestores terão em suas mãos diferentes perspectivas quanto ao impacto das incertezas no processo de tomada de decisão.

Se por um lado, as incertezas podem ser associadas a maiores riscos, por outro lado, caso haja a flexibilidade de alterar os rumos do projeto frente aos novos cenários provocados pelas incertezas, o ativo pode se tornar mais valioso.

4.3 Concepção do Problema

O presente projeto envolve a aplicação de ferramentas para auxiliar a tomada de decisão com o intuito de analisar o impacto das incertezas, presentes em um projeto de exploração e produção de petróleo, nos diferentes regimes contratuais vigentes no qual o campo de petróleo está inserido.

A concessionária estatal é detentora dos direitos sobre os hidrocarbonetos, e a sua forma de associação irá depender do acordo entre as partes (consórcio e concessionária estatal). O consórcio é composto por duas empresas, uma estrangeira e uma nacional na qual a porcentagem de direito é de 40% e 60%, respectivamente. Os nomes das empresas serão mantidos em sigilo. As formas de associação mais comumente utilizadas neste país são:

- (i) Contrato de partilha de produção - PSA;
- (ii) Contrato de serviço com risco - RSC.

O referido campo está na fase de avaliação do poço comercial (no atual cenário deste país, um poço é dito comercial quando capaz de produzir, a partir de um único reservatório, não menos do que o nível médio de 5.000 barris de petróleo bruto por dia). De acordo com o

contrato vigente, é concedido ao consórcio um prazo, definido por mútuo acordo, não superior a 12 meses, destino a trabalhos de avaliação.

No caso de tais trabalhos resultarem em uma descoberta comercial (descoberta de um jazigo de petróleo, que o consórcio considere capaz de justificar o desenvolvimento de acordo com as disposições do contrato), deve ser concedida uma área de desenvolvimento nos termos acordados. O desenvolvimento, atividade realizada após a declaração de uma descoberta comercial, inclui:

- (i) estudos e levantamento geofísicos, geológicos e de reservatório;
- (ii) perfuração de poços de produção e injeção; e
- (iii) projeto, construção, instalação, ligação e verificação inicial do equipamento, condutas, sistemas, instalações, estaleiros, e as atividades necessárias para produzir e operar os poços, para recolher, tratar, manipular, armazenar, transportar e entregar petróleo.

A área de desenvolvimento é considerada como automaticamente perdida e os direitos e as obrigações sobre a mesma são considerados extintos se, no prazo de 42 meses a contar da data da descoberta comercial na referida área de desenvolvimento, não tiver sido feito o primeiro levantamento de petróleo bruto da área. Contudo, este prazo pode sofrer alterações mediante acordo entre a concessionária e o consórcio.

Para o presente projeto, supõe-se que, a partir da data presente, o consórcio terá cinco anos para iniciar o desenvolvimento do campo (estimativa baseada no tempo de avaliação de 12 meses mais o tempo permitido para os primeiros levantamentos de petróleo bruto da área), sendo este o tempo de expiração da opção. Há um período de produção para cada área de desenvolvimento com a duração máxima de 25 anos a contar da data da descoberta comercial.

Para a avaliação das incertezas, todos os custos necessários para desenvolvimento (CAPEX, investimentos em desenvolvimento ou custos de desenvolvimento) e operacionalização (OPEX ou custos operacionais) do campo foram levantados junto com uma das empresas envolvidas no projeto.

Além disso, todos os custos incorridos durante a fase de exploração também foram coletados. Na análise determinística considera-se que o preço do petróleo é constante igual ao preço corrente. No entanto, será visto mais a frente que o preço do petróleo pode ser estimado utilizando o MGB.

Deste modo, os fluxos de caixa referentes aos contratos de partilha de produção (PSA) e serviço com risco (RSC) foram desenvolvidos atendendo a particularidade de cada contrato.

4.4 Fase I- Análise Tradicional do Projeto

Os primeiros passos para realização do método proposto é a determinação do preço do petróleo e a previsão da produção para, posterior, desenvolvimento dos fluxos de caixas referentes aos dois modelos de contratos utilizados para análise do presente projeto.

Neste primeiro momento, no qual o objetivo é analisar a viabilidade do projeto através de um modelo determinístico, será considerado que o preço médio do barril de petróleo durante o período de produção é igual ao preço inicial, sendo $P(0) = \text{US\$ } 59,80$, valor referente ao preço do barril de petróleo no mês de junho de 2015. Em uma próxima etapa, fase em que uma análise de risco será elaborada, um modelo para estimação dos preços do barril de petróleo será utilizado.

O fluxo de caixa de projetos de exploração e produção de petróleo é composto basicamente por valores de entradas e saídas de caixas, provenientes de receitas geradas pela venda da produção de óleo e gás, no entanto, neste projeto foi considerado apenas a venda do óleo, visto que assume-se que todo o gás produzido é reinjetado para controle da queda de pressão da produção de óleo.

No presente projeto, os investimentos em desenvolvimento serão chamados de custos de desenvolvimento ou CAPEX. Assim, as despesas podem ser classificadas em custos de desenvolvimento (CAPEX), custos operacionais (OPEX), investimento com atividades de exploração (mapeamento geológico e sísmico) e impostos governamentais.

O CAPEX envolvem todos os gastos com avaliação (poços pioneiros, testes de produção, perfilagem) e desenvolvimento (perfuração e completação dos poços produtores e injetores, equipamentos de superfície e plantas de processos, plataformas, etc.).

OPEX são todas as despesas operacionais da fase de produção (aluguel de sondas, mão de obra, materiais e insumos, manutenção, etc.). Os impostos incluem as participações governamentais, que serão detalhadas em um momento oportuno. As despesas totais do campo em estudo são expostas pela Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Despesas E&P, com valores em milhões de dólares

Investimento em Exploração	\$963,20
CAPEX	\$5.817,20
OPEX	\$6.907,95

4.4.1 Previsão da Produção de Petróleo

Primeiramente, vale destacar que todas as informações contidas nessa seção são retiradas do plano de desenvolvimento do campo avaliado.

O campo em estudo será desenvolvido utilizando uma Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO), com poços marítimos e infraestrutura associada em fluxo. O desenvolvimento vai se concentrar inicialmente na porção sul maior do campo, e alargar progressivamente para o norte.

O consórcio propõe o desenvolvimento do campo em três fases, para que assim possa se absorver informação da fase passada para otimização da fase seguinte.

A primeira fase consiste na instalação da infraestrutura necessária em conjunto com três poços produtores, dois poços injetores de gás e um poço injetor de água. Nesta fase se deseja desenvolver a parte sul do campo, região responsável por conter a maior parte dos hidrocarbonetos recuperáveis.

Todo o gás produzido será reinjetado para controlar a queda de pressão do poço. Durante esse período de produção antecipada, análises serão feitas e três situações poderão ocorrer.

- cenário pessimista: Alta taxa de declínio de pressão e problemas na produção do fluido.
- cenário base: Modera taxa de declínio de pressão e boa variação na produção.
- cenário otimista: reduzida taxa de declínio de pressão.

É previsto que na primeira situação (cenário pessimista) os custos de desenvolvimento (CAPEX), assim como os custos de operação (OPEX), possam ser 10% menores do que o previsto para o cenário base. Nas outras duas situações, as outras fases de instalação irão ocorrer normalmente.

No caso mais provável (cenário base) duas fases irão ocorrer após a primeira fase. A segunda fase irá ocorrer entre 10 a 16 meses após esta primeira etapa e será responsável por novas instalações na região sul. Nesta fase serão instalados seis poços produtores, um poço injetor de gás e um poço injetor de água.

A terceira fase ocorrerá aproximadamente nove meses após a segunda. Nesta fase serão instalados apenas um poço produtor, um poço injetor de água e um poço injetor de gás, além das infraestruturas apropriadas para desenvolver a parte norte do campo.

Assim como no cenário base, no cenário otimista ocorrerão duas fases posteriores a primeira. No entanto, o número de poços a serem instalados nessas duas fases serão maiores do que o estimado para o cenário base.

A metodologia utilizada para a previsão de produção para o cenário pessimista, cenário base e cenário otimista será descrito a seguir.

Para o presente projeto, foram utilizados dados de um campo pré-sal de petróleo, cujo país de origem não será informado por questões de confidencialidade, está situado em águas profundas. Para efeito de cálculo do perfil de produção do referido campo, foram seguidas as seguintes etapas:

1. Interpretação dos dados sísmicos;
2. Geração de superfícies e falhas;
3. Geração do modelo estrutural;
4. Cálculo do volume recuperável;
5. Perfil de Produção.

Para realização das fases propostas foram utilizados os *softwares* Petrel® e Eclipse®.

Vale destacar que uma equipe composta por geólogos, geofísicos e engenheiros de reservatório auxiliaram a pesquisa em todas as fases da previsão da produção de petróleo. Ainda, as informações contidas em um plano de desenvolvimento do campo analisado, tal como a estratégia a ser utilizada para recuperação do óleo, foram utilizadas para obtenção da estimativa de produção. De forma resumida, as fases para obtenção do perfil de produção, serão descritas.

A primeira fase consistiu em interpretar os dados sísmicos, através do *software* Petrel®, e, com isso, pode-se gerar as superfícies e falhas presentes no campo sob análise. A Figura 4.3 mostra uma das visões do cubo sísmico já interpretados

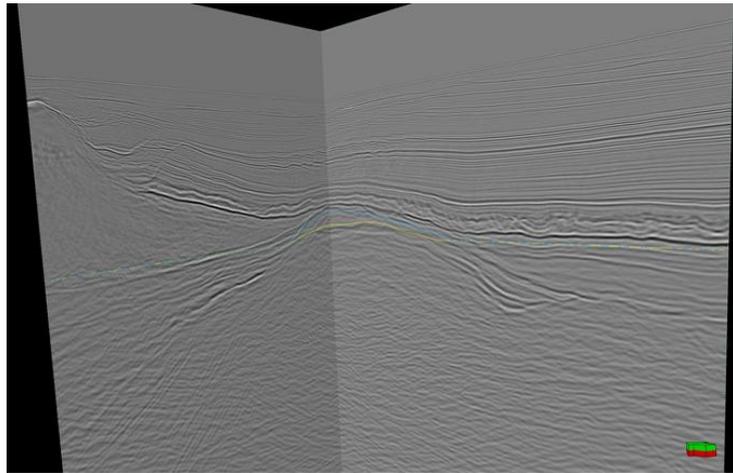


Figura 4.3 - Cubo sísmico interpretado

Em posse das informações capturadas durante a fase de exploração (propriedades dos fluidos e rochas, características do campo e etc.) e das superfícies e falhas obtidos na etapa anterior, foi gerado o modelo estrutural do campo em estudo, como mostra as Figura 4.4 e 4.5.

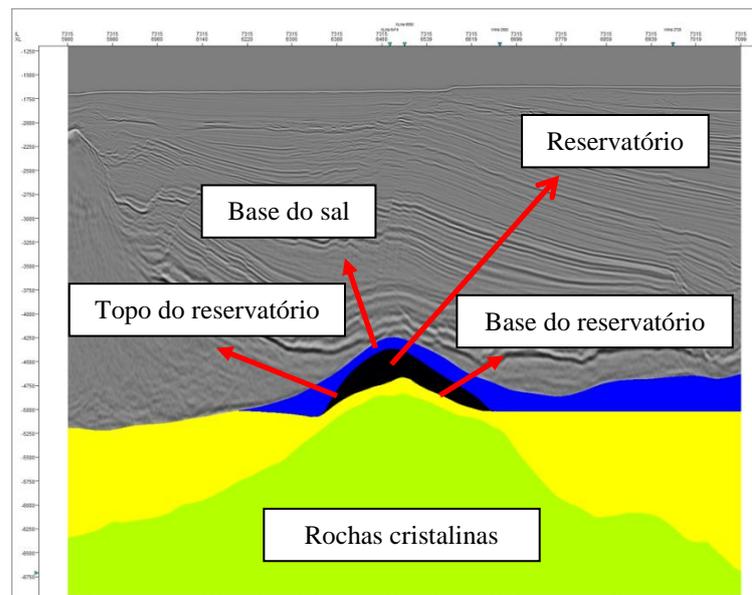


Figura 4.4 - Modelo Estrutural (2D)

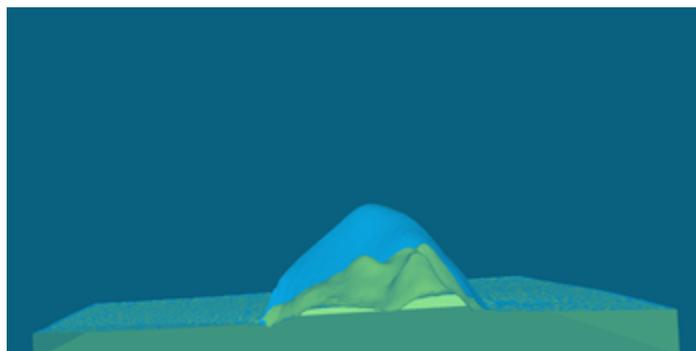


Figura 4.5 - Modelo Estrutural (3D)

Em seguida, utilizando as estimativas das propriedades do campo, tais como área do reservatório de óleo, razão *Net/Gross*, porosidade, saturação de óleo, entre outros, foi estipulado o volume “*in place*” em cerca de 1,037 bilhão de barris de petróleo.

Para determinação do volume de óleo recuperável foi utilizado o fator 0,27, ou seja, estima-se que apenas 27% do volume total de óleo presente no campo pode ser recuperado.

Dessa forma, calcula-se que aproximadamente 280 milhões de barris podem ser recuperados. Algumas dessas propriedades e os parâmetros utilizados podem ser vistos na Tabela 4.2. Cabe destacar que a área do reservatório foi calculada automaticamente pelo software *Petrel*®, a partir do modelo estrutural gerado na etapa anterior.

Tabela 4.2 – Propriedades para cálculo do Volume

Variável	Distribuição	Parâmetros
Porosidade	Triangular	T (0.06, 0.13, 0.20)
Saturação da Água (SATA)	Triangular	T(0.12, 0.25, 0.50)
Saturação do óleo (SATO)	-	= 1 – SATA
Contato Água-Óleo	Uniforme	U (-4925, - 4790) m
Razão <i>Net/Gross</i>	-	75%
Fator de Recuperação	-	27%

Na Tabela 4.2 nota-se, também, que para algumas variáveis não foram atribuídas distribuições, portanto seus valores foram considerados determinísticos.

Por fim, com a integração dos *softwares* *Petrel*® e *Eclipse*®, e baseando-se no plano de desenvolvimento, foi obtido o perfil de produção do campo (em milhares de barris por dia), mostrados a seguir:

Tabela 4.3 - Perfil de Produção

Anos	Cenário pessimista	Cenário base	Cenário otimista
2019	33,04	36,71	36,71
2020	67,92	108,77	108,77
2021	58,74	98,08	104,81
2022	49,56	79,45	102,98
2023	40,38	58,63	97,47
2024	31,21	63,29	91,96
2025	23,86	60	86,46
2026	18,36	50,14	80,95
2027	11,38	36,99	73,61
2028	10,65	25,75	66,27
2029	11,01	23,01	60,58
2030	13,22	20,55	55,07
2031	12,85	17,26	50,48
2032	11,01	15,34	45,71
2033	9,55	13,97	40,02
2034	9,18	12,6	35,79
2035	0	12,33	34,33
2036	0	11,51	30,84
2037	0	12,6	29
2038	0	10,96	26,07

*(valores em milhares de barris por dia)

Através da Tabela 4.3 é notório que a produção sofrerá um acentuado aumento no ano 2020, aumento este devido aos investimentos em novos poços produtores e injetores previstos para os casos bases e otimista, citados anteriormente.

Além disso, no cenário otimista, como o número de poços a serem instalados superam a estimativa para o cenário base, é possível identificar aumentos significativos da produção em períodos específicos, principalmente no ano 2022.

Para tanto, é possível prever que os custos de desenvolvimento necessários para permitir a obtenção desse aumento serão maiores. É previsto também que os custos de operação serão mais acentuados nos anos de maior produção. Em um momento oportuno esses valores serão apresentados.

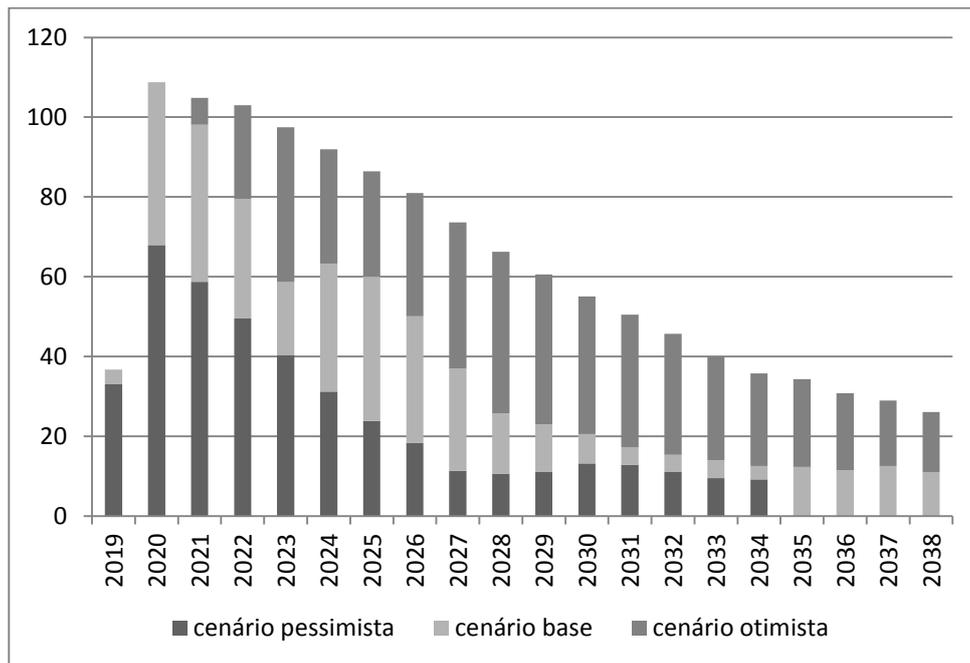


Figura 4.6 - Perfil de Produção do Campo em milhares de barris por dia

Estas previsões representam três possibilidades de recuperações do campo. A previsão “Cenário base” tem uma recuperação de 280 milhões de barris, a partir de dez poços de produção, três injetores de gás e três injetores de água. O “Cenário otimista” recupera 460 milhões de barris a partir de 14 poços de produção, quatro injetores de gás e três injetores de água. O “Cenário pessimista” tem uma recuperação de 150 milhões de barris, através de seis poços de produção, três injetores de gás e dois injetores de água.

Para o modelo determinístico, o cenário base será utilizado. Nas análises posteriores (análise de sensibilidade, análise de risco e TOR) as incertezas desta previsão serão incorporadas ao projeto. A seguir serão apresentados os fluxos de caixa dos contratos RSC e PSA.

4.4.2 Fluxo de Caixa – Contrato de Serviço com Risco (RSC)

Neste tipo de contrato, o fluxo de caixa líquido do consórcio (em dólares dos Estados Unidos da América) é calculado de acordo com a Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Fluxo de Caixa (RSC)

Receita Total
(-) OPEX
(-) CAPEX
(-) Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)
(-) Imposto sobre a Transação de Petróleo (ITP)
(-) Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP)
(=) Fluxo de Caixa Consórcio

- Receita

A receita é advinda do petróleo bruto da área do contrato recebido pelo consórcio ao preço de mercado. Como já explanado na Seção 2.4.2, a concessionária estatal tem o direito sobre o hidrocarboneto produzido e, por sua vez, entregará uma parcela da produção ao consórcio como forma de pagamento (em espécie) pelo serviço prestado (exploração, desenvolvimento e produção).

O pagamento ao consórcio não será fixo e dependerá da Taxa Interna de Retorno (TIR) auferida no período anterior. Os valores estipulados para o pagamento ao consórcio serão mostrados na Figura 4.7.

TIR do Consórcio	Pagamento de Serviço
TIR abaixo de 10%	96%
TIR entre 10% e 20%	85%
TIR entre 20% e 30%	75%
TIR entre 30% e 40%	70%
TIR entre 40% e 50%	65%
TIR acima de 50%	60%

Figura 4.7 - Pagamento de Serviço

Ou seja, se a TIR do período for igual a 17%, no período seguinte a concessionária destinará 85% da produção ao consórcio como forma de pagamento dos serviços prestados. Conseqüentemente, neste período a parcela retida pela concessionária estatal será de 15%.

- Impostos

Neste modelo, os impostos arrecadados pelo governo são: Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP ou *royalty*), Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP) e Imposto sobre a Transação de Petróleo (ITP).

- (1) Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)

Para o presente projeto foi considerado o pior cenário, ou seja, uma taxa de 20%. Essa taxa incide diretamente sob a receita recebida pelo consórcio.

(2) Imposto sobre a Transação de Petróleo (ITP)

A alíquota para essa taxa é de 70%. No entanto, para cálculo do rendimento tributável, deve-se subtrair da receita a depreciação (referente aos custos de exploração e desenvolvimento), os custos operacionais e um prêmio de produção (calculado de acordo com a TIR do período anterior).

Para cálculo da depreciação segue-se as seguintes regras:

- ✓ Todos os custos incorridos antes da produção são somados e distribuídos em quatro anos (25% ao ano), com início no primeiro ano de produção;
- ✓ Todos os custos incorridos a partir do primeiro ano de produção são depreciados em 6 anos, ou seja, aproximadamente 16,56% por ano.

Os custos operacionais são os custos necessários para operacionalizar a produção do petróleo.

O Prêmio de Produção é uma taxa percentual que incide sob a receita do consórcio com o intuito de reduzir a receita tributável do período. Sendo assim, o prêmio de produção do período t é calculada com base na TIR do período $t-1$. As taxas estipuladas com base na TIR são apresentadas na Figura 4.8.

TIR do Consórcio	Prêmio de Produção
TIR abaixo de 10%	90%
TIR entre 10% e 20%	80%
TIR entre 20% e 30%	70%
TIR entre 30% e 40%	65%
TIR entre 40% e 50%	60%
TIR acima de 50%	35%

Figura 4.8 - Prêmio de Produção

Dessa forma, quanto menor a TIR do período t , menor será a receita tributável do período $t+1$, sendo essa uma vantagem fiscal que o consórcio possui.

Se os referidos custos (soma da depreciação, custos operacionais e prêmio da produção) excederem a receita, o prejuízo poderá ser utilizado no período seguinte para efeito de abatimento do imposto de renda. Todavia, esta regra só é válida até o quinto ano.

(3) Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP)

Neste tipo de imposto deve-se, primeiramente, separar a receita tributável para a empresa estrangeira da receita tributável para a empresa nacional, de acordo com as parcelas de participação predeterminadas em contrato. A Tabela 4.5 mostra como é calculado o rendimento tributável.

Tabela 4.5- Cálculo do Rendimento Tributável

Receita Consórcio
(-) IPP
(-) ITP
(-) OPEX
(-) Depreciação
(=) Rendimento Tributável
(=) Rendimento Tributável Empresa Estrangeira (40%)
(=) Rendimento Tributável Empresa Nacional (60%)

Logo após, calcula-se o IRP para as empresa estrangeira e para a empresa nacional. A alíquota de imposto para as empresas estrangeiras é de 65,75% e para as empresas nacionais é de 30%. Por fim, o Imposto de Rendimento do Petróleo (IRP) é o resultado da soma dos Impostos de Rendimento do Petróleo calculado para a empresa estrangeira e para a empresa nacional.

- Custos de Operação e Desenvolvimento

Os custos são todos os gastos incorridos na área de contrato. Os custos operacionais são subdivididos em custos operacionais variáveis e custos operacionais fixo. Os custos de desenvolvimento somam um montante de aproximadamente US\$ 5,817 bilhões. Já o custo de operação ultrapassa o valor de US\$ 6,9 bilhões, distribuídos pelos 20 anos de produção.

Em posse dessas informações pode-se calcular os fluxos de caixa do consórcio, da concessionária estatal e do governo para o período de produção sob análise. Ainda, a partir da soma dos fluxos de caixa da concessionária estatal e do governo é possível determinar os valores de fluxo de caixa total, representado pela nomenclatura “Fluxo de Caixa País”, por representar o valor total arrecadado pelo país. As Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam estes fluxos de caixa.

Tabela 4.6 - Fluxos de Caixa (RSC) – Consórcio (em milhões de dólares)

Ano	Receita	OPEX	CAPEX	IPP	IRP	IRP	Fluxo de Caixa
2016	\$-	\$-	\$270,70	\$-	\$-	\$-	\$-270,70
2017	\$-	\$-	\$563,80	\$-	\$-	\$-	\$-563,80
2018	\$-	\$-	\$1.269,70	\$-	\$-	\$-	\$-1.269,70
2019	\$769,27	\$295,45	\$676,30	\$153,85	\$-	\$-	\$-356,34
2020	\$2.279,10	\$678,60	\$683,80	\$455,82	\$-	\$80,49	\$380,40
2021	\$2.055,21	\$646,81	\$608,70	\$411,04	\$-	\$7,55	\$381,11
2022	\$1.664,83	\$591,39	\$171,30	\$332,97	\$-	\$1,65	\$567,52
2023	\$1.228,53	\$529,45	\$793,90	\$245,71	\$-	\$-	\$-340,53
2024	\$1.326,12	\$542,51	\$473,10	\$265,22	\$-	\$-	\$45,29
2025	\$1.257,24	\$532,73	\$91,60	\$251,45	\$-	\$0,69	\$380,78
2026	\$1.050,57	\$503,39	\$2,00	\$210,11	\$-	\$2,20	\$332,87
2027	\$775,01	\$464,27	\$2,00	\$155,00	\$-	\$9,38	\$144,36
2028	\$539,64	\$486,75	\$198,30	\$107,93	\$-	\$-	\$-253,34
2029	\$482,23	\$309,80	\$2,00	\$96,45	\$-	\$14,15	\$59,83
2030	\$430,56	\$180,57	\$2,00	\$86,11	\$-	\$53,73	\$108,15
2031	\$361,67	\$163,49	\$1,00	\$72,33	\$-	\$36,57	\$88,28
2032	\$321,48	\$153,68	\$1,00	\$64,30	\$-	\$48,69	\$53,81
2033	\$292,78	\$146,51	\$1,00	\$58,56	\$-	\$41,65	\$45,07
2034	\$264,08	\$139,93	\$1,00	\$52,82	\$-	\$34,34	\$35,99
2035	\$258,34	\$137,92	\$1,00	\$51,67	\$-	\$33,17	\$34,58
2036	\$241,11	\$133,97	\$1,00	\$48,22	\$-	\$28,72	\$29,20
2037	\$264,08	\$139,43	\$1,00	\$52,82	\$-	\$34,57	\$36,26
2038	\$229,63	\$131,34	\$1,00	\$45,93	\$-	\$25,75	\$25,62

Com base na Tabela 4.6, é possível identificar que em certos períodos, principalmente em 2018, o CAPEX aumenta significativamente, devido principalmente aos investimentos necessários para a instalação de novos poços previstos no plano de desenvolvimento. Já os custos de operação (OPEX) serão maiores no período em que a produção apresenta níveis mais elevados, como pode ser observado através do crescimento visto no ano 2020 em relação ao ano 2019.

Tabela 4.7 - Fluxos de Caixa (RSC) - Concessionária, Governo e País (em milhões de dólares)

Ano	Fluxo de Caixa (Concessionária)	Fluxo de Caixa (Governo)	Fluxo de Caixa (País)
2019	\$32,05	\$153,85	\$185,91
2020	\$94,96	\$536,31	\$631,27
2021	\$85,63	\$418,59	\$504,22
2022	\$69,37	\$334,62	\$403,99
2023	\$51,19	\$245,71	\$296,90
2024	\$55,26	\$265,22	\$320,48
2025	\$52,38	\$252,13	\$304,52
2026	\$43,77	\$212,31	\$256,08
2027	\$32,29	\$164,38	\$196,67
2028	\$22,48	\$107,93	\$130,41
2029	\$20,09	\$110,59	\$130,69
2030	\$17,94	\$139,84	\$157,78
2031	\$15,07	\$108,91	\$123,98
2032	\$13,40	\$112,99	\$126,39
2033	\$12,20	\$100,21	\$112,41
2034	\$11,00	\$87,16	\$98,16
2035	\$10,76	\$84,84	\$95,60
2036	\$10,05	\$76,94	\$86,99
2037	\$11,00	\$87,38	\$98,39
2038	\$9,57	\$71,67	\$81,24

Neste tipo de contrato, o fluxo de caixa da concessionária é oriundo da parcela da produção retida após o pagamento dos serviços. Já fluxo de caixa do governo representa a parcela arrecada com impostos. O fluxo de caixa do país expressa a soma do fluxo de caixa retida pela concessionária estatal com o fluxo de caixa do governo.

4.4.3 Fluxo de Caixa – Contrato de Partilha de Produção (PSA)

No contrato de partilha de produção, os fluxos de caixa do consórcio (em dólares dos Estados Unidos da América) são calculados conforme a Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Fluxo de Caixa (PSA)

Receita Total
(-) OPEX
(-) CAPEX
(-) Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP)
(=) Fluxo de Caixa Consórcio

- Receita

A remuneração do consórcio, sob o contrato PSA, subdivide-se em Petróleo Custo (*cost oil*) e Petróleo Lucro (*profit oil*). Deste modo, a recuperação dos investimentos realizados nas fases de exploração e desenvolvimento e dos custos incorridos durante a produção (custos operacionais) se dão através do recebimento de uma porcentagem fixa da produção, normalmente denominada Petróleo Custo. Essa porcentagem varia entre 50% e 65% do total produzido. O petróleo remanescente, denominado Petróleo Lucro corresponde à parcela da produção que será partilhada entre a concessionária e o consórcio, de acordo com os termos previamente estabelecidos no PSA.

As porcentagens referentes ao Petróleo Custo e Petróleo Lucro serão baseadas nos valores normalmente utilizados em contratos no país avaliado. Para o presente projeto foi definido que 50% da produção será destinado a recuperação dos custos (Petróleo Custo Total - PCT). O petróleo remanescente é partilhado entre a concessionária e o consórcio.

Porém, este não é ainda o Petróleo Custo utilizado para cálculo da receita do consórcio. Para encontrar este valor, deve-se realizar os seguintes cálculos.

Primeiramente, deste valor de PCT calculado, é subtraído os custos operacionais, resultado no “Petróleo Custo Restante 1”, como apresentado na Equação 4.1.

$$\text{Petróleo Custo Restante 1} = \text{PCT} - \text{Custos de Operação} \quad 4.1$$

O segundo passo consiste em subtrair do “Petróleo Custo Restante 1” a amortização dos custos de desenvolvimento. Conforme já mencionado, o custo de desenvolvimento é multiplicado por um fator de 1,5 (*uplift*) e amortizados a uma taxa anual de 25%, no ano em que elas ocorrem ou no primeiro ano de produção comercial, o que mais tarde ocorrer. Como resultado obtém-se o “Petróleo Custo Restante 2”(Equação 4.2).

$$\text{Petróleo Custo Restante 2} = \text{Petróleo Custo Restante 1} - \text{Amortização} \quad 4.2$$

Caso até o quinto ano de produção, o custo de desenvolvimento e de operação do campo não sejam totalmente recuperados, a porcentagem anteriormente fixada em 50% será aumentada para 65% da produção, valores estipulados de acordo com as práticas frequentes do país no qual o campo está localizado.

Ainda, subtrai-se do valor de “Petróleo Custo Restante 2” calculado, os valores referentes aos investimentos com exploração do campo de petróleo, obtendo, assim, o “Petróleo Custo Restante 3”, conforme mostra a Equação 4.3.

$$\text{Petróleo Custo Restante 3} = \text{Petróleo Custo Restante 2} - \text{Exploração} \quad 4.3$$

Finalmente, para encontrar o valor total utilizado para recuperação dos custos mencionados acima (custos de exploração, desenvolvimento e operação), este que será a parcela do Petróleo Custo utilizado para cálculo da receita do consórcio, a Equação 4.4 deve ser utilizada.

$$\text{Petróleo Custo} = \text{Petróleo Custo Total} - \text{Petróleo Custo Restante 3} \quad 4.4$$

Para cálculo do “Petróleo Lucro Total”, está que será posteriormente partilhado entre a concessionária e o consórcio, segue-se a Equação 4.5.

$$\text{Petróleo Lucro Total} = \text{Produção Total} - \text{Petróleo Custo} \quad 4.5$$

A parcela do “Petróleo Lucro Total” destinado à concessionária estatal e ao consórcio irá variar de acordo com a taxa interna de retorno auferida no período anterior, conforme apresentado na Figura 4.9.

TIR	Consórcio	Concessionária
TIR abaixo de 15%	80%	20%
TIR entre 15% e 25%	70%	30%
TIR entre 25% e 32,5%	60%	40%
TIR acima de 35%	20%	80%

Figura 4.9 - Petróleo Lucro Concessionária e Consórcio

Deste modo, se a taxa interna de retorno (TIR) do período t for igual a 18%, no período t+1 a parcela de óleo lucro retido pelo consórcio será de 70% e o restante será destinado a concessionária nacional.

- Imposto

Neste tipo de contrato, o único imposto incidente é o Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP), este que incide sobre a parcela do “Petróleo Lucro Total” destinada ao consórcio. Dessa forma, assim como foi feito para o contrato de serviço com risco (RSC), deve-se separar a receita tributável para as empresas estrangeiras da receita tributável para a

empresa nacional. Vale lembrar que esta taxa varia de 50% para as empresas estrangeiras a 30% para as empresas nacionais associadas à concessionária estatal, não havendo incidência deste imposto sobre os recebimentos da concessionária.

Os fluxos de caixa para o consórcio, a concessionária, o governo e País, no contrato de partilha de produção, são calculados e mostrados pelas Tabelas 4.9 e 4.10.

Tabela 4.9 - Fluxos de Caixa (PSA) – Consórcio (em milhões de dólares)

Ano	Óleo Custo	Óleo Lucro	Receita	OPEX	CAPEX	IRP	Fluxo de Caixa
2016	\$-	\$-	\$-	\$-	\$270,70	\$-	\$-270,70
2017	\$-	\$-	\$-	\$-	\$563,80	\$-	\$-563,80
2018	\$-	\$-	\$-	\$-	\$1.269,70	\$-	\$- 1.269,70
2019	\$400,66	\$320,53	\$721,19	\$295,45	\$676,30	\$121,80	\$-372,36
2020	\$1.187,03	\$949,62	\$2.136,65	\$678,60	\$683,80	\$360,86	\$413,40
2021	\$1.070,42	\$856,34	\$1.926,76	\$646,81	\$608,70	\$325,41	\$345,84
2022	\$867,10	\$693,68	\$1.560,78	\$591,39	\$171,30	\$263,60	\$534,49
2023	\$639,86	\$511,89	\$1.151,75	\$529,45	\$793,90	\$194,52	\$-366,12
2024	\$897,90	\$386,79	\$1.284,68	\$542,51	\$473,10	\$146,98	\$122,10
2025	\$851,25	\$366,69	\$1.217,95	\$532,73	\$91,60	\$139,34	\$454,28
2026	\$711,32	\$306,42	\$1.017,74	\$503,39	\$2,00	\$116,44	\$395,91
2027	\$524,75	\$226,04	\$750,79	\$464,27	\$2,00	\$85,90	\$198,63
2028	\$365,38	\$157,39	\$522,77	\$486,75	\$198,30	\$59,81	\$-222,09
2029	\$326,51	\$140,65	\$467,16	\$309,80	\$2,00	\$53,45	\$101,91
2030	\$291,53	\$125,58	\$417,11	\$180,57	\$2,00	\$47,72	\$186,82
2031	\$244,88	\$105,49	\$350,37	\$163,49	\$1,00	\$40,09	\$145,80
2032	\$217,67	\$93,77	\$311,44	\$153,68	\$1,00	\$35,63	\$121,13
2033	\$198,24	\$85,39	\$283,63	\$146,51	\$1,00	\$32,45	\$103,68
2034	\$178,80	\$77,02	\$255,82	\$139,93	\$1,00	\$29,27	\$85,63
2035	\$174,92	\$75,35	\$250,26	\$137,92	\$1,00	\$28,63	\$82,72
2036	\$163,25	\$70,32	\$233,58	\$133,97	\$1,00	\$26,72	\$71,89
2037	\$178,80	\$77,02	\$255,82	\$139,43	\$1,00	\$29,27	\$86,13
2038	\$155,48	\$66,98	\$222,46	\$131,34	\$1,00	\$25,45	\$64,67

Tabela 4.10 - Fluxos de Caixa (PSA) - Concessionária, Governo e País (em milhões de dólares)

Ano	Fluxo de Caixa (Concessionária)	Fluxo de Caixa (Governo)	Fluxo de Caixa (País)
2019	\$80,13	\$121,80	\$201,93
2020	\$237,41	\$360,86	\$598,26
2021	\$214,08	\$325,41	\$539,49
2022	\$173,42	\$263,60	\$437,02
2023	\$127,97	\$194,52	\$322,49
2024	\$96,70	\$146,98	\$243,68
2025	\$91,67	\$139,34	\$231,02
2026	\$76,60	\$116,44	\$193,04
2027	\$56,51	\$85,90	\$142,41
2028	\$39,35	\$59,81	\$99,16
2029	\$35,16	\$53,45	\$88,61
2030	\$31,40	\$47,72	\$79,12
2031	\$26,37	\$40,09	\$66,46
2032	\$23,44	\$35,63	\$59,07
2033	\$21,35	\$32,45	\$53,80
2034	\$19,26	\$29,27	\$48,52
2035	\$18,84	\$28,63	\$47,47
2036	\$17,58	\$26,72	\$44,30
2037	\$19,26	\$29,27	\$48,52
2038	\$16,74	\$25,45	\$42,19

Já neste tipo de contrato, diferentemente do contrato de serviço com risco, os fluxos de caixa da concessionária são representados pela parcela do Petróleo Lucro obtida durante a produção.

Os fluxos de caixa do governo são oriundos de impostos incidentes sob a parcela de Petróleo Lucro retido pelo consórcio e o fluxo de caixa do país é a soma desses fluxos de caixa.

4.4.4 Tomada de Decisão - Método tradicional

Calculado os fluxos de caixa é possível, através dos indicadores tradicionais (VPL e TIR) baseando-se no método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), analisar a viabilidade do projeto sob a ótica dos dois contratos (PSA e RSC). Dessa forma será determinado, a partir do cenário determinístico avaliado, qual o contrato mais vantajoso sob a ótica do consórcio. A partir dessas informações, será apresentada a indicação ao gestor em relação a tomada de

decisão, ficando sob responsabilidade deste as decisões finais. Por fim, esta questão será analisada sob a perspectiva da concessionária e do país.

O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) utilizado é de 10%, sendo este o valor utilizado pelo consórcio na avaliação de desenvolvimento de campos de petróleo no país.

As Tabelas 4.11 e 4.12 mostram os valores de VPL e TIR encontrados, sob a perspectiva do consórcio, para ambos os contratos.

Tabela 4.11 - Indicadores (RSC), VPL em milhões de dólares

Indicador	Valor
VPL	-\$968,48
TIR	-1,84%

Observa-se, a partir da Tabela 4.11, que é inviável para o consórcio desenvolver o campo de petróleo sob análise, uma vez que o VPL calculado é de aproximadamente 1 bilhão negativo e a TIR é menor do que o WACC.

Tabela 4.12 - Indicadores (PSA), VPL em milhões de dólares

Indicador	Valor
VPL	-\$800,57
TIR	2,03%

Por meio da Tabela 4.12, constata-se que, sob a perspectiva do consórcio, este tipo de contrato apresenta uma pequena vantagem em relação ao contrato RSC, no entanto, assim como no contrato de serviço com risco, indica-se ao tomador de decisão optar por não declarar comercialidade ao campo.

Com base no método tradicional de análise de investimentos, é indicado ao consórcio não declarar comercialidade ao campo analisado, visto que em ambos os contratos foram encontrados valores negativos de VPL. Conforme já foi visto, desta maneira o consórcio irá perder todo o investimento que foi feito em atividades de exploração, não havendo possibilidades de recuperação desses valores.

A seguir será analisado, sob o ponto de vista da concessionária, do governo e do país se algum desses contratos apresenta vantagem em relação ao outro. À vista disso, as Tabelas 4.13 e 4.14 foram elaboradas.

Tabela 4.13 - Indicadores (RSC) - Concessionária, Governo e País (valores em milhões de dólares)

Indicador	Valor
VPL Concessionária	\$289,33
VPL Governo	\$1.511,13
VPL País	\$1.800,46

Tabela 4.14 - Indicadores (PSA) - Concessionária, Governo e País (valores em milhões de dólares)

Indicador	Valor
VPL Concessionária	\$647,84
VPL Governo	\$984,71
VPL País	\$1632,55

Observa-se pelas Tabelas 4.13 e 4.14 que o contrato de partilha de produção (PSA) se revela como mais vantajoso que o contrato RSC para a concessionária. Observa-se, também, que no contrato de serviço com risco o governo consegue arrecadar mais com impostos, fato que já era esperado devido ao número elevado de impostos incidentes neste contrato. Por fim, sob o ponto de vista do país, que envolve os recebimentos por parte da concessionária e do governo, o contrato RSC se mostrou mais vantajoso do que o contrato PSA.

Em vista dos resultados obtidos, depreende-se que cada contrato apresenta vantagens para uma das partes. De um lado temos o consórcio e a concessionária que optariam pelo contrato de partilha de produção e, por outro lado, o País que obtém maiores vantagens no contrato de serviço com risco. Em uma primeira análise, esses resultados podem ser justificados pelas seguintes considerações:

- No contrato de partilha de produção há a incidência de apenas um imposto (IRP), enquanto que no contrato de serviço com risco, o governo é remunerado através de três tipos de impostos diferentes (IPP, ITP e IRP). Dessa forma, a parcela da produção destinada ao governo no contrato PSA é reduzida e, com isso, o consórcio e a concessionária conseguem obter parcelas maiores do total produzido.
- No contrato de partilha de produção, o consórcio é o primeiro a ser remunerado, com o intuito de recuperar os custos incorridos antes e durante a produção. Assim, a parcela destinada ao governo só será maior caso a produção seja suficientemente alta para cobrir todos estes custos.

No entanto, com o objetivo de analisar se, realmente, o preço é uma variável impactante no resultado final, assim como avaliar a importância das outras variáveis de entradas do projeto (CAPEX, OPEX, previsão da produção e imposto) será realizada na próxima seção uma análise de sensibilidade para estas variáveis e determinado o risco do projeto.

4.5 Fase II - Análise de Sensibilidade e Risco do Projeto

Em relação aos riscos, Damodaran (2012) afirma que estes podem estar relacionados à perda, devido à exposição diante de incertezas, ou, do ponto de vista financeiro, como uma medida universal, que deve ser aplicada em todos os tipos de investimentos. A necessidade de conhecer informações futuras sobre o que pode ocorrer com, por exemplo, preços de ativos financeiros e *commodities*, sempre acarretam em problemas com incertezas atreladas a decisões que devem ser tomadas a partir da modelagem destas.

A presença de dados desconhecidos é invariavelmente notória dentro das mais diversas áreas, como engenharia, economia, finanças, logística, telecomunicações e etc. No campo de estudo do presente trabalho as coisas não são diferentes.

Na tomada de decisão para desenvolvimento de um campo de petróleo, as incertezas associadas às possíveis entradas e saídas de caixa tornam o processo decisório pouco confiável, sendo assim interessante analisar a sensibilidade dessas variáveis incertas, tendo como finalidade auxiliar a tomada de decisão.

4.5.1 Análise das Variáveis

As principais fontes de incerteza consideradas no projeto (no contrato RSC e PSA), de acordo com as informações contidas no plano de desenvolvimento do campo avaliado, foram as seguintes variáveis:

- Incerteza de mercado: preço do petróleo, custos de desenvolvimento, custos operacionais;
- Incerteza técnica: previsão da produção.

Ainda, para o contrato de serviço com risco, foi analisado o impacto da variável *royalty* (ou *IPP*), visto que este é o único imposto que não é fixo, podendo variar de 10% a 20%. As distribuições que foram utilizadas para o contrato de serviço com risco e contrato de partilha de produção são mostradas nas Tabelas 4.15 e 4.16, respectivamente.

Tabela 4.15 - Distribuições (RSC)

Variável	Distribuição	Parâmetros
Preço	Lognormal	L (média MGB, desvio MGB)
Previsão da Produção	Triangular	T (cenário pessimista, cenário base, cenário otimista)
CAPEX	Triangular	T (-10%, cenário base, +20%)
OPEX	Triangular	T (-10%, cenário base, +30%)
Royalty	Uniforme	U(10%,20%)

Tabela 4.16 - Distribuições (PSA)

Variável	Distribuição	Parâmetros
Preço	Lognormal	L (média MGB, desvio MGB)
Previsão da Produção	Triangular	T (cenário pessimista, cenário base, cenário otimista)
CAPEX	Triangular	T (-10%, cenário base, +20%)
OPEX	Triangular	T (-10%, cenário base, +30%)

Os parâmetros utilizados para as variáveis custos de desenvolvimento e custos operacionais foram estipuladas com base no conhecimento dos especialistas da empresa e, também, nas informações contidas no plano de desenvolvimento do campo sob análise. Neste contexto, considera-se que o valor mínimo que os custos de desenvolvimento e os custos operacional possam assumir seja 10% menor que o valor utilizado no caso determinístico (cenário base).

Já em relação aos valores máximos, os especialistas estipulam que caso aconteça o cenário otimista (caso em que a recuperação de óleo poderá atingir 460 milhões de barris), os custos de desenvolvimento possam ser até 20% maiores do que os valores do cenário base e os custos operacionais possam atingir valores 30% maiores do que aqueles estipulados para o cenário base.

A distribuição escolhida é a triangular, visto que essa distribuição, de acordo com Aouni, Martel e Hassaine (2009), as funções de pertinência triangular podem ser utilizadas para inserir a incerteza nos parâmetros de entrada e saída de um modelo, visto que representam bem a expertise humana em julgar corretamente o comportamento de variáveis comuns em diversas situações práticas. Portanto, estes são os valores mínimos e máximos dos custos de desenvolvimento e custos operacionais utilizados em uma distribuição triangular. O cenário base foi considerado o valor mais provável.

Assume-se, também, uma distribuição triangular para representar a distribuição da previsão de produção de petróleo, cuja os parâmetros (valor mínimo, valor mais provável,

valor máximo) foram definidos de acordo com as três previsões de produção estipuladas (cenário pessimista, cenário base, cenário otimista).

Já para a variável de entrada *royalty* foi assumido que está pode variar uniformemente entre 10% e 20%, uma vez que é considerado que a probabilidade de escolha de um valor é igual para todos os valores entre esses limites estipulados. Conforme já mencionado, o *royalty* é definido mediante acordo entre as partes (consórcio, concessionária e governo).

Será definido, também, o movimento do preço do petróleo para o período sob análise. Dias (2005) destaca que o Movimento Geométrico Browniano (MGB) pode ser considerado uma boa técnica para estimativa do preço do petróleo e, portanto, será a técnica utilizada para previsão do preço do petróleo durante o período de produção do campo.

Assim, se P (preço do petróleo) segue um MGB, dado o valor inicial de P, então seus valores futuros P(t) têm distribuição lognormal com a média calculada pela Equação 2.12 e variância calculada por meio da Equação 2.13.

Portanto, para encontrar o valor do preço do petróleo P(t) e sua variância na data T, as 4 variáveis a seguir devem ser definidas: O preço inicial P(0), a taxa livre de risco r, a taxa de conveniência δ e a volatilidade do preço do petróleo σ .

Para efeito de definição da taxa livre de risco foi apurado o rendimento do bônus do tesouro norte americano com vencimento de 10 anos, durante o período de janeiro de 2000 a agosto de 2015. A taxa anual média real de juros encontrada foi de 2,65%.

Assim como visto no trabalho de Fleten *et al.*, (2011), a taxa de conveniência pode ser calculada através da Equação 2.11, repetida abaixo.

$$\delta (T) = r - \frac{1}{T} \ln \left[\frac{F(P, t, T)}{P(t)} \right]$$

Sendo r a taxa livre de risco, P(t) os preços à vista (*spot*) e F (P, t, T) o preço do mercado futuro em um instante genérico t para entrega na data T. Foram utilizados dados mensais do petróleo WTI (NYMEX, negociado em Nova York) no período de set/1989 a abril/2011. Dias (2005) destaca que uma alternativa para o cálculo de P(t) é usar o mercado futuro como *proxy* para o valor corrente. Sendo assim, o preço futuro para entrega em um mês foi usado como uma aproximação do preço à vista. Para o preço do mercado futuro foram utilizados dados do preço do petróleo WTI para entrega no mês 18.

A taxa anual de conveniência encontrada foi de 2,92%. Este valor é consistente com Pickles e Smith (1993), que recomendam usar $\delta = r$ (taxa livre de risco). Assim, como a taxa livre de risco é maior que a taxa anual de conveniência, a taxa de crescimento ($r - \delta$) é negativa e a estimativa do preço do petróleo se mostrou decrescente durante o período de análise.

Contudo, destaca-se que o modelo foi desenvolvido considerando apenas as situações normais de mercado, não permitindo a ocorrência de “saltos” que podem acontecer devido a condições anormais (colapsos do mercado, guerras, surpresas da OPEP, etc.) que, segundo Dias (2005), são modeladas com um processo de Poisson.

Se os preços segue um Movimento Geométrico Browniano, os parâmetros de volatilidade (σ) e crescimento (α) podem ser estimados com uma regressão linear trivial. Deste modo, esses parâmetros podem ser calculados da seguinte forma:

$$\alpha = E[\ln [P(t)] - \ln [P(t - 1)]] + \sigma^2/2 \quad 4.6$$

$$\sigma^2 = \text{Var} [\ln [P(T)] - \ln [P(t - 1)]] \quad 4.7$$

Estes parâmetros são normalmente reportados em unidades anuais (% a.a), mas os dados muitas vezes são diários, semanais ou mensais. N é o número de períodos por ano da observação de dados. No presente caso N será igual a 12, uma vez que serão analisados dados mensais do preço do barril de petróleo. As Equações 4.6 e 4.7 podem ser reescritas nas Equações 4.8 e 4.9, respectivamente:

$$\alpha = N\{E[\ln [P(t)] - \ln [P(t - 1)]] + \sigma^2/2 N\} \quad 4.8$$

$$\sigma^2 = N \text{Var} [\ln [P(T)] - \ln [P(t - 1)]] \quad 4.9$$

Para determinação da taxa de crescimento (anual) α e da volatilidade (anual) σ foram utilizados dados do petróleo WTI (IMF, 2015) em valores reais, deflacionados usando o CPI (*consumer price index*) como deflator do dólar americano, com dados mensais no período de Julho/2000 a Junho/2015.

A taxa anual de crescimento encontrada foi de 7,84% e a volatilidade 34,12% ao ano. A volatilidade encontrada se mostrou superior a volatilidade encontrada por Lund (1999) e

Fleten *et al.* (2011), que pode ser explicado pela alta volatilidade do preço do petróleo nesses últimos anos. No entanto, muito próximo da volatilidade (33,07%) encontrada por Dias (2015). O preço inicial considerado é o referente a junho de 2015, cotado em US\$ 59,80. Os parâmetros do preço do petróleo são mostrados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 - Parâmetros do Preço

Parâmetros	Valores
P(σ)	US\$ 59,8
Volatilidade (σ)	34,12% a.a
Taxa de crescimento (α)	7,84% a.a
Taxa de conveniência (δ)	2,92% a.a

Finalmente, os valores encontrados para taxa livre de risco (r), taxa de conveniência (δ), o preço inicial (P_0) e a volatilidade do preço do petróleo (σ) são substituídos nas Equações 2.12 e 2.13 e os valores esperados para o preço e desvio do petróleo durante o período de produção são calculados e apresentados na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 - Preço e Desvio (MGB), valores em dólares

Ano	Preço	Desvio Preço
2019	59,16	45,56
2020	59,00	52,43
2021	58,84	59,15
2022	58,68	65,84
2023	58,52	72,57
2024	58,36	79,41
2025	58,20	86,40
2026	58,05	93,58
2027	57,89	100,98
2028	57,73	108,66
2029	57,58	116,63
2030	57,42	124,92
2031	57,27	133,58
2032	57,11	142,62
2033	56,96	152,08
2034	56,80	161,99
2035	56,65	172,39
2036	56,50	183,31
2037	56,35	194,78
2038	56,20	206,84

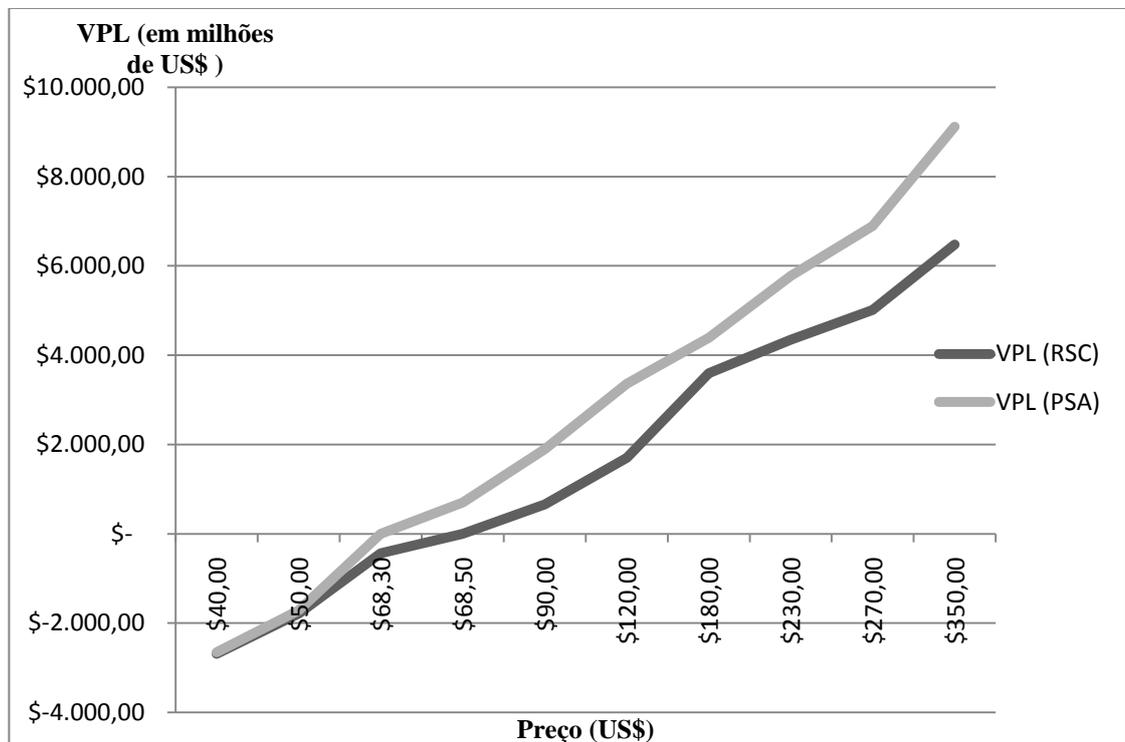
4.5.2 Análise de Sensibilidade

Dessa forma, as referidas variáveis estocásticas foram inseridas no modelo e, através do *software Crystal Ball*®, foram simuladas 10.000 interações. Portanto, foi elaborada uma análise de sensibilidade para averiguar o impacto de cada variável nos fluxos de caixa do

projeto e, em seguida, será realizada a Simulação de Monte Carlo (SMC) para análise de risco por meio da construção de modelos de possíveis resultados, substituindo com um intervalo de valores (distribuição de probabilidade) todo o fator com incerteza inerente.

A análise de sensibilidade para os dois contratos mostra que, das variáveis escolhidas, o preço é a variável mais impactante no resultado final. Ainda, os preços mais recentes se mostraram mais impactantes no resultado. As outras variáveis se mostraram pouco significativas no resultado final.

Com o intuito de se determinar o valor a partir do qual o consórcio seria indiferente entre investir imediatamente e decidir não prosseguir com o projeto, calcula-se o preço (valor médio determinístico) em que o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto se iguale a zero. Os resultados para o contrato de serviço com risco mostram que, a partir de um preço médio do petróleo de US\$ 75,96 o consórcio seria indiferente entre investir ou abandonar o projeto (VPL igual a zero), enquanto que no caso do contrato de partilha de produção, este valor médio mínimo seria de US\$ 68,30. Estes valores podem ser observados no gráfico de sensibilidade do preço, que pode ser visto na Figura 4.10.



Constata-se, através da Figura 4.10, que a reta referente ao contrato PSA apresenta um grau de inclinação maior do que do contrato RSC, ou seja, no modelo de contrato de partilha de produção o VPL é mais sensível às oscilações do preço do petróleo.

Analisando o efeito da oscilação do preço no VPL, apresentado na Figura 4.10, tem-se que a tomada de decisão (quando não tem a opção de esperar) pode ser baseada em duas faixas de preço, mostradas na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 - Resultados para auxílio a Tomada de Decisão

Preço	Decisão
$P < \text{US\$ } 68,30$	Não investir
$P \geq \text{US\$ } 68,30$	Investir (Contrato PSA)

Portanto, sob a perspectiva do consórcio, se os gestores optarem por basearem suas decisões em uma análise determinística, desconsiderando os riscos e as flexibilidades do projeto, em um cenário de preços de petróleo acima de US\$ 68,30, a área sob avaliação poderá ser declarada comercial e o contrato de partilha de produção deve ser escolhido. Ainda, sob essa mesma perspectiva, em um cenário cujo preço médio do petróleo se encontra abaixo desse valor, indica-se ao gestor abdicar da possibilidade de desenvolver o campo.

Contudo, o método tradicional ignora as flexibilidades gerenciais que dão a liberdade ao tomador de decisão de revisar suas decisões em resposta às mudanças ocorridas na conjuntura econômica. Nesse sentido, Dias (2004) destaca que a abordagem de opções reais surge como sendo um método para avaliação econômica de projetos sob incertezas, onde se destaca a flexibilidade gerencial para responder de forma ótima a mudança de cenário causada por estas incertezas.

Por outro lado, na tomada de decisão para desenvolvimento de um campo de petróleo, as incertezas associadas às possíveis entradas e saídas de caixa tornam o processo decisório pouco confiável, sendo assim interessante o desenvolvimento de uma avaliação de risco para auxílio na tomada de decisão. Nesse sentido, o impacto das variáveis incertas sob essas duas perspectivas serão analisadas, visto que o objetivo desse trabalho é analisar o impacto das incertezas na avaliação de desenvolvimento de um campo de petróleo.

4.5.3 Tomada de Decisão – Risco do Projeto

Outra avaliação importante que o *software Crystal Ball*® permite desenvolver é a análise de risco do projeto. Desse modo, após a inserção das variáveis estocásticas (incertezas), através da Simulação de Monte Carlo, o *software* disponibiliza a distribuição dos possíveis resultados de VPL. Ainda, é possível escolher o número de interações que se deseja simular. Como já foi visto na seção anterior foram simuladas 10.000 interações.

Os resultados mostram que, no contrato de serviço com risco (RSC), a probabilidade de viabilidade, ou seja, de se obter um VPL acima de zero é igual a 1,61% (vide Figura 4.11).

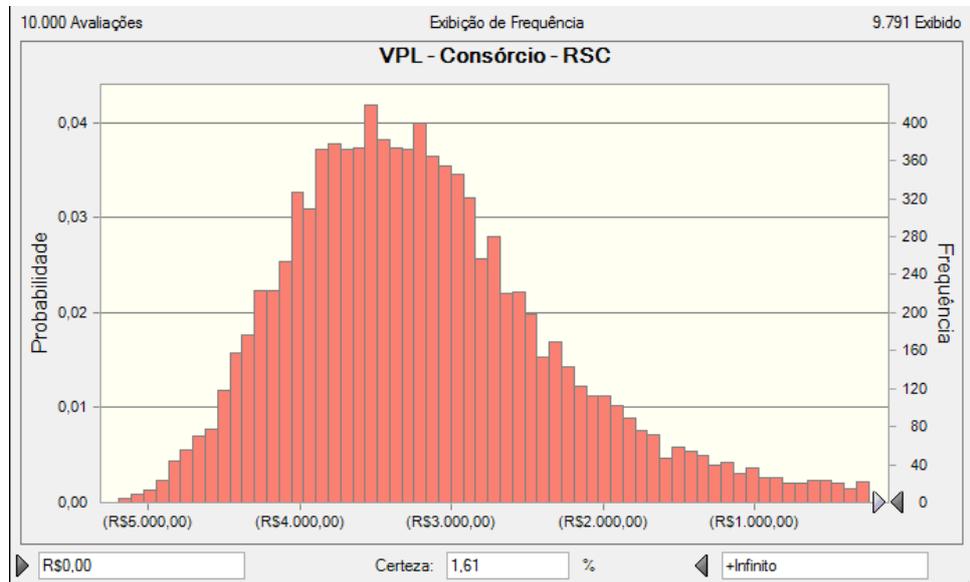


Figura 4.10 - Risco do Projeto (contrato RSC)

Já no contrato de partilha de produção (PSA), a probabilidade de viabilidade é igual a 13,21% (vide Figura 4.12). Contudo, tal como na tomada de decisão utilizando como métrica de apoio o VPL, analisando o risco do projeto os gestores estariam propensos a optar por não investir no desenvolvimento do campo, ou seja, declarar a não comercialidade do campo de petróleo objeto de estudo.

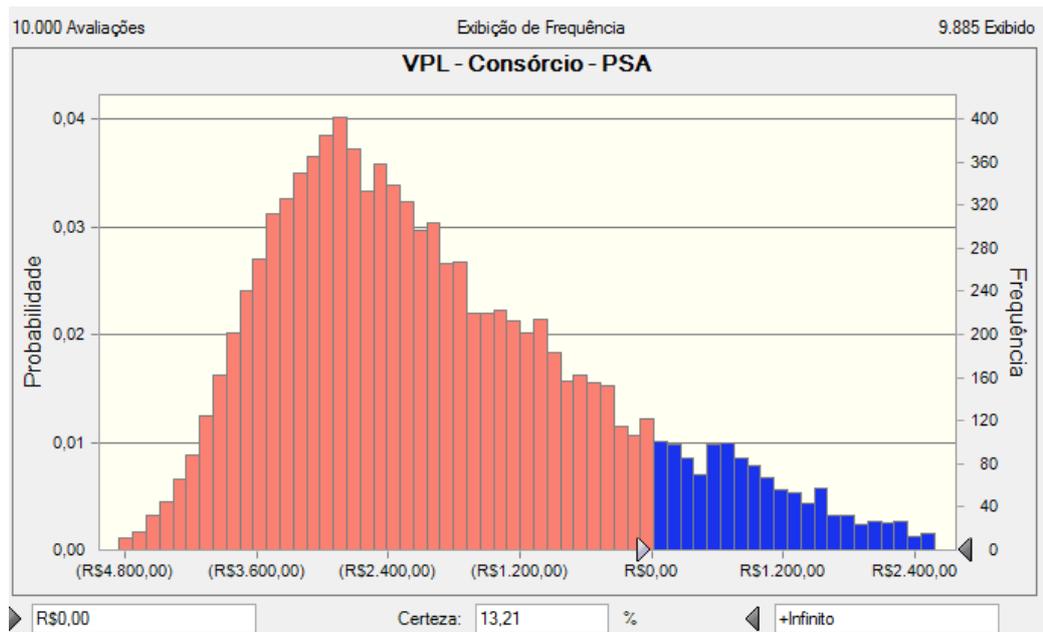


Figura 4.11 - Risco do Projeto (contrato PSA)

Como já era esperado, o contrato RSC apresenta maiores riscos para o consórcio do que o contrato PSA. Apesar do modelo de partilha de produção ser mais sensível as oscilações

do preço do petróleo, em nenhuma faixa de preço o contrato de serviço de risco foi superior ao contrato de partilha de produção.

Deste modo, foram observados dois motivos considerados os principais responsáveis por esse resultado. Primeiramente, vale ressaltar que no contrato RSC o governo é remunerado através de três impostos (IPP, ITP e IRP), na qual o IPP incide diretamente na fonte. Já no contrato PSA há a incidência de apenas um imposto, o imposto sobre o rendimento do petróleo (IRP). A Figura 4.13 apresenta a parcela da produção total representada pelos impostos nos contratos RSC e PSA.

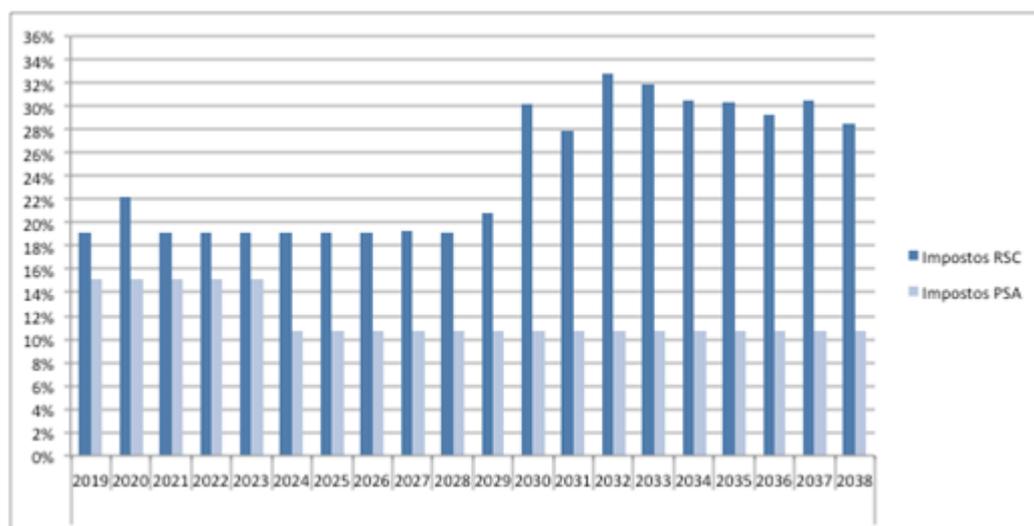


Figura 4.12 - Impostos (RSC e PSA)

A partir da Figura 4.13, infere-se que, no contrato de serviço com risco (RSC), os impostos devidos ao governo seguem aumentando durante o período de produção, ao contrário da tendência de queda observada no caso do contrato de partilha de produção, que se dá pela incapacidade de recuperação dos custos totais incorridos no cenário modelado.

Ainda, no contrato de partilha de produção o consórcio é o primeiro a ser remunerado (Petróleo Custo), com o intuito de recuperar todos os custos incorridos (no passado e no presente). Sendo que esse valor será pago ao consórcio até esses custos serem recuperados. Caso os custos não sejam recuperados até o quinto ano, o contrato prevê aumento da parcela destinada ao consórcio (de 50% para 65% de toda produção).

Enquanto esses custos não são recuperados em sua totalidade, o Petróleo Lucro (parcela dividida entre consórcio, concessionária e governo) não será total. Portanto, neste caso o risco é dividido entre as partes, já que a remuneração do governo e da concessionária irá depender da recuperação dos custos pelo consórcio. Já no contrato de serviço com risco, a

concessionária e o governo terão sua parcela da produção independentemente do consórcio conseguir recuperar seus investimentos.

Depreende-se que os resultados negativos apresentados em ambos os contratos são reflexos, principalmente, do preço do petróleo, que vem mostrando queda abrupta nos últimos anos. Comprovando, portanto, as afirmações dos autores da área, tais como Helland e Torgersen (2014), Gupta e Grossman (2014) e Fleten *et al.* (2011), que destacam que a flutuação do preço do petróleo é uma das variáveis mais importantes na análise de investimentos em projetos de petróleo.

Confirmando, também, as justificativas para o cenário desfavorável de investimentos em E&P de petróleo no país em questão, publicada pelo Energy Information Administration (2015). Segundo o relatório, além dos fatores geológicos, a baixa do preço do petróleo está sendo um dos principais responsáveis pela redução de investimentos em projetos relacionados à indústria petrolífera neste país, agravando ainda mais a sua situação econômica.

Considerando os resultados obtidos até o momento, é possível identificar que o modelo mais vantajoso de contrato é o de partilha de produção, pois além de apresentar o maior VPL, a probabilidade de inviabilidade neste contrato é menor, apesar de se ter chances muito altas de se obter um projeto inviável.

Todavia, dado os resultados negativos, neste momento os tomadores de decisão optariam por não desenvolver o campo analisado. Contudo, resta saber qual é o valor da flexibilidade do projeto e se a indicação é para a escolha do contrato de partilha de produção, e quais são as melhores possibilidades sob o ponto de vista da teoria de opções reais.

Visto a importância do preço para valoração de um ativo real, apenas essa variável será considerada no cálculo da volatilidade do projeto, apesar de entender que considerar as outras incertezas de mercado, tais como os custos de desenvolvimento e os custos operacionais, poderia fornecer informações para uma análise econômica mais completa do campo em questão.

4.6 Fase III - O Valor da Flexibilidade (Opções Reais)

O valor do campo de petróleo não desenvolvido pode ser considerado como uma opção em que o ativo subjacente é o valor do campo desenvolvido com um preço de exercício igual ao custo de desenvolvimento. Ou seja, o proprietário de um campo não desenvolvido tem a opção de pagar o investimento (custos de desenvolvimento) e obter o campo desenvolvido (CORTAZAR e SCHWARTZ, 1998).

Neste momento será feita uma aplicação do método binomial multiperíodico no objeto de estudo com o intuito de capturar o valor da flexibilidade deste projeto. No entanto, o binomial será usado para representar o processo de difusão do preço do barril de petróleo, que é o ativo básico.

A metodologia para cálculo da opção real será dividida em duas etapas. A primeira fase consiste em calcular o valor da opção de adiar os investimentos (opção de espera) para o desenvolvimento do campo de petróleo sob a perspectiva dos dois contratos sob análise. Em seguida, será discutido um modelo de interação entre as OR de escala e de espera para esses contratos.

No desenvolvimento do campo de petróleo, uma capacidade de processamento pequena e poucos poços requerem um investimento menor do que uma opção de maior escala (mais poços e maior capacidade de processamento). Contudo, a opção de maior capacidade permitirá extrair petróleo a uma velocidade maior e, assim, permitir a obtenção de um maior valor presente da receita. Portanto, há um *trade-off* entre investimento e benefício relacionado ao valor do projeto.

Aqui será considerado que há duas opções de escala. O primeiro caso refere-se ao cenário base (280 milhões de barris de petróleo) avaliado nas seções anteriores. Já o segundo caso corresponde a obter o valor presente da produção do cenário otimista (460 milhões de barris de petróleo).

As estimativas de investimentos (custos de desenvolvimento) necessários para ambos os casos foram fornecidos por uma das empresas participantes do contrato. Sendo US\$ 5.817.200.000 o montante necessário para desenvolvimento do caso de menor escala e US\$ 6.980.640.000 o investimento necessário para desenvolvimento do caso de maior escala, valores distribuídos durante o período de concessão.

Assume-se que a decisão de desenvolver o campo pode ser feita a qualquer tempo discreto desde $t = 1$ até $t = T$, onde T (tempo de expiração da concessão) é igual a 5 anos, período limite em que o consórcio deve decidir entre investir e devolver a área sob avaliação ao estado.

Como o ativo básico é o preço do barril de petróleo, a volatilidade a ser utilizada corresponde a volatilidade do preço do petróleo, assumindo que este segue um MGB, calculada em 34,12% ao ano na Seção 4.5.1. Considera-se, portanto, uma única fonte de incerteza para os fluxos de caixa do projeto, que é a incerteza com relação aos preços futuros do barril de petróleo. Desta maneira, não há incertezas com relação aos custos operacionais,

custos de desenvolvimento, previsão da produção ou outros fatores que possam influenciar o valor do projeto.

Justifica-se, então, a utilização do método binomial, já que segundo Dias (2015), este modelo é mais simples de implementar no caso de uma variável estocástica do que outros métodos. Adicionalmente, esse método apresenta vantagens na modelagem de múltiplas opções interagindo, além de trabalhar bem com opções americanas.

Portanto, para cálculo do valor da opção de investir no desenvolvimento de uma reserva de petróleo, foi considerado que o valor presente do reservatório desenvolvido é função do preço do petróleo, modelado como um MGB.

Tendo o valor de volatilidade, os próximos passos são calcular o fator de subida (u), fator de descida (d), a taxa de conveniência e a taxa livre de risco. Em posse desses valores é possível calcular a probabilidade neutra ao risco (p) e determinar o valor das opções.

Para avaliar uma opção, primeiramente, divide-se a vida da opção em intervalos de tempo de extensão Δt . O intervalo considerado é de 1 ano.

O fator de subida e o fator de descida foram calculados conforme as Equações 3.1 e 3.2, repetidas abaixo por praticidade. Vale destacar que deve-se escolher d e u de forma adequada (evitar arbitragem): $d < (1+r) < u$. As Equações 3.1 e 3.2 foram repetidas abaixo.

$$u = e^{(\sigma\sqrt{\Delta t})}$$

$$d = \frac{1}{u} = e^{(-\sigma\sqrt{\Delta t})}$$

A taxa de conveniência (δ), determinada na Seção 4.5.1, foi estipulada em 2,92% ao ano e a taxa livre de risco em tempo discreto, determinada na mesma seção, foi estipulada em 2,65% ao ano. Aqui o modelo binomial é usado como um método numérico que aproxima um processo estocástico (MGB) em tempo contínuo e por isso é comum se usar a taxa livre de risco em tempo contínuo (r_c), calculada utilizando a Equação 3.5 e a taxa de conveniência em tempo contínuo, calculada de acordo com a Equação 3.8.

Após a definição da volatilidade, dos fatores de subida e descida, da taxa livre de risco em tempo contínuo e da taxa de conveniência, de acordo com os métodos selecionados, o próximo passo para obtenção do valor da flexibilidade é o cálculo da probabilidade neutra ao risco (p_u' e p_d'), que pode ser determinada utilizando as Equações 3.6 e 3.7. Novamente as equações mencionadas são repetidas.

$$r_c = \text{Ln}(1 + r)$$

$$\delta_c = \text{Ln}(1 + \delta)$$

$$p_u' = \frac{e^{(r_c - \delta_c)\Delta t} - d}{u - d}$$

$$p_d' = 1 - p_u'$$

Os parâmetros determinados para o contrato de partilha de produção e para o contrato de serviço com risco são expostos nas Tabela 4.20. Como o ativo-objeto é o mesmo para ambos os casos (preço do barril de petróleo), os parâmetros também serão. A partir disso poderia se pensar erroneamente que dessa forma os valores das opções serão iguais para os dois contratos. Entretanto, já foi mostrado que o valor presente da produção em cada contrato varia de forma distinta com a oscilação do preço do petróleo e, portanto, será visto que seus valores de opção também.

Tabela 4.20 – Parâmetros Contrato PSA e RSC

Parâmetros	Valores
Preço Inicial (P0)	US\$ 59,80
Volatilidade	34,12%
Taxa de Conveniência (ao ano)	2,92%
Taxa de Conveniência em tempo contínuo (ao ano)	2,88%
Taxa Livre de Risco (ao ano)	2,65%
Taxa Livre de Risco em tempo contínuo (ao ano)	2,62%
Vida útil do campo	20
Intervalo de tempo na árvore (Δt)	1
Estágios de árvore	5
Tempo de Expiração (T)	5
Fator de Subida (u)	1,40663454
Fator de Descida (d)	0,710916711
Probabilidade neutra ao risco (p)	41,11%
(1-p)	58,89%

Tendo os valores dos parâmetros calculados, o método binomial para apreçamento de opções foi desenvolvido com base em Dias (2015), conforme mostrado a seguir:

- (i) Gere a árvore binomial do ativo básico P: no presente projeto o ativo básico é o preço do barril de petróleo em US\$.
- (ii) Gere a árvore de eventos para o valor do campo desenvolvido: o valor do ativo desenvolvido é função do preço do barril de petróleo;

- (iii) Calcule o valor da opção nos nós terminais (em $t = T$);
- (iv) Calcule por retroindução os valores das opções nos nós antecessores ($t < T$) até a data inicial ($t=0$).

Dessa forma, a próxima seção trata de desenvolver a teoria de opções reais para o cálculo do valor da flexibilidade. Conforme citado anteriormente, num primeiro momento será determinado o valor da opção de adiamento do desenvolvimento do campo de petróleo para os dois contratos analisados. Em seguida, será feita uma aplicação de um modelo de interação entre as OR de escala e de espera no contexto do desenvolvimento do campo de petróleo, objeto do presente estudo.

4.6.1 Opção de Espera

Na construção da árvore de eventos são necessários as seguintes variáveis: valor corrente do ativo objeto e os incrementos de subida e descida, obtidos através da volatilidade. O preço corrente considerado para o preço do barril de petróleo refere-se ao preço do petróleo WTI, cotado em junho de 2015 no valor de US\$ 59,80.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44	US\$ 234,11	US\$ 329,31
Preços do Barril de Petróleo		US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44
Preços do Barril de Petróleo			US\$ 30,22	US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12
Preços do Barril de Petróleo				US\$ 21,49	US\$ 30,22	US\$ 42,51
Preços do Barril de Petróleo					US\$ 15,27	US\$ 21,49
Preços do Barril de Petróleo						US\$ 10,86

Figura 4.13 - Árvore de Eventos (Preço) – RSC e PSA

A Figura 4.14 exibe os valores que os preços do barril de petróleo podem assumir nos períodos futuros, tendo em vista sua volatilidade.

Os fluxos de caixa do projeto são estimados com base na variação dos preços do barril de petróleo. O valor presente líquido do ativo é o valor do projeto para empresa subtraído do preço de exercício, ou seja, os investimentos necessários para a efetivação do projeto. Foi calculado que o valor presente dos investimentos necessários (custos de desenvolvimento) para desenvolver o campo petrolífero de menor escala é constante igual a US\$ 3.651.370.000,00.

Por exemplo, no contrato de serviço com risco, se o preço do barril de petróleo atingir US\$ 84,12, o valor presente líquido do projeto será igual a US\$ 371.010.000 ($V_u = \text{US\$ } 371.010.000,00$). Caso o preço do barril de petróleo caia para \$42,51, o valor presente líquido do projeto será de US\$ -2.463.010.000 ($V_d = \text{US\$ } -2.463.010.000$). As Figuras 4.15 e 4.16 apresentam as árvores de eventos para o contrato de serviço com risco e contrato de partilha de produção, respectivamente.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
VPL do Ativo	\$-968,48	\$371,01	\$1.624,37	\$3.189,96	\$4.482,74	\$5.999,16
VPL do Ativo		\$-2.463,01	\$-968,48	\$371,01	\$1.624,37	\$3.189,96
VPL do Ativo			\$-3.594,02	\$-2.463,01	\$-968,48	\$371,01
VPL do Ativo				\$-4.405,00	\$-3.594,02	\$-2.463,01
VPL do Ativo					\$-4.982,81	\$-4.405,00
VPL do Ativo						\$-5.392,49

* (valores em milhões de dólares)

Figura 4.14 - Árvore de Eventos (VPL) – RSC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
VPL do Ativo	\$-800,57	\$1.433,69	\$3.284,36	\$4.544,53	\$5.894,85	\$8.539,81
VPL do Ativo		\$-2.419,92	\$-800,57	\$1.433,69	\$3.284,36	\$4.544,53
VPL do Ativo			\$-3.570,98	\$-2.419,92	\$1.433,69	\$1.433,69
VPL do Ativo				\$-4.388,62	\$-3.570,98	\$-2.419,92
VPL do Ativo					\$-4.971,17	\$-4.388,62
VPL do Ativo						\$-5.384,21

* (valores em milhões de dólares)

Figura 4.15 - Árvore de Eventos (VPL) – PSA

Portanto, conforme já visto, para o modelo de contrato de serviço com risco o resultado do exercício imediato é de US\$ -968.480.000,00. Já para o modelo de contrato que prevê a partilha de produção esse valor é de US\$ -800.570.000,00. Na data de expiração (quando não tem mais opção de esperar), vale a regra do VPL. Portanto, baseando-se nos resultados encontrados na Tabela 4.19, a regra de decisão ótima em $t = T$ é exercer a opção, e assim, optar pelo contrato de partilha de produção se o $P(T) \geq \text{US\$ } 68,30$.

A árvore de eventos permite a tomada de decisão tendo em vista as possibilidades futuras para o projeto em análise. Portanto nesta etapa é possível definir quais são as decisões ótimas a fim de maximizar o retorno do investimento, tendo em vista os valores observados em cada ramificação da árvore de eventos.

A partir dos parâmetros apresentados na Tabela 4.20 e da árvore de eventos, é aplicada a Equação 4.11 de maximização do valor em cada ramo da árvore, com o valor do preço de exercício igual ao custo de desenvolvimento. Esse passo representa a tomada de decisão dos planejadores, que dessa maneira eliminam as situações de insucesso do projeto.

$$F(t) = \text{Máx.} [\text{exercer}; \text{valor presente da espera}] \quad 4.10$$

$$F(t) = \text{Máx.} [V_t - K; [pF_{t+1}^+ + (1 - p)F_{t+1}^-]/(1 + r)] \quad 4.11$$

Sendo V_t o valor presente do ativo no período t e k o valor presente dos custos de desenvolvimento.

Nos nós terminais ($t = T$), como não se pode esperar, é simples calcular o valor da opção, conforme mostra a Equação 4.13.

$$F(T) = \text{Máx.} [\text{exercer}; 0] \quad 4.12$$

$$F(t) = \text{Máx.} [V_t - K; 0] \quad 4.13$$

Excluindo as possibilidades do valor do projeto ser negativo, o decisor exerce o poder de tomada de decisão que já possui empiricamente, mas que até então não era mensurado. A operação de maximização do valor ramo a ramo é realizada por retroindução. Isso ocorre porque a árvore de evento elucida todos os valores que o projeto pode assumir até o último período.

Em suma, a partir da data de expiração da concessão, o algoritmo para construção da árvore de valor da opção de espera maximiza o valor do projeto, de forma que em cada ano os resultados são comparados. Por exemplo, na data de expiração ($t = 5$ anos) é realizada a maximização do valor, escolhendo entre investir e desistir do projeto. Esses valores são trazidos para os anos anteriores por probabilidade neutra ao risco e comparados com os valores obtidos caso tivesse decidido investir nos respectivos anos.

Dessa forma, define-se em qual cenário o campo deve ser desenvolvido trazendo maior retorno. Ou ainda, pode-se chegar na conclusão que, em nenhum cenário, durante o período de avaliação ($T = 5$ anos), o campo deve ser desenvolvido. O resultado da operação desse algoritmo são as árvores de valores da opção (vide Figura 4.17 e Figura 4.18).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44	\$234,11	\$329,31
Valor do Ativo com Opção	\$432,20	\$870,22	\$1.700,54	\$3.189,96	\$4.482,74	\$5.999,16
Preços do Barril de Petróleo		\$42,51	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44
Valor do Ativo com Opção		\$145,56	\$329,12	\$736,14	\$1.624,37	\$3.189,96
Preços do Barril de Petróleo			\$30,22	\$42,51	\$59,80	\$84,12
Valor do Ativo com Opção			\$23,86	\$59,56	\$148,65	\$371,01
Preços do Barril de Petróleo				\$21,49	\$30,22	\$42,51
Valor do Ativo com Opção				\$ 0	\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo					\$15,27	\$21,49
Valor do Ativo com Opção					\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo						\$10,86
Valor do Ativo com Opção						\$ 0

* (valores do ativo com opção em milhões de dólares)

Figura 4.16 - Valor da Opção de Espera - RSC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44	\$234,11	\$329,31
Valor do Ativo com Opção	\$921,54	\$1.770,08	\$3.284,36	\$4.544,53	\$6.029,48	\$8.539,81
Preços do Barril de Petróleo		\$42,51	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44
Valor do Ativo com Opção		\$370,01	\$791,40	\$1.645,57	\$3.284,36	\$4.544,53
Preços do Barril de Petróleo			\$30,22	\$42,51	\$59,80	\$84,12
Valor do Ativo com Opção			\$92,22	\$230,16	\$574,43	\$1.433,69
Preços do Barril de Petróleo				\$21,49	\$30,22	\$42,51
Valor do Ativo com Opção				\$ 0	\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo					\$15,27	\$21,49
Valor do Ativo com Opção					\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo						\$10,86
Valor do Ativo com Opção						\$ 0

* (valores do ativo com opção em milhões de dólares)

Figura 4.17 - Valor da Opção de Espera - PSA

Na árvore onde os valores são sinalizados como zero, são os momentos em que o resultado será negativo. Uma característica importante dessa ferramenta é em relação aos investimentos ótimos, estes que são sempre realizados no ano de expiração, fato que comprova de forma quantitativa uma decisão normalmente tomada pelos decisores, a opção de “esperar para ver”.

Por meio da Figura 4.17, pode-se concluir que o valor do ativo com a opção na data inicial, ou seja, $F(t=0)$, no contrato de serviço com risco é igual a US\$ 432.200.000,00. No contrato de partilha de produção, o valor do ativo com a opção é superior ao valor encontrado

para o contrato de serviço com risco. De acordo com a Figura 4.18, neste modelo de contrato foi determinado que o valor do ativo com a opção em $t=0$ é igual a US\$ 921.540.000,00.

Neste momento já é possível compreender a importância da flexibilidade gerencial na análise de investimentos, pois enquanto que no método tradicional, este que não considera a flexibilidade que o gestor possui para mudar o rumo dos seus projetos, a indicação era de abandonar o projeto, quando a opção de adiar o desenvolvimento do campo foi considerada, o valor da reserva desenvolvida passou a assumir um valor positivo. E, novamente, sob a visão do consórcio, o contrato PSA se mostrou superior ao contrato RSC.

4.6.2 Tomada de Decisão – Opção de Espera

Em termos gráficos, as árvores de valores da opção podem ser pouco significativas para os decisores e, portanto, uma ferramenta mais intuitiva deve ser utilizada. Para tanto, as informações presentes nas árvores de valores podem ser traduzidas através das árvores de decisão, apresentadas nas Figuras 4.19 e 4.20.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44	US\$ 234,11	US\$ 329,31
Decisão	Esperar	Esperar	Esperar	Investir	Investir	Investir
Preços do Barril de Petróleo		US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44
Decisão		Esperar	Esperar	Esperar	Investir	Investir
Preços do Barril de Petróleo			US\$ 30,22	US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12
Decisão			Esperar	Esperar	Esperar	Investir
Preços do Barril de Petróleo				US\$ 21,49	US\$ 30,22	US\$ 42,51
Decisão				Desistir	Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo					\$15,27	\$21,49
Decisão					Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo						\$10,86
Decisão						Desistir

Figura 4.18 - Árvore de Decisão (opção de espera) – RSC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44	US\$ 234,11	US\$ 329,31
Decisão	Esperar	Esperar	Investir	Investir	Esperar	Investir
Preços do Barril de Petróleo		US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44
Decisão		Esperar	Esperar	Esperar	Investir	Investir
Preços do Barril de Petróleo			US\$ 30,22	US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12
Decisão			Esperar	Esperar	Esperar	Investir
Preços do Barril de Petróleo				US\$ 21,49	US\$ 30,22	US\$ 42,51
Decisão				Desistir	Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo					US\$ 15,27	US\$ 21,49
Decisão					Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo						US\$ 10,86
Decisão						Desistir

Figura 4.19 - Árvore de Decisão (opção de espera) – PSA

Como pode ser visto, as árvores de decisão mostram os possíveis cenários para o preço futuro do barril de petróleo e a indicação para o tomador de decisão. Por exemplo, se no ano de 2016 o preço do petróleo atingir o valor de US\$ 84,12, a decisão indicada, com o intuito de maximizar os resultados, é de esperar por um melhor momento, apesar do cenário mostrar que investir neste momento traria resultados positivos. Vale ressaltar que o método empregado considera que as outras variáveis não sofreram alterações com a passagem do tempo.

Observa-se que, em ambos os contratos, a indicação é que não seja feito o investimento até o ano de 2016. Dessa forma, os tomadores de decisão podem esperar por um melhor cenário do preço do barril de petróleo com o objetivo de maximizar o resultado obtido com a produção. O primeiro cenário “Investir”, no contrato de partilha de produção, acontece no ano de 2017, já no contrato de serviço com risco, os resultados mostram que o primeiro cenário favorável ao investimento imediato ocorre apenas em 2018.

Em ambos os contratos verifica-se que o período que apresenta o maior número de cenários favoráveis ao investimento é no ano de 2020, ou seja, na data de expiração da opção. Esse fato ocorre devido a característica *backward* do cálculo, pois a primeira análise é feita no último período, período em que o valor do ativo é muito maior que o investimento.

4.6.3 Interação entre as Opções de Escala e de Espera

Nesta seção será desenvolvido um modelo simples de interação entre as opções de escala e de espera. Conforme discutido anteriormente, duas alternativas de escalas serão analisadas. A primeira (menor escala) diz respeito a previsão de produção do cenário base, enquanto que o caso de maior escala refere-se ao cenário otimista, determinados na Seção 4.4.1.

O valor presente dos custos de desenvolvimento para o caso de maior escala é de US\$ 4.381.640.000,00, valor calculado com base nas estimativas de custos de desenvolvimento para o cenário otimista. Nesse caso, os custos operacionais foram reavaliados, de forma que os custos variáveis foram recalculados com base na previsão da produção do cenário otimista. Assume-se que a parcela fixa aumentou em 30%, valor estimado a partir das premissas de custos do campo, presentes no plano de desenvolvimento. Assim, o valor presente dos custos operacionais evoluiu de US\$ 2.749.966.450 para US\$ 3.661.910.000.

O procedimento adotado é similar ao utilizado para a opção de espera. À vista disso, o primeiro passo é desenvolver as árvores de eventos para os dois modelos de contratos, considerando o investimento para o desenvolvimento da estrutura para o cenário otimista (maior escala), são exibidos nas Figuras 4.21 e 4.22.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
VPL do Ativo	\$-720,27	\$1.000,47	\$2.781,34	\$4.734,45	\$5.842,45	\$7.917,64
VPL do Ativo		\$-2.611,13	\$-720,27	\$1.000,47	\$2.781,34	\$4.734,45
VPL do Ativo			\$-4.108,28	\$-2.611,13	\$-720,27	\$1.000,47
VPL do Ativo				\$-5.205,40	\$-4.108,28	\$-2.611,13
VPL do Ativo					\$-6.025,72	\$-5.205,40
VPL do Ativo						\$-6.608,47

* (valores em milhões de dólares)

Figura 4.20 - Árvore de Eventos (VPL cenário otimista) – RSC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
VPL do Ativo	\$18,05	\$3.050,38	\$4.485,38	\$5.512,65	\$7.159,88	\$10.408,11
VPL do Ativo		\$-2.312,80	\$18,05	\$3.050,38	\$4.485,38	\$5.512,65
VPL do Ativo			\$-3.969,61	\$-2.312,80	\$18,05	\$3.050,38
VPL do Ativo				\$-5.146,50	\$-3.969,61	\$-2.312,80
VPL do Ativo					\$-5.985,01	\$-5.146,50
VPL do Ativo						\$-6.579,52

*(valores em milhões de dólares)

Figura 4.21 - Árvore de Eventos (VPL cenário otimista) – PSA

Em uma primeira análise, para o investimento imediato ($t=0$), o contrato de partilha de produção é mais vantajoso, pois apresenta maior valor de VPL. Ainda, é interessante notar caso não tivesse a opção de esperar, ou seja, o gestor tivesse que tomar a decisão de investir em $t=0$, o contrato de partilha de produção passa a ser viável, quando o cenário otimista é considerado.

Para efeito de análise dos resultados de VPL em relação às oscilações do preço do petróleo, desenvolve-se um gráfico de VPL em função do preço do petróleo, considerando o cenário otimista (vide Figura 4.23).

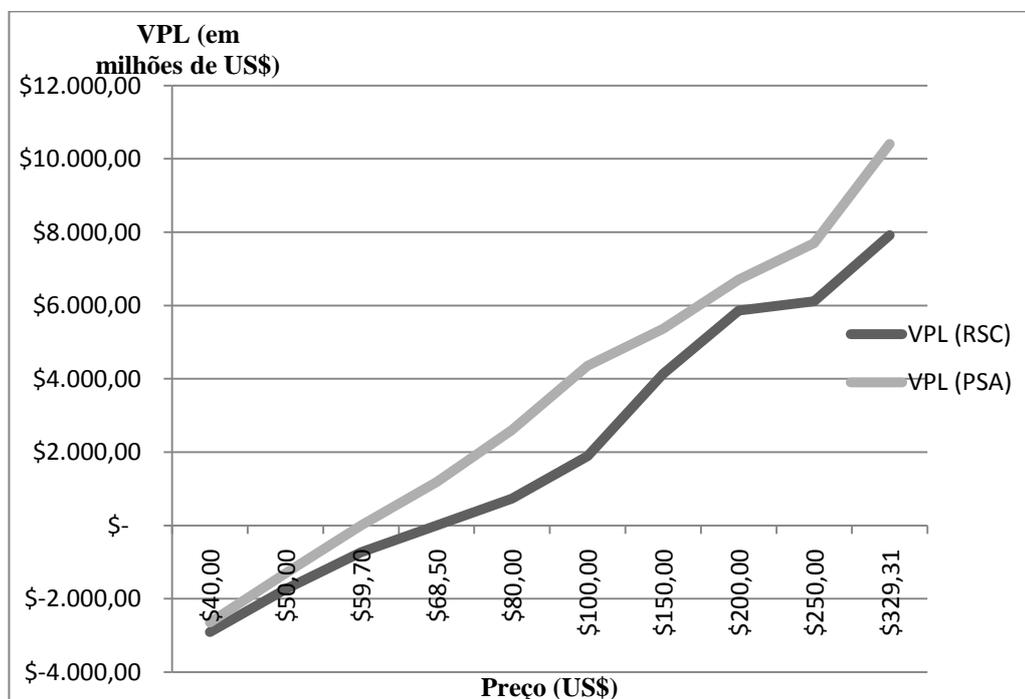


Figura 4.22 - VPL x Preço (com escala) – RSC e PSA

Na data de expiração vale a regra do VPL e, assim, a regra de decisão ótima em $t = T$ é exercer a opção caso o VPL seja maior que zero. A Tabela 4.30 mostra a regra de decisão para esse caso.

Tabela 4.21 - Resultados para auxílio a Tomada de Decisão (cenário otimista)

Preço	Decisão (t=T)
$P < \text{US\$ } 59,7$	Não investir
$P \geq \text{US\$ } 59,7$	Investir (Contrato PSA)

Em primeiro lugar deve-se atentar para o valor mínimo do preço do petróleo que os investimentos para desenvolvimento do campo deveriam ser considerados. Na data de expiração (não tem a opção de esperar), quando considerada a opção de menor escala, o valor mínimo do petróleo que viabilizaria o projeto é de US\$ 68,30 (vide Tabela 4.19), enquanto que analisando a opção de maior escala, a partir de US\$ 59,70 o gestor poderia optar por desenvolver o campo sob análise.

Outra importante característica é que o VPL não é uma função linear do preço do petróleo, como normalmente acontece no regime fiscal de concessão. A explicação mais plausível para este fenômeno deve-se ao número de regras e condições que são consideradas no desenvolvimento dos fluxos de caixa.

Por exemplo, considerando um cenário favorável do preço do petróleo, caso o contrato vigente seja o de partilha de produção pode ocorrer a seguinte situação: os preços elevados resultam em receitas elevadas que, por sua vez, implicam em recuperação dos investimentos (de exploração e de desenvolvimento) e dos custos de operação. Com isso, a parcela destinada com exclusividade para o consórcio, o Petróleo Custo, será reduzido e, conseqüentemente, o Petróleo Lucro será acrescido.

No entanto, o Petróleo Lucro é dividido entre o consórcio, a concessionária e o governo (através de impostos) e, por esse motivo, as receitas não irão evoluir proporcionalmente ao aumento do preço. Ainda, como a fração do Petróleo Lucro destinada ao consórcio depende da TIR do período anterior, caso a TIR seja elevado em um período t , no período $t+1$ essa parcela será reduzida.

Agora, neste mesmo cenário, só que considerando o caso do contrato de serviço com risco, essa não linearidade pode ser justificado pelo fato do pagamento pelos serviços, que é parcela da produção total, e o prêmio de produção dependerem diretamente da TIR do período anterior. Assim, sob o contrato de serviço com risco, o aumento de receita pode gerar dois efeitos: aumento do fluxo de caixa do respectivo período e redução do fluxo de caixa do período posterior.

A próxima fase consiste em determinar o valor da interação das OR de escala e de espera. Para tanto, insere-se um componente na Equação 4.10, conforme pode ser visto a seguir.

$$F(t) = [\text{exercer opção (menor escala); exercer opção (maior escala); VP da espera}] \quad 4.14$$

$$F(t) = \text{Máx.} [V_{t1} - K_1; V_{t2} - K_2; [pF_{t+1}^+ + (1 - p)F_{t+1}^-]/(1 + r)] \quad 4.15$$

Sendo, V_{t1} o valor presente do ativo de menor escala no período t , K_1 o valor presente dos custos de desenvolvimento para o caso de menor escala, V_{t2} o valor presente do ativo de maior escala no período t , K_2 o valor presente dos custos de desenvolvimento para o caso de maior escala.

Nos nós terminais ($t = T$), como não se pode esperar, é simples calcular o valor da opção, conforme mostra a Equação 4.17.

$$F(t) = [\text{exercer opção (menor escala); exercer opção (maior escala); 0}] \quad 4.16$$

$$F(t) = \text{Máx.} [V_{t1} - K_1; V_{t2} - K_2; 0] \quad 4.17$$

Dessa forma, as árvores de opções (considerando a interação das opções de escala e de espera) são desenvolvidas (Vide Figuras 4.24 e 4.25).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44	\$234,11	\$329,31
Valor do Ativo com Opção	\$757,78	\$1.476,39	\$2.781,34	\$4.734,45	\$5.889,18	\$7.917,64
Preços do Barril de Petróleo		\$42,51	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44
Valor do Ativo com Opção		\$289,68	\$630,83	\$1.344,42	\$2.781,34	\$4.734,45
Preços do Barril de Petróleo			\$30,22	\$42,51	\$59,80	\$84,12
Valor do Ativo com Opção			\$64,35	\$160,61	\$400,86	\$1.000,47
Preços do Barril de Petróleo				\$21,49	\$30,22	\$42,51
Valor do Ativo com Opção				\$ 0	\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo					\$15,27	\$21,49
Valor do Ativo com Opção					\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo						\$10,86
Valor do Ativo com Opção						\$ 0

* (valores do ativo com opção em milhões de dólares)

Figura 4.23 - Valor das Opções de Escala e de Espera Interagindo - RSC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44	\$234,11	\$329,31
Valor do Ativo com Opção	\$1.632,42	\$3.050,38	\$4.485,38	\$5.512,65	\$7.333,60	\$10.408,1
Preços do Barril de Petróleo		\$42,51	\$59,80	\$84,12	\$118,32	\$166,44
Valor do Ativo com Opção		\$714,87	\$1.503,20	\$3.050,38	\$4.485,38	\$5.512,65
Preços do Barril de Petróleo			\$30,22	\$42,51	\$59,80	\$84,12
Valor do Ativo com Opção			\$196,20	\$489,69	\$1.222,19	\$3.050,38
Preços do Barril de Petróleo				\$21,49	\$30,22	\$42,51
Valor do Ativo com Opção				\$ 0	\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo					\$15,27	\$21,49
Valor do Ativo com Opção					\$ 0	\$ 0
Preços do Barril de Petróleo						\$10,86
Valor do Ativo com Opção						\$ 0

* (valores do ativo com opção em milhões de dólares)

Figura 4.24 - Valor das Opções de Escala e de Espera Interagindo - PSA

A partir das análises elaboradas acima pode-se concluir que, em ambos os contratos, a opção de espera interagindo com a opção de escala pode ser muito valiosa. Os resultados obtidos mostram que, ao incorporar a flexibilidade de se obter um campo com uma maior capacidade de produção, o valor do ativo com a opção aumenta significativamente.

4.6.4 Tomada de Decisão – Opções Interagindo

Com a finalidade de auxiliar a tomada de decisão, as árvores de decisão dos contratos de partilha de produção e de serviço com risco foram elaboradas, considerando as opções de escala e de espera interagindo.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44	US\$ 234,11	US\$ 329,31
Decisão	Esperar	Esperar	Investir maior escala	Investir maior escala	Esperar	Investir maior escala
Preços do Barril de Petróleo		US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44
Decisão		Esperar	Esperar	Esperar	Investir maior escala	Investir maior escala
Preços do Barril de Petróleo			US\$ 30,22	US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12
Decisão			Esperar	Esperar	Esperar	Investir maior escala
Preços do Barril de Petróleo				US\$ 21,49	US\$ 30,22	US\$ 42,51
Decisão				Desistir	Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo					US\$ 15,27	US\$ 21,49
Decisão					Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo						US\$ 10,86
Decisão						Desistir

Figura 4.25 - Árvore de Decisão (interação entre opções) – RSC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preços do Barril de Petróleo	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44	US\$ 234,11	US\$ 329,31
Decisão	Esperar	Investir maior escala	Investir maior escala	Investir maior escala	Esperar	Investir maior escala
Preços do Barril de Petróleo		US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12	US\$ 118,32	US\$ 166,44
Decisão		Esperar	Esperar	Investir maior escala	Investir maior escala	Investir maior escala
Preços do Barril de Petróleo			US\$ 30,22	US\$ 42,51	US\$ 59,80	US\$ 84,12
Decisão			Esperar	Esperar	Esperar	Investir maior escala
Preços do Barril de Petróleo				US\$ 21,49	US\$ 30,22	US\$ 42,51
Decisão				Desistir	Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo					US\$ 15,27	US\$ 21,49
Decisão					Desistir	Desistir
Preços do Barril de Petróleo						US\$ 10,86
Decisão						Desistir

Figura 4.26 - Árvore de Decisão (interação entre opções) – PSA

Por meio das Figuras 4.26 e 4.27 fica claro compreender o motivo do aumento do valor da flexibilidade ao se interagir as opções de escala e de espera, pois, como pode ser visto, em todos os cenários em que aparece a opção de investir, maximiza-se os resultados ao escolher a alternativa de maior escala. Essa regra vale tanto para o contrato de partilha de produção, quanto para o modelo de partilha de produção.

Os resultados mostram que o contrato de partilha de produção ainda apresenta uma razoável vantagem em relação ao contrato de serviço com risco. A Tabela 4.35 apresenta os valores da opção obtidos quando considerada apenas a opção de espera e, também, quando a flexibilidade de se obter um campo de maior escala é adicionada.

Tabela 4.22 – Valor da Flexibilidade (valores das opções em milhões de dólares)

	Opção de Espera	Interação entre OR de Escala e de Espera	Diferença (%)
RSC	\$432,20	\$757,78	75,33%
PSA	\$921,54	\$1.632,42	77,14%
Diferença (%)	113,22%	115,42%	

Depreende-se, portanto, que em ambos os contratos, o valor da opção aumentou consideravelmente (aproximadamente 75%) quando a flexibilidade de produzir em maior escala interagiu com a opção de adiar o desenvolvimento. Portanto, é possível constatar a importância do gestor obter a opção de produzir em maior escala em conjunto com a flexibilidade de adiar o desenvolvimento do campo, uma vez que os resultados obtidos mostram que o ativo valorizou substancialmente nesse caso.

Destaca-se que, mais uma vez, optar pelo contrato de partilha de produção seria mais vantajoso sob o ponto de vista do consórcio, uma vez que os resultados obtidos apontam que nos dois modelos (opção de espera e interação entre as OR de escala e de espera) o valor do ativo com a opção é superior ao valor encontrado para o contrato de serviço com risco.

4.7 Análise do Impacto das Incertezas na Tomada de Decisão

Analisar um projeto de exploração e produção de petróleo é uma tarefa complexa e desafiadora. Helland e Torgersen (2014) destacam que o tomador de decisão deve ser cauteloso ao avaliar tais investimentos, devido, principalmente, às incertezas em vários fatores de entrada. Incertezas de diversos tipos permeiam o ambiente do mundo dos negócios.

As principais fontes de incerteza na decisão de desenvolvimento de um campo de petróleo são, quantidade e qualidade das reservas de um campo – variável interna definida por fatores geológicos – e preço do petróleo – variável externa definida por fatores de mercado

(SALOMÃO e GRELL, 2001; HELLAND e TORGERSEN, 2014; GUPTA e GROSSMAN, 2014).

Neste trabalho as incertezas foram consideradas sob a perspectiva de diferentes métodos para tomada de decisão. Em um primeiro momento considera-se o valor do projeto (VPL) baseando-se no método tradicional de análise de investimento, assim o projeto é considerado livre de incertezas. Em seguida, uma análise de sensibilidade foi desenvolvida com o intuito de analisar as variáveis mais impactantes no projeto. Seleccionadas as variáveis mais impactantes, o próximo passo consiste em analisar a probabilidade de viabilidade do projeto (análise de risco). Finalmente, as incertezas são avaliadas sob o ponto de vista da teoria de opções reais, método para avaliação econômica de projetos sob incertezas, onde se destaca a flexibilidade gerencial para responder de forma ótima a mudança de cenário causada por estas incertezas.

Com base no método tradicional, os resultados sugerem que o campo não tem valor, uma vez que o VPL encontrado é negativo. No entanto, vale destacar que o campo foi avaliado considerando o preço corrente (preço do mês de junho de 2015) do barril de petróleo como o preço médio durante o período de produção. Após a avaliação do projeto com base no valor presente líquido do campo desenvolvido, fez-se necessário avaliar o impacto de cada variável envolvidas no processo, a fim de reduzir o número de variáveis incertas, através da escolha dos atributos mais impactantes, a ser utilizadas no processo de avaliação por opções reais.

Os resultados mostram que a variável mais impactante na tomada de decisão é o preço do barril de petróleo, o que confirma as afirmações de Helland e Torgersen (2014), Gupta e Grossman (2014) e Fleten *et al.* (2011), estes que consideram o preço uma das variáveis mais importantes na análise de investimento. A análise corrobora, também, para as informações contidas no relatório publicado pela Energy Information Administration (2015). O relatório aponta que o preço do barril do petróleo é um dos fatores responsáveis pela redução de investimentos no pré-sal do país avaliado. Apesar dos resultados apontarem que o campo não tem valor para o cenário simulado, encontra-se que, para preços do barril de petróleo a partir de US\$ 68,30, o campo avaliado passa a ter valor positivo e, caso decida-se investir, o contrato de partilha de produção deve ser escolhido (sob o ponto de vista do consórcio).

Os resultados de análise de sensibilidade mostram que o perfil de produção, apesar de muito importante, assim como apontam muitos autores na área, tais como Gupta e Grossman (2014), Salomão e Grell (2001) e Dubrule *et al.* (1998), não demonstrou ser impactante no

resultado final. Essa característica encontrada pode ser consequência do efeito duplo que o aumento da produção pode provocar. Por um lado, o aumento da produção aumenta a receita de produção, como já era esperado, entretanto, essa variável é diretamente responsável pelo aumento dos custos operacionais variáveis. Os custos de operação e de desenvolvimento, assim como os *royalties* incidentes (apenas no contrato de serviço com risco), também foram considerados insignificantes na análise das variáveis.

A análise de risco permite que decisões relacionadas aos projetos de exploração e produção de petróleo sejam tomadas dentro um cenário probabilístico. Portanto, a tomada de decisão sob situações incertas configura-se numa situação de risco, já que a expectativa de resultado criada a partir de uma decisão pode não se concretizar. Essa expectativa de resultado pode ser traduzida no valor presente líquido que se espera ao decidir desenvolver o campo de petróleo. Apesar do preço do petróleo ser a variável mais impactante no processo, as incertezas relacionadas aos custos de operação, custos de desenvolvimentos, previsão da produção e *royalty* também foram consideradas na análise de risco.

Os riscos são associadas a perdas, conforme definição de Damodaran (2012). No entanto, essas incertezas podem ser associadas à possíveis ganhos também. No presente projeto, a avaliação pelo método tradicional indica que o campo não deveria ser desenvolvido, pois o VPL do projeto é negativo. Entretanto, quando as incertezas são inseridas, existe uma probabilidade, mesmo que reduzida, do projeto ser viável. No entanto, levando em consideração os resultados até aqui obtidos, o gestor deverá decidir por não correr esses altos riscos e, portanto, não declarar comercialidade ao campo de petróleo.

Sob incerteza, uma variável futura é determinada por uma distribuição de probabilidade de seus possíveis valores, na qual a volatilidade expressa a medida desta dispersão. Portanto, a volatilidade do ativo é uma avaliação da incerteza sobre o retorno financeiro proporcionado por esse ativo. Na aplicação da teoria de opções reais, o valor da opção é altamente dependente da volatilidade do projeto, conforme assinalam Dixit e Pindyck (1994).

De acordo com o método de opções reais, a volatilidade pode agregar valor ao projeto, uma vez que a potencial desvantagem é limitada ao passo que a vantagem é teoricamente ilimitada (COSTA LIMA e SUSLICK, 2006). Nesse sentido, a abordagem de opções reais surge como sendo um método para avaliação econômica de projetos sob incertezas, onde se destaca a flexibilidade gerencial para responder de forma ótima a mudança de cenário causada

por estas incertezas (DIAS, 2004). Ainda, esta flexibilidade é geralmente maior e a OR é mais valiosa quanto maior for a incerteza.

Dessa forma, dois modelos utilizando a teoria de opções reais foram desenvolvidos com o objetivo de investigar a relação das incertezas e a tomada de decisão utilizando a abordagem por opções reais. No presente projeto, apenas a incerteza do preço do barril de petróleo foi considerada, visto que essa variável foi considerada a mais impactante na viabilidade do projeto. Dessa forma, ambos os modelos consideram o preço do barril de petróleo como o ativo objeto, sendo o valor do campo desenvolvido função deste preço.

Em um primeiro modelo, os resultados indicam ao gestor que, ao contrário do que foi sugerido pelo método tradicional, em que o campo desenvolvido não teria valor, caso o gestor tenha o direito de investir no futuro e esperar por melhores condições do preço do petróleo, ter a opção de adiar o desenvolvimento do campo de petróleo gera valor ao seu ativo. Observa-se, também, que o valor do ativo com a opção de espera no contrato de partilha de produção é superior ao encontrado no contrato de serviço com risco. Nas árvores de decisão de ambos os contratos foram encontrados seis cenários em que a indicação era de se investir imediatamente no desenvolvimento do campo, nove cenários onde esperar é a melhor decisão, sendo que a decisão de desistir do campo foi indicada em apenas seis dos vinte e um cenários simulados.

Em um segundo modelo, o objetivo era avaliar o valor da opção de se obter um campo de maior escala interagindo com o valor de adiamento do desenvolvimento do campo. Assim, uma primeira análise das árvores de opção mostra que, quando a opção de obter uma escala maior, com a produção seguindo a previsão do cenário otimista, o valor do campo desenvolvido aumenta significativamente. Ainda, as árvores de decisão mostram que os cenários favoráveis aos investimentos aumentaram no caso de contrato de partilha de produção, ao passo que quando a opção de obter o campo de maior escala foi adicionada, o número de cenários favoráveis ao investimento imediato passou de seis para oito dos vinte e um cenários simulados. Já no contrato de serviço com risco, o número de cenários em que o investimento imediato é a decisão indicada não sofreu alteração.

Com base nos resultados, pode-se afirmar que de acordo com as características do projeto, do ponto de vista da teoria de opções reais, a incerteza gera valor ao projeto, ao passo que, a indicação ao gestor nesse momento é de “esperar para ver”, ou seja, aguardar por um cenário favorável do preço do barril de petróleo. Importante também ao gestor obter a opção de investir em maior escala, visto que esta opção cria valor para o seu ativo. Em relação aos

contratos analisados, fica claro que o contrato de partilha de produção é mais interessante, sob a visão do consórcio, que o contrato de serviço com risco.

Já no ponto de vista da concessionária e do estado (País), os contratos foram analisados com base apenas no método tradicional, ou seja, a escolha pela melhor forma de associação é determinada pela regra do maior VPL. Dessa forma, os resultados obtidos mostram que para a concessionária, o contrato de partilha de produção permite a obtenção de maiores ganhos, enquanto que para o estado, visivelmente o contrato de serviço com risco é o mais vantajoso. Portanto, conforme já era esperado, cada contrato apresenta vantagens para um dos lados, ficando a cargo dos gestores das partes envolvidas decidir pelo melhor modelo de associação.

Portanto, foi visto que as incertezas desempenham papel fundamental na tomada de decisão, processo que pode ser vista sob diferentes perspectivas, ficando a cargo do gestor escolher a ferramenta que mais se encaixa à realidade do projeto. Todavia, como pode-se constatar, essas ferramentas não são excludentes, uma vez que considerá-los em conjunto pode fornecer informações mais completas acerca do projeto sob análise.

5 CONCLUSÕES

5.1 Principais Contribuições do Trabalho

A base para elaboração deste trabalho foi a aplicação da TOR em um problema do setor de petróleo, na qual analisa-se o impacto das variáveis, com destaque para o preço do barril de petróleo, na tomada de decisão para investimentos no desenvolvimento de um campo de petróleo, sob a perspectiva de dois contratos normalmente utilizados no país no qual o campo está localizado.

No decorrer do desenvolvimento deste estudo, foram abordados os temas pertinentes à sua construção, como o método para previsão da produção e do preço do barril de petróleo, a fundamentação da pesquisa através da teoria de opções reais e financeiras, desenvolvimento do modelo binomial, histórico de aplicação da TOR em casos do setor, entre outros. Todavia os assuntos que se mostraram como contribuição principal do estudo, foram a questão da obtenção das propriedades do ativo objeto, através do Movimento Geométrico Browniano, e os modelos abordados para cálculo do valor da opção.

Primeiramente, quanto ao método para previsão do preço do petróleo, foram analisados os principais autores na área, seus modelos utilizados e suas considerações sobre estes. Em seguida, foram analisados os autores mais citados utilizando opções reais na análise de investimentos em petróleo, suas metodologias e abordagens utilizadas.

Através de testes, baseando-se nas premissas da pesquisa de modelagem e simulação, foi possível apresentar um esquema simplificado, composto por três fases, para atingir o objetivo proposto, através das ferramentas disponíveis para análise de investimentos. Apesar do tema ser bastante diversificado e debatido por diversos autores, há diversas possibilidades de uso da teoria de opções reais na análise de investimentos em petróleo, portanto o desenvolvimento e apresentação de um esquema específico para o problema, baseando-se nas premissas dos principais autores e nas características do projeto se tornou essencial para a validação do resultado.

Os resultados obtidos a partir do modelo proposto, indicam que, em um primeiro momento, com base no método tradicional, os resultados sugerem que o campo não tem valor e, portanto, os gestores estariam propensos a não declarar comercialidade do campo avaliado. Em seguida, assim como destacado por diversos autores da área, foi encontrado que o efeito da oscilação do preço do petróleo é o fator mais impactante no cálculo da volatilidade.

A próxima fase envolve a análise de risco do projeto. Nesse contexto, as incertezas foram inseridas no modelo e, obteve-se que, existe uma probabilidade, mesmo que reduzida, do projeto ser viável. No entanto, levando em consideração os resultados até aqui obtidos, indica-se ao gestor, assim como no método livre de incertezas, não declarar comercialidade ao campo de petróleo avaliado.

A última fase consistiu na criação de dois modelos utilizando a teoria de opções reais com o intuito de investigar o impacto das incertezas na tomada de decisão utilizando a abordagem por opções reais. Pode-se concluir que, do ponto de vista da teoria de opções reais, a incerteza gerou valor ao projeto, visto que a indicação ao gestor nesse momento é de “esperar para ver”, ou seja, aguardar por um cenário favorável do preço do barril de petróleo. Ainda, o segundo modelo mostra que a opção de investir em maior escala criou valor para o seu ativo. Em relação aos contratos analisados, o contrato de partilha de produção é mais interessante, sob a visão do consórcio, que o contrato de serviço com risco.

Como relação aos modelos desenvolvidos por Lund (1999) e Fleten *et al.* (2011), este trabalho apresenta como diferencial a utilização de um modelo 3D para cálculo do volume recuperável de óleo e, posterior, previsão da produção de petróleo.

A principal limitação deste trabalho é que ele está baseado em simulações numéricas de apenas um campo de petróleo, portanto, estes resultados não podem ser estendidos de maneiras genéricas. Ainda ressalta-se que, as premissas foram desenvolvidas para a realidade contratual frequente do país no qual o campo está localizado. As limitações do modelo envolvem, também, perda de precisão ao utilizar apenas a volatilidade do preço do petróleo para obter os valores das opções. Entretanto, como o objetivo do trabalho é mostrar o impacto das incertezas na tomada de decisão, com base nas ferramentas disponíveis na literatura, considera-se esta abordagem uma boa aproximação para o desenvolvimento do modelo de opções reais proposto.

Todavia, para análise de outros projetos, com diferentes parâmetros e características, são necessárias novas análises para a obtenção de estimativas menos imprecisas da volatilidade de cada projeto em particular.

Caso mais variáveis sejam impactantes na volatilidade de um projeto em particular, sugere-se a utilização de outras abordagens para estimativa da volatilidade do projeto. Uma possível solução é a utilização da abordagem consolidada da incerteza, discutida na seção 3.2.2.1 e, dessa forma, transformar a volatilidade de cada variável, através da Simulação de Monte Carlo, em uma única variável, a volatilidade do projeto.

Cabe destacar que não foi considerada a simplificação em que a volatilidade do preço do petróleo é igual a volatilidade do projeto, conforme debatem Costa Lima e Suslick (2006), uma vez que o preço do barril de petróleo foi considerado o ativo objeto.

Desta maneira, considera-se que a metodologia proposta representa uma contribuição simples que fornece subsídios para o aprimoramento dos processos de tomada de decisão na avaliação de investimentos. A importância da simplicidade é facilitar o entendimento e a aplicação do método, visto que as principais objeções à utilização prática de opções reais encontradas na literatura refere-se a complexidade matemática envolvida.

Assim, superando a limitação da estimativa da volatilidade pela abordagem apresentada e utilizando os dados específicos de cada projeto, como a previsão da produção, estimativas de CAPEX e OPEX, é possível que a metodologia empregada seja utilizada na avaliação de investimentos em projetos de petróleo, auxiliando, portanto, o processo de tomada de decisão.

5.2 Recomendações para trabalhos futuros

Apesar do objetivo do trabalho ter sido atingido, as principais limitações do trabalhos são elencadas e sugestões são feitas com a finalidade de refinar os resultados encontrados em eventuais trabalhos futuros.

A primeira limitação do trabalho é em relação ao com o modelo utilizado para previsão do preço do barril de petróleo. Deste modo, também podem ser desenvolvidos simulações de fluxo de caixa mediante a utilização de outros modelos, como por exemplo, o movimento de reversão a média, modelos com saltos de Poisson, modelos GARCH, entre outros.

Indica-se considerar outras possibilidades (flexibilidades) que o gestor possui em projetos de exploração e produção de petróleo, como abandonar o projeto, parar suas operações temporariamente, expandir o campo, entre outros.

Por fim, sugere-se utilizar intervalos Δt menores na avaliação por opções reais. Dessa forma, é possível encontrar um número maior de cenários para a tomada de decisão, além de aproximar ainda mais o modelo em tempo discreto utilizado a um modelo em tempo contínuo.

6 REFERÊNCIAS

AFRICAN ECONOMIC OUTLOOK (AEO). Global Value Chains and African Industrialization. 2014.

AHLBRANDT, T. S.; KLETT, T. R. Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples. **Natural Resources Research**, v. 14, n. 3, p. 187–210, set. 2005.

AOUNI, B.; MARTEL, J.; HASSAINE, A. Fuzzy Goal Programming Model: An overview of the current state of the art. **Journal of Multi-Criteria Decision Analysis**, v. 16, n. 5, 2009.

ARMSTRONG, M.; GALLI, A.; BAILEY, W.; COUET, B. Incorporating technical uncertainty in real option valuation of oil projects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 44, n. 1-2, p. 67–82, out. 2004.

AKAEV, A. A.; SADOVNICHII, V. A.; KOROTAEV, A. V. Huge rise in gold and oil prices as a precursor of a global financial and economic crisis. **Doklady Mathematics**, v. 83, n. 2, p. 243–246, 15 maio 2011.

AGUILERA, R. F. Production costs of global conventional and unconventional petroleum. **Energy Policy**, v. 64, p. 134–140, jan. 2014.

BARRAQUAND, J; MARTINEAU, D. Numerical Valuation of High Dimensional Multivariate American Securities, **Journal of Financial and Quantitative Analysis**, v. 30, n. 3, p. 383–405, 1995.

BALAT, M. Security of energy supply in Turkey: Challenges and solutions. **Energy Conversion and Management**, v. 51, n. 10, p. 1998–2011, out. 2010.

BELLMAN, R.E. Dynamic Programming. Princeton University Press, Princeton, NJ. 1957

BHAR, R.; MALLIARIS, A. G. Oil prices and the impact of the financial crisis of 2007–2009. **Energy Economics**, v. 33, n. 6, p. 1049–1054, nov. 2011.

BLACK, F; SCHOLES, M. The pricing of options and corporate liabilities. **Journal of Political Economy**, v. 81, p. 637-659, 1973.

BRANDÃO, L.; DYER, J.; HAHN, W. Using Binomial Decision Trees to Solve Real-Option Valuation Problems. *Decision Analysis*, V.2, No. 2, p. 69-88. 2005.

CHANDIMA RATNAYAKE, R. M.; MARKESET, T. Technical integrity management: measuring HSE awareness using AHP in selecting a maintenance strategy. **Journal of Quality in Maintenance Engineering**, v. 16, n. 1, p. 44–63, 30 mar. 2010.

CHORN, L. G.; SHOKHOR, S. Real options for risk management in petroleum development investments. **Energy Economics**, v. 28, n. 4, p. 489–505, jul. 2006.

COBB, B.R.; CHARNES, J.M. Real options volatility estimation with correlated inputs. **The Engineering Economist**, 49(2), 119-137. 2004.

COLEMAN, L. Explaining crude oil prices using fundamental measures. **Energy Policy**, v. 40, p. 318–324, jan. 2012.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. **Valuation: measuring and managing the value of companies**. New York: Wiley, 1990.

COPELAND, T. E.; ANTIKAROV, V. Opções Reais: Um Novo Paradigma para Reinventar a Avaliação de Investimentos. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

CORTAZAR, G.; SCHWARTZ, E. S. Monte Carlo evaluation model of an undeveloped oil field. **Journal of Energy Finance & Development**, v. 3, n. 1, p. 73–84, jan. 1998.

COSTA LIMA, G. A.; SUSLICK, S. B. Estimation of volatility of selected oil production projects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 54, n. 3-4, p. 129–139, dez. 2006.

COX, J.; ROSS, S; RUBINSTEIN, M. Option price: a simplified approach. **Journal of Financial Economics**, v. 7, n. 3, p. 229-264, Oct. 1979.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. 3rd edition. New York: John Wiley & Sons: 2012. 992p.

DIAS, M. A. G. Valuation of exploration and production assets: an overview of real options models. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 44, n. 1-2, p. 93–114, out. 2004.

DIAS, M. A. G. Opções reais híbridas com aplicações em petróleo. Rio de Janeiro, 2005. 509f. Tese (Doutorado) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

DIAS, M. A. G. **Análise de investimentos com opções reais** - teoria e prática com aplicações em petróleo e em outros setores - volume 2: processos estocásticos e opções reais em tempo contínuo. 1.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2015.

DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. **Investment under Uncertainty**. New Jersey, Princeton: University Press, 1994.

DUBRULE, O.; THIBAUT, M.; LAMY, P.; HAAS, A. Geostatistical reservoir characterization constrained by 3D seismic data. **Petroleum Geoscience**, v. 4, n. 2, p. 121–128, 1998.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>. 2015. Acesso em 30 de março de 2015.

FLETEN, S.; GUNNERUD, V.; HEM, O. D.; SVENDSEN, A. Real Option Valuation of Offshore Petroleum Field. **Journal of Real Options**, v. 1, p. 1–17, 2011.

GUPTA, V.; GROSSMANN, I. Offshore Oilfield Development Planning under Uncertainty and Fiscal Considerations. **Optimization and Analytics in the Oil and Gas Industry**, p. 1–43, 2011.

GUPTA, V.; GROSSMANN, I. E. Multistage stochastic programming approach for offshore oilfield infrastructure planning under production sharing agreements and endogenous uncertainties. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 124, p. 180–197, 2014.

HANSEN, P. R. A Test for Superior Predictive Ability. **Journal of Business and Economic Statistics**, 23, 365–380. 2005.

HUBBARD, D.W.; **The Failure of Risk Management: Why It's Broken and How to Fix It**. Hoboken, NJ:John Wiley & Sons. 2009.

HELLAND, J.; TORGERSEN, M. The Value of Petroleum Exploration under Uncertainty. A Real Option Approach. 2014.

HENRIQUES, I.; SADOSKY, P. The effect of oil price volatility on strategic investment. **Energy Economics**, v. 33, n. 1, p. 79–87, jan. 2011.

HERATH, H. S. B.; PARK, C. S. Multi-stage capital investment opportunities as compound real options. *The Engineering Economist* v. 47 n.1, 2002.

HOU, A.; SUARDI, S. A nonparametric GARCH model of crude oil price return volatility. **Energy Economics**, v. 34, n. 2, p. 618–626, mar. 2012.

HULL, J. C. **Options, Futures and Other Derivatives**. 6ª edição. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2006.

INTERNATIONAL MONETARY FUND – IMF. World Economic Outlook. International Monetary Fund, Washington DC, 2008.

INTERNATIONAL MONETARY FUND – IMF. IMF Primary Commodity Prices. 2015. Disponível em: <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>. Acesso em 7 de julho de 2015.

INTERNATIONAL ENERGY ANNUAL – IEA. Oil Information, 2014.

KAFFEL, B.; ABID, F. A methodology for the choice of the best fitting continuous-time stochastic models of crude oil price. **The Quarterly Review of Economics and Finance**, v. 49, n. 3, p. 971–1000, ago. 2009.

KELKAR, M.; PEREZ, G. Applied geostatistics for reservoir characterization. Richardson, TX: SPE. 2002

KHOSRAVI, M.; ROSTAMI, B.; FATEMI, S. Uncertainty Analysis of a Fractured Reservoir's Performance: A Case Study. **Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles**, v. 67, n. 3, p. 423–433, 3 maio 2012.

KORT, P. M.; MURTO, P.; PAWLINA, G. Uncertainty and Stepwise Investment. **European Journal of Operational Research**, 202(1), 196–203.2010

KUN, H.; JIAN, Z. Circular Economy Strategies of oil and Gas exploitation in China. **Energy Procedia**, v. 5, p. 2189–2194, 2011.

LAUGHTON, D.G. The Management of Flexibility in the Upstream Petroleum Industry. **Energy Journal**, vol.19(1), p.83-114. Jan. 1998

LI, X.-Y.; ZHANG, Y.-G. Seismic reservoir characterization : how can multicomponent data help? v. 123, 2011.

LIN, C.-Y. C. Estimating strategic interactions in petroleum exploration. **Energy Economics**, v. 31, n. 4, p. 586–594, jul. 2009.

LIU, M.; ZHEN, W.; LIN, Z.; YANNI, P.; FEI, X. Production Sharing Contract: An analysis based on an oil price stochastic process. **Petroleum Science**, v.9, n.3, p.408-415, 2012.

LUND, M. W. Real Options in Offshore Oil Field Development Projects. p. 1–27, 1999

MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. A new procedure to reduce uncertainties in reservoir models using statistical inference and observed data. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 110, p. 7–21, out. 2013.

MASCHIO, C.; VIDAL, A. C.; SCHIOZER, D. J. A framework to integrate history matching and geostatistical modeling using genetic algorithm and direct search methods. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 63, n. 1-4, p. 34–42, 2008.

MICHELENA, R, J. Reservoir Characterization. n. January, p. 35–37, 2011.

MITCHELL, J. V.; MITCHELL, B. Structural crisis in the oil and gas industry. **Energy Policy**, v. 64, p. 36–42, jan. 2014.

MITROFF, I. I., BETZ, F., PONDY, L. R., SAGASTI, F. On managing science in the systems age: two schemas for the study of science as a whole systems phenomenon. *Interfaces*. Vol. 4, No. 3, p.46-58, May 1974.

MOHAMED, L.; CHRISTIE, M.; DEMYANOV, V. Comparison of Stochastic Sampling Algorithms for Uncertainty Quantification. n. March, p. 31–38, 2010.

MOURA FILHO, M. A. B. Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção. Campinas, 2005, 150 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2005.

MUN, J. Real Options Analysis. Ed. Wiley Finance. 416 f .2002.

MYERS, S. Determinants of corporate borrowing. **Journal of Financial Economics**, p. 147-175, November 1977.

NICHOLLS, G. M.; LEWIS, N. A.; ZHANG, L.; JIANG, ZHUOYUAN. Breakeven Volatility for Real Option Valuation. **Engineering Management Journal**, v. 26, n. 2, p. 49–61, 2014.

PADDOCK, J. L.; SIEGEL, D. R.; SMITH, J. L. Option valuation of claims on real assets: the case of offshore petroleum leases. **Quarterly Journal of Economics**, v. 103, p. 479–508, 1988.

PAMPLONA, E. O.; BRANDAO, M. C.; MONTEVECHI, J. A. B.; PINHO, A. F.; ALBUQUERQUE, V. O.; ROTELA JUNIOR, P.; ROTELA JUNIOR, P. . Evaluating Energy Sector Investments: Calculating Volatility. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2013, p. 1-9, 2013.

PARK, C.; CHUNG, M.; LEE, S. The effects of oil price on regional economies with different production structures: A case study from Korea using a structural VAR model. **Energy Policy**, v. 39, n. 12, p. 8185–8195, 2011.

PASQUAL, J.; PADILLA, E.; JADOTTE, E. Technical note: Equivalence of different profitability criteria with the net present value. **International Journal of Production Economics**, v. 142, n. 1, p. 205–210, 2013. Elsevier.

PICKLES, E.; SMITH, J.L. Petroleum Property Evaluation: A Binomial Lattice Implementation of Option Pricing Theory. **Energy Journal**, vol.14(2), 1993, p.1-26.

PINDYCK, R, S. Irreversibility, uncertainty and investment. **Journal of Economic Literature** 29, 1110–1148, 1991.

POSTALI, F. A. S.; PICCHETTI, P. Geometric Brownian Motion and structural breaks in oil prices: A quantitative analysis. **Energy Economics**, v. 28, n. 4, p. 506–522, jul. 2006.

REIS, L. C.; REIS, L.E. DOS.; SILVA, LC. DA.; BECERRA, GG. History Matching : Is it Necessary to Optimize ?.Jun. 2009.

ROISENBERG, M.; SCHOENINGER, C.; DA SILVA, R. R. A hybrid fuzzy-probabilistic system for risk analysis in petroleum exploration prospects. **Expert Systems with Applications**, v. 36, n. 3, p. 6282–6294, abr. 2009.

ROSE, P. R.. Risk analysis and management of petroleum exploration Ventures. No. 12 in AAPG Methods in Exploration Series. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 2001.

SAITO, R.; DE CASTRO, G.N.; MEZZOMO, C.; SCHIOZER, D.J. Value assessment for reservoir recovery optimization. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 32, n. 2-4, p. 151–158, 2001.

SALOMÃO, M. C., GRELL, A. P. Uncertainty in production profiles on the basis of geostatistic characterization and flow simulation. **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**. Buenos Aires, Argentina, SPE 69477, mar. 2001.

SCARTEZINI, A.A. Opções Reais em Decisões de Investimento em Exploração e Produção. 2006.158 f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - Instituto de Economia, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2006.

SCHWARTZ, E.S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and Hedging. **Journal of Finance**, 5(3), 923-973.1997

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L; SANTOS, J. A. M.. Risk assessment for reservoir development under uncertainty. **J. Braz. Soc. Mech. Sci. & Eng.** [online]. 2004, vol.26, n.2, pp. 213-217. ISSN 1678-5878. 2004.

SHORT, W.; PACKEY, D.; J. HOLT, T. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. , , n. Mar. 1995.

SILVA, L. S Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico: Aplicação em um Caso Completo. 2011. 167 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

SILVA, R. Y. M. A. D. A. Proposta de metodologia de avaliação de portfólio por opções reais, considerando o valor da informação: um estudo de caso em exploração de petróleo. **Fundação Getulio Vargas Escola De Pós-Graduação Em Economia- EPGE Mestrado Em Finanças E Economia Empresarial**, 2010.

SUBBEY, S.; CHRISTIE, M.; SAMBRIDGE, M. Prediction under uncertainty in reservoir modeling. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 44, n. 1-2, p. 143–153, out. 2004.

SUSLICK, S. B.; SCHIOZER, D.; RODRIGUEZ, M. R. Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production. 2009.

TEMPER, L.; MARTINEZ-ALIER, J. The god of the mountain and Godavarman: Net Present Value, indigenous territorial rights and sacredness in a bauxite mining conflict in India. **Ecological Economics**, v. 96, p. 79–87, 2013.

TOUNSI, M. An approximate reasoning based technique for oil assessment. **Expert Systems with Applications**, v. 29, n. 2, p. 485–491, ago. 2005.

TOURINHO, O. **The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach**. 103 p. Tese de Ph.D., University of California, Berkeley. 1979.

TRIANSTIS, A; BORISON, A. Real Options: State of the Practice. **Journal of Applied Corporate Finance**, vol. 14.2, Summer - 2001.

WARNER, M. Local Content in Procurement: Creating Local Jobs and Competitive domestic Industries in Supply Chains. v. 44, n. 0, p. 0–9, 2011.

WILL, J., BERTRAND, M., FRANSOO, J. C. Operations management research methodologies using quantitative modeling. **International Journal of Operations and Production Management**. Vol. 22, No. 2, p.241–264, 2002.

WORLD BANK. Commodity Markets Outlook. Jan. 2015.