

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE DARCY RIBEIRO-UENF
CENTRO DE CIENCIA E TECNOLOGIA-CCT
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA PRODUÇÃO-LEPROD**

GUSTAVO DE GASPERI

**CONTRIBUIÇÃO PARA ANÁLISE DO PROCESSO DE TOMADA
DE DECISÃO EM INVESTIMENTOS DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO**

Campos dos Goytacazes – RJ

2013

GUSTAVO DE GASPERI

**CONTRIBUIÇÃO PARA ANÁLISE DO PROCESSO DE TOMADA
DE DECISÃO EM INVESTIMENTOS DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Engenharia de Produção do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção.

Orientadora: Jacqueline Magalhães Rangel Cortes

Campos dos Goytacazes – RJ

2013

GUSTAVO DE GASPERI

**CONTRIBUIÇÃO PARA ANÁLISE DO PROCESSO DE TOMADA
DE DECISÃO EM INVESTIMENTOS DE EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Engenharia de Produção do Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção.

Aprovado em 13/03/2013.

Comissão Examinadora:

Prof.^a Jacqueline Magalhães Rangel Cortes – Orientadora

Prof.^a Camila Mendonça Romero Sales

Prof. Manuel Antonio Molina Palma

AGRADECIMENTOS

Agradeço:

Primeiramente a Deus, por me dar força e competência para realizar este trabalho, por me dar saúde, por me iluminar a cada decisão e por estar sempre ao meu lado em todos os momentos;

À minha família, por sempre me apoiar e estar sempre presente em minha vida, sejam nos momentos de tristeza e de alegria;

Aos meus amigos de faculdade que sempre me proporcionaram momentos de alegria, risadas e companheirismo, e que com certeza foram fundamentais para que eu completasse mais essa etapa da minha vida;

Aos professores que fizeram parte desta conquista, e com os quais aprendi muito. Em especial ao professor Molina, que além de ser um grande mestre, também é um grande amigo.

À professora Jacqueline, que me orientou e me deu a oportunidade de ter uma bolsa de iniciação científica, de onde surgiu o tema deste trabalho;

E a todos que fizeram (e fazem) parte dessa história.

Muito obrigado!

RESUMO

Este projeto buscou estudar os critérios envolvidos no processo de tomada de decisão em investimentos de exploração e produção *offshore* de petróleo. Por ser uma atividade marcada por um alto grau de complexidade de execução e com um custo operacional muito elevado, o levantamento de dados sobre as principais incertezas do processo torna-se uma tarefa indispensável, assim como um estudo sobre os riscos envolvidos. Um estudo sobre Teoria de Decisão também foi abordado a este trabalho, uma vez que este método ao ser aplicado, resulta em dados que contribuem para um forte critério de análise em tomada de decisão em investimentos. O objetivo deste trabalho foi identificar os fatores que interferem na decisão de investimento *offshore* e realizar uma análise aplicando o modelo de teoria de decisão através do cálculo do valor monetário esperado (VME), identificando quando seria viável desenvolver ou não um campo de petróleo. O estudo de caso realizado baseou-se, primeiramente, em levantar dados de investimentos para um grande campo de petróleo genérico para estudar a viabilidade do mesmo. Com os dados já tabelados, foi possível realizar uma análise econômica do projeto, a partir de premissas pré-estabelecidas. Tal análise consistiu no cálculo do fluxo de caixa do empreendimento, do valor presente líquido, do ponto de equilíbrio e do valor monetário esperado. O estudo foi feito considerando três cenários econômicos distintos, determinando assim, a viabilidade do empreendimento para cada cenário, justificando desde modo, o quão determinante é o preço de comercialização do petróleo para a viabilidade do desenvolvimento do campo.

Palavras-chave: tomada de decisão, investimentos, petróleo.

ABSTRACT

This project sought to examine the criteria involved in the decision making of investments in offshore exploration and production of oil. For an activity to be marked by a high degree of complexity of implementation and with a very high operating cost, the survey data on the major uncertainties of the process becomes a crucial task, as well as a study on the risks involved. A study of Theory of Decision was also addressed in this work, since this method is applied, resulting in data that contribute to a strong criterion of analysis in decision making on investments. The purpose of this work was to identify the factors that influence the decision to invest offshore and perform an analysis applying the model of decision theory by calculating the expected monetary value (EMV), identifying when feasible or not develop an oil field. The case study was based primarily on investment data collection for a large oil field to study the feasibility of it. With the data already tabulated, it was possible to perform an economic analysis of the project, from pre-established assumptions. This analysis consisted of calculating the cash flow of the project, the net present value, the equilibrium point and the expected monetary value. The study was done considering three different economic scenarios, thereby determining the viability of the project for each scenario, justifying how crucial is the oil sale price for the viability of developing the field.

Key-words: decision-making, investments, oil.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P de petróleo.....	20
Figura 2 – Árvore de decisão de um projeto de E&P de petróleo.....	31
Figura 3 – Árvore de decisão com valores monetários X_i e as probabilidades P_i e Q_i	33
Figura 4 – Curvas de produção estimadas.....	42
Figura 5 – Curvas de investimento acumulado.....	45
Figura 6 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico atual....	47
Figura 7 – Gráfico do ponto de equilíbrio do cenário econômico atual.....	49
Figura 8 – Árvore de decisão do cenário econômico atual.....	51
Figura 9 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico pessimista.....	53
Figura 10 – Gráfico do ponto de equilíbrio do cenário econômico pessimista..	55
Figura 11 – Árvore de decisão do cenário econômico pessimista.....	56
Figura 12 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico mediano.....	59
Figura 13 – Gráfico do ponto de equilíbrio do cenário econômico mediano.....	61
Figura 14 – Árvore de decisão do cenário econômico mediano.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Investimentos das fases de exploração e avaliação.....	38
Tabela 2 – Investimentos da fase de desenvolvimento.....	38
Tabela 3 – Preço médio do barril de petróleo nos últimos dez anos.....	40
Tabela 4 – Dados estimados da curva de produção.....	41
Tabela 5 – Planejamento anual de investimento do 1° ao 11° ano.....	43
Tabela 6 – Planejamento anual de investimento do 12° ao 22° ano.....	44
Tabela 7 – Planejamento anual de investimento do 23° ao 33° ano.....	45
Tabela 8 – Fluxo de caixa esperado para o cenário econômico atual.....	46
Tabela 9 – VPL esperado para o cenário econômico atual.....	48
Tabela 10 – Valor esperado de cada evento.....	50
Tabela 11 – Valor esperado da ação 1.....	51
Tabela 12 – Valor esperado da ação 2.	51
Tabela 13 – Cálculo da perda de oportunidade.....	52
Tabela 14 – Fluxo de caixa esperado para o cenário econômico pessimista...52	
Tabela 15 – VPL esperado para o cenário econômico pessimista.....	54
Tabela 16 – Valor esperado de cada evento.....	56
Tabela 17 – Valor esperado da ação 1.....	57
Tabela 18 – Valor esperado da ação 2.	57
Tabela 19 – Cálculo da perda de oportunidade.	57
Tabela 20 – Fluxo de caixa esperado para o cenário econômico mediano.....	58
Tabela 21 – VPL esperado para o cenário econômico mediano.....	60
Tabela 22 – Valor esperado de cada evento.....	62
Tabela 23 – Valor esperado da ação 1.....	63
Tabela 24 – Valor esperado da ação 2.....	63
Tabela 25 – Cálculo da perda de oportunidade.....	63

LISTA DE ABREVIATURAS

ADR: aquisição de dados de reservatório
AIE: agência internacional de energia
ANP: agência nacional do petróleo
BBL: *oil barrel* (barril de petróleo)
BPD: barril de petróleo por dia
CF: custo fixo
CO: custo operacional
CV: custo variável
E&P: exploração e produção
EMV: expected monetary value
FC: fluxo de caixa
IBGC: instituto brasileiro de governança corporativa
MGB: movimento geométrico browniano
MM: milhão(ões)
MRM: movimento de reversão para a média
RL: receita líquida
TD: teoria de decisão
TLD: teste de longa duração
TMA: taxa mínima de atratividade
UEP: unidade estacionária de produção
VME: valor monetário esperado
VPL: valor presente líquido

SUMÁRIO

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO.....	12
1.1 OBJETIVOS.....	13
1.1.1 OBJETIVOS PRINCIPAIS.....	13
1.1.2 OBJETIVOS SECUNDÁRIOS.....	13

CAPÍTULO II

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	15
2.1 HISTÓRICO DA PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO.....	15
2.2 ETAPAS DA EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	16
2.2.1 EXPLORAÇÃO.....	17
2.2.1.1 Prospecção.....	17
2.2.1.2 Perfuração.....	17
2.2.1.3 Avaliação.....	18
2.2.2 DESENVOLVIMENTO.....	18
2.2.3 PRODUÇÃO.....	19
2.3 FLUXO DE CAIXA DE PROJETOS DE E&P DE PETRÓLEO.....	19
2.4 LEVANTAMENTO DAS PRINCIPAIS INCERTEZAS.....	20
2.4.1 CURVA DE PRODUÇÃO.....	21
2.4.2 INVESTIMENTOS.....	21
2.4.3 CUSTOS OPERACIONAIS.....	22
2.4.4 PREÇO DE ÓLEO E GÁS.....	22
2.4.5 CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO.....	23
2.5 A IMPORTANCIA DA DETERMINAÇÃO DOS RISCOS.....	23
2.5.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	25
2.5.2 ANÁLISE DE CENÁRIOS.....	25
2.5.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	26
2.5.4 ÁRVORES DE DECISÃO.....	26
2.6 ANÁLISE DOS RISCOS.....	26
2.6.1 RISCOS TECNOLÓGICOS OU OPERACIONAIS.....	26
2.6.2 RISCOS AMBIENTAIS.....	27
2.6.3 RISCOS METEOROLÓGICOS.....	27
2.6.4 RISCOS GEOLÓGICOS OU EXPLORATÓRIOS.....	28

2.6.5 RISCOS POLÍTICOS.....	28
2.6.6 RISCOS DE MERCADO.....	28
2.6.7 RISCOS DE CRÉDITO.....	29
2.7 CONCEITOS EM TEORIA DE DECISÃO.....	29
2.8 CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO.....	30
2.8.1 ÁRVORE DE DECISÃO.....	30
2.8.2 MAXIMIZAÇÃO DO VALOR MONETÁRIO ESPERADO.....	32
2.9 APLICAÇÃO DA TEORIA DE DECISÃO EM PROJETOS DE E&P DE PETRÓLEO.....	33

CAPÍTULO III

3 METODOLOGIA DE PESQUISA.....35

3.1 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	35
3.2 MÉTODO DE ANÁLISE.....	36

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....38

4.1 TABULAÇÃO DOS DADOS.....	38
4.2 PREMISSAS.....	39
4.3 PREÇO DE COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO.....	40
4.4 CURVA DE PRODUÇÃO.....	41
4.5 PLANEJAMENTO ANUAL DO INVESTIMENTO.....	43
4.6 ANÁLISE ECONÔMICA.....	46
4.6.1 CENÁRIO ECONÔMICO ATUAL.....	46
4.6.1.1 Fluxo de Caixa.....	46
4.6.1.2 Valor Presente Líquido.....	48
4.6.1.3 Ponto de Equilíbrio.....	49
4.6.1.4 Valor Monetário Esperado.....	50
4.6.2 CENÁRIO ECONÔMICO PESSIMISTA.....	52
4.6.2.1 Fluxo de Caixa.....	52
4.6.2.2 Valor Presente Líquido.....	54
4.6.2.3 Ponto de Equilíbrio.....	55
4.6.2.4 Valor Monetário Esperado.....	55
4.6.3 CENÁRIO ECONÔMICO MEDIANO.....	58
4.6.3.1 Fluxo de Caixa.....	58
4.6.3.2 Valor Presente Líquido.....	59
4.6.3.3 Ponto de Equilíbrio.....	60
4.6.3.4 Valor Monetário Esperado.....	61

4.7 DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	64
CAPÍTULO V	
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	65
5.1 PROPOSTAS PARA OUTROS ESTUDOS.....	66
REFERÊNCIAS.....	67

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

O atual contexto do processo de tomada de decisão em investimentos no setor de exploração de petróleo é marcado por um alto grau de incertezas e riscos. Neste sentido, qualquer decisão feita sem um bom planejamento pode tornar um projeto atrativo do ponto de vista econômico, em um projeto antieconômico. Portanto, quando grandes empresas optam por realizar a atividade de exploração, os tomadores de decisão devem estar cientes dos riscos envolvidos no projeto, o que permitirá uma melhor tomada de decisão, resultando na obtenção de lucros para a empresa.

O alto grau de incertezas das variáveis presentes em projetos de desenvolvimento da produção de petróleo em campos marítimos aliado aos grandes investimentos necessários, justificam a importância de se utilizar metodologias de análise de projetos que ajudem a identificar onde estão as maiores incertezas e quais as variáveis que mais influenciam no resultado econômico do projeto. Deve-se então quantificar o impacto dessas incertezas nas decisões a serem tomadas e avaliar o risco envolvido nos projetos sob pena de serem gerados resultados econômicos indesejáveis para a empresa (SILVA e GOMES, 2006).

O tema do estudo foi escolhido devido à importância de avaliar os critérios de tomada de decisão dentro de uma empresa de petróleo, uma vez que uma falha nesse processo pode acarretar em uma perda monetária significativa nos cofres da companhia. Porém, o simples fato de conhecer bem esses critérios não garante o sucesso da empresa. Dessa forma, há também uma necessidade de conhecer as etapas das atividades a serem feitas e os riscos relacionados a elas.

Esta pesquisa se justifica na medida em que permite estudar a influência dessas variáveis para o sucesso produtivo da empresa. De modo geral, os critérios para tomada de decisão não se restringem exclusivamente a empresas do ramo petrolífero, podendo ser aplicados a qualquer outro tipo de empreendimento.

No caso de projetos de exploração e produção de petróleo, as decisões de investimentos são afetadas pelos componentes técnico e econômico da incerteza. As incertezas técnicas são as internas ao projeto e que não são correlacionadas aos movimentos gerais da economia/mercado e as econômicas são as correlacionadas aos movimentos gerais da economia/mercado (SILVA e GOMES, 2006).

Os critérios para tomada de decisão surgem com o objetivo de quantificar os riscos e incertezas dos projetos de forma que possam ser trabalhados utilizando modelos probabilísticos, permitindo assim, o cálculo das ações que possuem maiores chances de sucesso e fracasso. Nesse contexto, surgem métodos de análise que auxiliam na tomada de decisão, tais como árvore de decisão e valor monetário esperado (VME) que será abordado neste trabalho.

Com o intuito de fortalecer a discussão sobre os conceitos de teoria de decisão em projetos de petróleo, este trabalho busca responder a seguinte questão: **Como é dado o processo de tomada de decisão em projetos de E&P offshore de petróleo?**

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVOS PRINCIPAIS

O objetivo deste trabalho é contribuir para a análise do processo de tomada de decisão em investimentos de exploração e produção *offshore* de petróleo, realizando um estudo de viabilidade econômica e aplicando também o conceito do VME para auxílio a tomada de decisão de um projeto de desenvolvimento da produção de um campo de petróleo.

1.1.2 OBJETIVOS SECUNDÁRIOS

Secundariamente serão estudadas as seguintes questões:

- Quais são as etapas de um projeto de E&P de petróleo?
- Como se dá o comportamento do fluxo de caixa do projeto?
- Quais os principais riscos do projeto?
- Quais as principais incertezas?

CAPÍTULO II

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 HISTÓRICO DA PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO

A indústria offshore mundial teve seu nascimento datado entre os anos 1930 e 1950 na Venezuela e Golfo do México, respectivamente. A partir de então, a exploração começou a se expandir para o Mar do Norte e formou o primeiro conjunto de empresas nesta segmentação. No Brasil, já no final de 1950, devido às análises geográficas, havia o conhecimento de que o país possuía reservas de petróleo em profundidade marítima, ainda sem uma definição precisa dos locais. A confirmação ocorreu pela descoberta do primeiro poço offshore em 1968, no Campo de Guaricema (Sergipe), e a primeira perfuração, também em 1968, na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (Rio de Janeiro). A partir destas primeiras descobertas, a Petrobras deu início a uma série de outras. Entretanto, tais descobrimentos não surtiram maior efeito, pelo fato das tecnologias existentes não serem condizentes com a realidade brasileira (VOGT, 2002).

A tecnologia de perfuração é uma problemática a ser resolvida para a viabilização na produção de petróleo em alto mar. Esta tecnologia divide-se em duas etapas: o sistema de procura do petróleo (sondas) e a perfuração propriamente dita. O desafio inicial consistiu na construção de sondas marítimas móveis, no intuito de permitir um maior potencial e menor custo de eficiência na detecção de poços de petróleo (NETO e COSTA, 2007).

As primeiras sondas foram instaladas sobre barças no Golfo do México no final dos anos 1930. Já na década de 1940, para uma customização e otimização maior, a trajetória tecnológica orientou-se para o desenvolvimento de sondas não mais instaladas, e sim adaptadas para esta função móvel. Assim sendo, estas se tornaram verdadeiras embarcações, que foram chamadas de "barco sonda" (sistema utilizado atualmente). Nos anos 1950, além dos barcos, foram realizadas sondas semi-submersíveis, que se instalavam nas plataformas. A década posterior, as trajetórias marcantes foram

em relação à tecnologia de perfuração, que já no início conseguiu escavar grandes profundidades (FURTADO, 1996).

Esse conjunto de tecnologias permitiu a expansão contínua da produção offshore, inclusive para o Mar do Norte que, a partir da década de 1970, passou a rivalizar com o Golfo do México em ordem de importância para o volume de investimentos. Todavia, no início da década de 1980 ficou cada vez mais claro que embora existisse tecnologia sísmica e de perfuração para atuar em águas profundas, o mesmo não ocorria com a de produção. O sistema tecnológico de produção, apoiado em plataformas fixas, constituído no Golfo do México deveria ser radicalmente reformulado para alcançar profundidades maiores (NETO e COSTA, 2007).

A atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo sempre foi uma tarefa muito complexa, e que possui inúmeros graus de incertezas e riscos. Nas décadas de 30 e 50, quando se deu o início da exploração marítima de petróleo, estas incertezas e riscos eram muito maiores devido à falta de tecnologia e *know-how* que se tinha na época. Com o avanço de pesquisas e o elevado nível de investimentos em tecnologias vindos por conta das empresas exploradoras, a capacidade de produção de petróleo tornou-se cada vez maior. Áreas cada vez mais profundas passaram a ser exploradas, e o descobrimento de novas reservas fizeram com que o petróleo além de se tornar a principal fonte de energia do planeta, também fosse responsável pelo grande aumento da economia dos países produtores.

2.2 ETAPAS DA EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

De acordo com Margueron (2003), podem-se descrever as etapas de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo da seguinte maneira.

2.2.1 EXPLORAÇÃO

A atividade de exploração tem como objetivo estudar áreas a fim de descobrir e identificar jazidas petrolíferas. A exploração de petróleo consiste em três principais etapas:

- **Prospecção:** Fase inicial de estudo para determinar a localização da jazida. Nesta etapa ainda não temos afirmações conclusivas a respeito da existência de óleo; são apenas indícios e probabilidades de ocorrência.
- **Perfuração:** É a única maneira de determinar a existência de óleo no subsolo.
- **Avaliação:** Consiste na realização de testes para determinar se a produção do petróleo descoberto é ou não é viável economicamente.

2.2.1.1 Prospecção

A geologia e a geofísica são as duas ciências responsáveis por determinar a localização de petróleo em uma bacia sedimentar. São necessários exaustivos estudos geológicos e geofísicos para obter o mapeamento detalhado da estrutura do subsolo, de maneira que se busque minimizar as incertezas envolvidas na exploração do petróleo.

A exploração do petróleo é complexa e possui um custo operacional muito elevado, uma vez que o lençol petrolífero se encontra a grandes profundidades do subsolo e nenhuma de suas características físicas ou químicas permite seguramente detectá-lo a partir da superfície, indicando apenas maior ou menor chance de ser encontrado. A prospecção é uma fase de eliminação, reduzindo as regiões potenciais para a existência de petróleo.

2.2.1.2 Perfuração

A fase seguinte à prospecção é a perfuração do poço pioneiro ou poço exploratório, que é a única forma de se comprovar a existência da jazida petrolífera. Ocorre também a perfuração de poços ADRs (aquisição de dados do reservatório), que servem para identificar diversas informações do reservatório. Se a perfuração tiver sucesso, são feitos estudos de avaliação e

de viabilidade econômica, caso contrário, ela contribui com novas informações para as próximas perfurações.

São diversos os imprevistos capazes de ocorrerem durante a perfuração: desmoronamento de paredes do poço, perda de lama em camadas fraturadas, fratura do tubo dentro do poço etc. Todos estes acidentes representam riscos a serem acrescidos ao maior deles que é o de não encontrar o reservatório de petróleo. Quando ocorre um acidente que resulta em um obstáculo intransponível à perfuração tradicional, é necessária a realização de uma perfuração de trajetória inclinada – a perfuração direcional –, que resulta em custos adicionais ao empreendimento. A perfuração direcional também é utilizada para corrigir a trajetória de um poço que não teve sucesso em encontrar petróleo.

2.2.1.3 Avaliação

A próxima etapa, após a comprovação de que existe petróleo, é descobrir se o reservatório tem aproveitamento comercial ou não. A fase de avaliação é constituída por testes, conhecidos como TLD (teste de longa duração) a fim de se estimar o potencial de produção do reservatório. Os resultados destes testes irão comprovar se a jazida petrolífera é comercial ou se deve ser abandonada.

2.2.2 DESENVOLVIMENTO

O processo de desenvolvimento do campo consiste em delimitar a área do reservatório. Ele é feito através da perfuração de outros poços ao redor do poço descobridor. Este processo é necessário para definir o volume das reservas de petróleo.

Os poços são então preparados para produzir, através da execução da coluna de produção. São penetrados tubos de aço e uma camada de cimento em torno deles, para evitar a penetração de fluidos indesejáveis e garantir a estabilidade estrutural do poço. No interior da coluna de produção são introduzidos tubos de menor diâmetro por onde passa o petróleo. O conjunto dessas atividades é chamado de completação do poço.

2.2.3 PRODUÇÃO

A produção é implementada através dos poços de desenvolvimento, que durante dezenas de anos irão extrair petróleo do subsolo. Junto aos poços são instalados equipamentos que separam o óleo da água e do gás, para estocagem e transporte. A instalação de um sistema completo de produção no mar demanda alguns anos e exige elevados investimentos.

2.3 FLUXO DE CAIXA DE PROJETOS DE E&P DE PETRÓLEO

De acordo com Margueron (2003), nas operações *offshore*, leva-se pelo menos seis anos ou mais entre a descoberta do reservatório e a produção comercial do petróleo. A fim de encurtar estes prazos, otimizando o fluxo de caixa das empresas, a indústria petrolífera desenvolveu os sistemas de produção antecipada, principalmente nos campos em águas profundas, onde há maiores necessidades de desembolso. Estes sistemas permitem, de modo provisório, que sejam feitas ao mesmo tempo a avaliação completa do campo e a extração regular do óleo, antecipando o retorno do capital investido.

A vida útil do projeto de exploração e produção dependerá de uma série de fatores como volume de óleo, restrições regulatórias, características dos equipamentos, tecnologias aplicadas e condições políticas nacionais. Vale ressaltar que as projeções do fluxo de caixa são mais incertas quanto mais distantes forem da data zero (MARGUERON, 2003).

Ainda de acordo com Margueron (2003), as entradas de capital dessa modalidade de investimento são caracterizadas pelas receitas operacionais, não operacionais e recursos de terceiros, que estão diretamente relacionados à quantidade física das reservas de petróleo. Já as saídas de recursos ocorrem sob a forma de aquisição de direitos minerários, custos de iniciação do projeto (*start-up*), custos fixos, reforma de equipamentos, pagamentos de impostos e amortização de financiamentos.

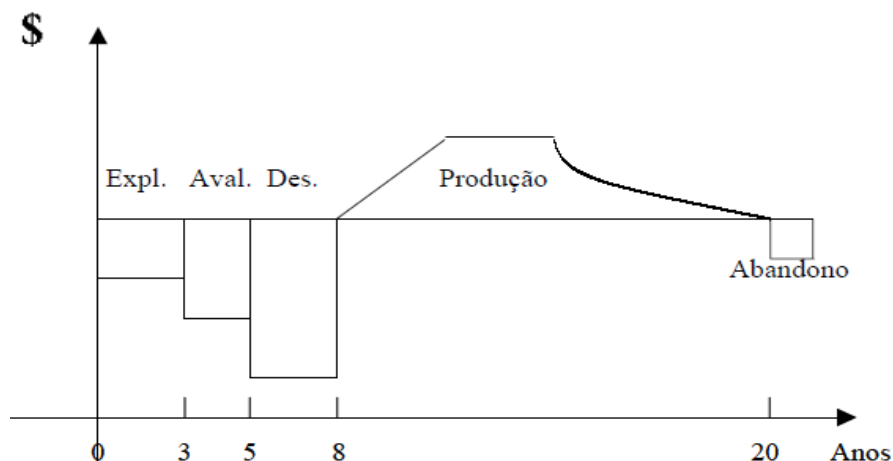


Figura 1: Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P de petróleo.

Fonte: Adaptada de (NEPOMUCENO, 1997).

Através da Figura 1, segundo Nepomuceno (1997), pode-se verificar que a necessidade de investimentos financeiros é crescente da fase de exploração até a de desenvolvimento. Além disso, o retorno de capital através da produção de petróleo cresce bastante nos primeiros anos, estabiliza-se por cerca de 3 a 4 anos, e depois declina até o abandono do campo. É na fase de produção que o investidor consegue recuperar seu investimento, atingindo o ponto de *break-even* (momento em que o investidor recupera o capital investido). Deve-se observar que na fase de abandono do campo há um custo que deve ser feito para poder encerrar as atividades do campo.

2.4 LEVANTAMENTO DAS PRINCIPAIS INCERTEZAS

Segundo Andrade (2011), a incerteza corresponde a situação em que um evento ocorre com uma probabilidade desconhecida. Não é possível associar probabilidade mensurável a todo resultado possível imaginado, nem fazer comparação entre probabilidades. Situações de incerteza são aquelas em que os tipos de eventos repetidos ou homogêneos não existem ou, se existissem, não poderiam ser identificados.

De acordo com Silva e Gomes (2006), as principais incertezas em projetos de desenvolvimento da produção de campos marítimos de petróleo são relativas à curva de produção, aos investimentos, aos custos operacionais,

ao atraso no cronograma de implantação do projeto e aos preços dos insumos (óleo e gás).

2.4.1 CURVA DE PRODUÇÃO

Segundo Silva e Gomes (2006), a curva de produção deve representar as principais incertezas existentes e para isso, é recomendável se obter o maior número possível de curvas de produção considerando os parâmetros que mais causam impacto no reservatório. Para cada cenário (combinação de parâmetros sob análise) gera-se uma nova curva de produção, alterando-se, portanto, o resultado econômico do projeto. Todas as curvas geradas devem considerar uma mesma concepção do projeto (capacidade da UEP – Unidade Estacionária de Produção, número e localização dos poços), pois deve-se analisar o risco da concepção que se imagina para o projeto com relação a incerteza no reservatório, ou seja, de acordo com o nível de informação disponível sobre o reservatório.

2.4.2 INVESTIMENTOS

Para o item de investimentos, existem tanto incertezas técnicas quanto incertezas de mercado. Para quantificar as incertezas técnicas, deve-se encontrar a distribuição de probabilidade que melhor representa determinado item de investimento mediante dados históricos. Alguns softwares, como o *BestFit*, podem ser utilizados para encontrar a melhor distribuição mediante os dados alimentados no programa. Caso não se tenha estes dados, pode-se adotar uma distribuição para os custos de investimento baseados na experiência dos técnicos responsáveis pelo orçamento (SILVA e GOMES, 2006).

Para considerar as incertezas de mercado referentes aos investimentos deve-se modelar estes custos utilizando-se processos estocásticos, tais como: Movimento Geométrico Browniano (MGB), Reversão para a Média (MRM), etc. Isto se deve ao fato destes custos variarem ao longo do tempo de maneira estocástica (SILVA e GOMES, 2006).

2.4.3 CUSTOS OPERACIONAIS

Silva e Gomes (2006) definem que os custos operacionais, da mesma forma que os investimentos, possuem também incertezas técnicas e de mercado. As incertezas técnicas são as referentes principalmente à estimativa dos preços dos materiais, serviços, tempo de utilização dos recursos e frequência dos *workovers* (intervenção em poços para realizar alguma modificação ou manutenção). As incertezas de mercado são referentes principalmente ao valor da taxa da sonda que realizará o *workover* nos poços.

No que se refere às incertezas técnicas, os custos operacionais possuem duas parcelas: uma que varia com a produção e outra independente da produção. Portanto, pode-se adotar a equação abaixo para os custos operacionais:

$$CO_{Total}(t) = [CO_{Fixo}(t) + CO_{Variável} \times Q(t)]$$

Onde:

CO_{Fixo} = custo operacional fixo;

CO_{Variável} = custo operacional variável;

Q = vazão de óleo do projeto.

t = tempo

Para considerar incerteza nos custos operacionais fixos e variáveis deve-se adotar distribuições de probabilidade para estes custos baseados em dados históricos, quando aplicável, ou na falta destes dados na experiência de técnicos da área.

Para considerar as incertezas de mercado nos custos operacionais pode-se adotar o mesmo método descrito para os investimentos, ou seja, considerar processos estocásticos.

2.4.4 PREÇO DE ÓLEO E GÁS

Segundo Dias (1996), as incertezas nos preços do óleo e do gás são incertezas de mercado e devem ser modeladas utilizando-se processos estocásticos. Deve-se avaliar qual o melhor processo estocástico a ser adotado

analisando os dados históricos e o horizonte de tempo proposto para o projeto. O processo estocástico mais popular é o MGB (Movimento Geométrico Browniano). Testes econométricos do preço do petróleo num intervalo de 30 anos (ou menos) não rejeitaram a hipótese do MGB, mas quando se considerou um intervalo maior, superior a 110 anos, o modelo MGB foi rejeitado em favor do MRM (Reversão para a Média). Por isso, pode ser importante considerar esse modelo para projetos de longa duração.

2.4.5 CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO

Outro fator de grande importância para ser considerado na análise de risco é a incerteza referente ao cronograma de implantação do projeto. Uma maneira de considerar esta incerteza é realizar uma análise de risco para o cronograma adotando distribuições de probabilidade para durações ou datas de início e término das atividades que possuem incerteza. Para isso, pode-se utilizar softwares específicos como o *@Risk for MS Project*. Com o resultado desta análise é gerada uma distribuição de probabilidade para a data de início da produção e conseqüentemente pode-se obter a probabilidade de atraso ou antecipação da produção que afeta consideravelmente o VPL (Valor Presente Líquido) do projeto (SILVA e GOMES, 2006).

2.5 A IMPORTÂNCIA DA DETERMINAÇÃO DOS RISCOS

De acordo com Andrade (2011), o risco corresponde a situação em que um evento ocorre com uma probabilidade com certo grau de conhecimento ou tem uma distribuição de probabilidade. Situações de risco são aquelas em que se torna possível identificar tipos de eventos repetidos ou homogêneos.

A existência de risco na rotina das empresas bem como de seus investimentos é um fato. Sendo que a exposição a riscos, quando do investimento em novos projetos, é um fator importante tanto para a sobrevivência quanto para lucratividade. Nesse processo, detectar, mapear, analisar e gerenciar adequadamente os riscos aos quais se está exposto representa ganhos em agregação de valor, em permanência da instituição no

mercado, em aproveitar oportunidades e minimizar perdas, dentre outros (IBGC, 2007; COSO, 2007).

Embora haja uma grande dificuldade em determinar os riscos envolvidos em um projeto, traçar uma visão geral dos riscos possibilita minimizar surpresas e fazer projeções que auxiliam no processo de tomada de decisões sobre aspectos do projeto (FERREIRA, CARMONA E LEISMANN, 2010).

De acordo com Padoveze & Bertolucci (2005), o gerenciamento de riscos cresce em importância devido ao aumento da interdependência dos mercados, ao aumento da vulnerabilidade das empresas a diversos fatores de risco, a fatores econômico-financeiros que se propagam rapidamente e assim afetam consideravelmente os resultados das empresas.

Neste contexto, o gerenciamento de riscos corporativos é uma ferramenta a qual contribui para que a organização atinja seus objetivos e metas de desempenho e lucratividade, evite os perigos e surpresas no percurso de suas atividades bem como perda de recursos, administre os riscos e oportunidades que a afetam e impactam a criação ou a preservação de valor, melhorando o desdobramento do capital (COSO, 2007; IBGC, 2007).

Segundo o IBGC (2007), uma organização que lida fortemente com commodities negociadas em bolsa de valores e que apresenta uma gestão ativa do seu caixa, ou uma estrutura complexa de dívidas e operações envolvendo o mercado de derivativos, como é o caso da Petrobras, requer sistemas de controle de riscos financeiros sofisticados uma vez que lida com grandes volumes de investimentos, com retornos de longos prazos, sujeitando-se à diversa gama de riscos e incertezas. Repercutindo nas decisões acerca de novos projetos e empreendimentos.

Assim, o gerenciamento dos riscos aos qual o setor de petróleo se mostra vulnerável, possibilita o tratamento com eficácia das incertezas, dos riscos e das oportunidades a elas associadas. A identificação e análise de riscos e oportunidades proporcionam estimar o impacto potencial desses eventos e fornecer um método para tratamento desses mesmos impactos, reduzindo as ameaças até um nível aceitável e/ou alcançando as oportunidades, tornando, assim, a instituição mais segura, conhecedora tanto de suas vantagens quanto de suas desvantagens no que concerne a retorno e risco (COSO, 2007; JÚNIOR, 2000).

A atuação da indústria de petróleo vem enfrentando diversos desafios, tais como mudanças impostas pelas especificações de combustíveis, pressões para a redução da poluição ambiental decorrente dos processos de refino, disponibilidade de petróleos cada vez mais pesados ou de petróleos não convencionais para o processamento, necessidade de produzir derivados leves a partir de resíduos, concorrência dos combustíveis alternativos aos derivados de petróleo, e todos esses fatores podem comprometer a rentabilidade de novos projetos e empreendimentos (TAVARES, 2005). Sendo assim, as empresas têm de ficar sempre alerta as novas tecnologias que possibilitem a execução de um trabalho mais eficaz, seguro e limpo, possibilitando assim o desenvolvimento de novos projetos de produção de petróleo e garantindo a lucratividade da empresa.

De acordo com Silva e Gomes (2006), para a consideração dos riscos aos quais os projetos estão sujeitos podem-se utilizar alguns métodos tais como: análise de sensibilidade, de cenários, simulação de Monte Carlo e árvores de decisão.

2.5.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise de sensibilidade consiste em alterar o valor de cada uma das variáveis individualmente permitindo avaliar o impacto desta alteração no fluxo de caixa do projeto. Permite ainda identificar as variáveis que mais influenciam no resultado econômico do projeto indicando onde a informação adicional tem maior utilidade (SILVA E GOMES, 2006).

2.5.2 ANÁLISE DE CENÁRIOS

A análise de cenários permite corrigir um dos erros da análise de sensibilidade que é considerar as interdependências entre as variáveis do projeto. São escolhidos cenários para o projeto, por exemplo: cenário otimista, pessimista e esperado considerando combinações diferentes, mas consistentes, de variáveis (SILVA E GOMES, 2006).

2.5.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A simulação de Monte Carlo consiste da análise do impacto sobre o resultado do projeto, quando se associa probabilidades de ocorrência às suas variáveis e permite, diferentemente das análises de sensibilidade e cenários, considerar todas as combinações possíveis das variáveis presentes no projeto, o que torna este método mais robusto que os outros dois (SILVA E GOMES, 2006).

2.5.4 ÁRVORES DE DECISÃO

As árvores de decisão podem ser utilizadas para análise de projetos que envolvam decisões sequenciais. Assim os projetos não são tratados como caixas negras, onde são consideradas apenas as decisões de aceitação ou rejeição do projeto ignorando as decisões de investimento subsequentes que podem ser feitas (SILVA E GOMES, 2006).

Desta maneira, a utilização destes critérios irão ajudar o tomador de decisão a mensurar os riscos, de forma que possa ser identificado aqueles que mais impactam o resultado econômico do projeto.

2.6 ANÁLISE DOS RISCOS

De acordo com Ferreira, Carmona e Leismann (2008), pode-se destacar os principais riscos envolvidos em atividades de exploração e produção de petróleo.

2.6.1 RISCOS TECNOLÓGICOS OU OPERACIONAIS

Aqueles decorrentes de falhas nas operações e/ou nos negócios. Existentes em decorrência de problemas nas atividades, de falhas humanas, de falhas técnicas ou em equipamentos, controles inadequados, falhas de gerenciamento, além de fraudes. Estes riscos podem ser minimizados e/ou

eliminados pela padronização dos materiais, procedimentos e equipamentos (PORTAL DO INVESTIDOR, 2008).

2.6.2 RISCOS AMBIENTAIS

A produção do petróleo envolve grandes riscos para o meio ambiente desde o processo de extração, transporte, refino, consumo e na própria utilização, com a emissão de gases que poluem a atmosfera, agravamento do efeito estufa, sendo os piores durante o transporte de combustível, com vazamentos em grande escala dos oleodutos e dos navios petroleiros (NUNES, 2005).

Todos esses riscos são uma verdadeira ameaça ao meio ambiente e a população, e devido a tal fato, cada vez mais o governo e a população vem se preocupando com a preservação do meio ambiente, o que leva a criação de leis e penas mais rígidas para os acidentes ocorridos.

2.6.3 RISCOS METEOROLÓGICOS

São riscos decorrentes de acontecimentos climáticos causando prejuízos e perdas dos agentes que impactam setores econômicos, ambientais e sociais, gerando incertezas, comprometendo a rentabilidade dos ativos.

Em se tratando do setor de petróleo e refino, tanto o furacão Ike (Estados Unidos, 2008) quanto o Gustav (Estados Unidos, Caribe e Cuba, 2008) impactaram profundamente não somente a produção, mas também as atividades do setor no Golfo do México, cujas plataformas e refinarias se encontravam em áreas vulneráveis (GLOBO, 2008). Acontecimentos assim geram grandes perdas financeiras não somente para as empresas diretamente envolvidas, mas também para o setor como um todo por impactar a economia global, afetando as commodities.

No que concerne as empresas petrolíferas, muitas de suas operações, tais como produção de petróleo e gás em solo ou alto mar, óleo, derivados de petróleo e transporte de gás por meio de navios ou dutos, refinarias de petróleo, poderiam ser afetadas pelo aumento na severidade de eventos climáticos (FERREIRA, CARMONA e LEISMANN, 2010).

Portanto, as alterações climáticas mundiais podem comprometer fortemente a indústria de petróleo, uma vez que essas alterações comprometem a produção, que por sua vez afeta a visão dos investidores, gerando impactos econômico-financeiros que por fim poderá afetar o mercado como um todo.

2.6.4 RISCOS GEOLÓGICOS OU EXPLORATÓRIOS

Dentro dessa categoria de riscos encontram-se os relacionados ao tamanho, à localização, à qualidade e à viabilidade da extração e exploração dos poços, ou seja, o risco de um poço exploratório ou de desenvolvimento ser seco ou o risco de uma jazida não possuir volume de óleo suficiente para os custos relacionados ao seu aproveitamento econômico, entre outros (ZAMITH, 2005).

2.6.5 RISCOS POLÍTICOS

São riscos financeiros que incluem flutuações cambiais, insuficiência de crédito, riscos de redução de transparência, mudança inesperada e desfavorável de regime político do país hospedeiro, incertezas jurídico-institucionais, entre outros, determinados por uma série de fatores políticos, econômicos e conjunturais, influenciados pelas oscilações do preço do petróleo (TAVARES, 2005).

2.6.6 RISCOS DE MERCADO

São riscos decorrentes de incertezas no cenário econômico-financeiro, tais como falta de crescimento, racionamento, variações nas taxas de juros, variações no câmbio, variações no preço das ações, variações nos preços das commodities, questões regulatórias, entre outros que influenciam os investimentos dos agentes no setor (PORTAL DO INVESTIDOR, 2008).

Nesse contexto, a dinâmica geopolítica mundial está muito relacionada à demanda e oferta do setor, onde todas essas questões afetam o preço do petróleo.

2.6.7 RISCOS DE CRÉDITO

São riscos associados à incerteza em relação às perdas com crédito. Há incertezas quanto à liquidação do título (outro termo) na data do seu vencimento, uma vez que quando se investe ou quando o fundo adquire um título, está se emprestando dinheiro ou aplicando uma quantia em determinado empreendimento e, por conseguinte, corre-se risco de que o tomador dos recursos não honre a obrigação, ou não pague os juros combinados, ou que o empreendimento não renda o esperado (PORTAL DO INVESTIDOR, 2008).

Tendo em vista que o setor de petróleo exige altos investimentos de capital e a execução dos projetos envolve longo prazo de implantação e desenvolvimento, além das perspectivas de retorno serem de longo prazo, esse tipo de risco deve ser analisado e reduzido ao máximo.

2.7 CONCEITOS EM TEORIA DE DECISÃO

O processo de tomada de decisão muitas vezes é intuitivo. No entanto, quando estas decisões são de fundamental importância para a sobrevivência de uma organização em um setor competitivo da economia, é necessário que ela disponha de um ferramental quantitativo de suporte a decisões.

Segundo Margueron (2003), o maior objetivo da Teoria da Decisão (TD) é de tentar minimizar a subjetividade e a componente intuitiva intrínseca neste processo, através de valores consistentes e lógicos que subsidiem uma ação racional dos decisores. Atualmente, os gerentes têm sustentado deterministicamente suas decisões de forma científica e racional. Este método decisório se baseia na determinação de probabilidades associadas a cada evento possível, na valoração de cada um deles e, finalmente, na definição quantitativa da melhor estratégia a ser seguida. Portanto, o agente decisório se defronta com uma realidade da qual ele não tem domínio completo, isto é, há o envolvimento de incertezas que são representadas pelas probabilidades.

A Teoria da Decisão é uma metodologia que permite o melhor entendimento e quantificação do risco, mas ela não o elimina nem o reduz. Tendo em vista que as decisões nos projetos de E&P de petróleo são tomadas

com base em modelos de Teoria da Decisão, torna-se relevante estudar sobre os conceitos e aplicações desta técnica.

Lima (2003) afirma que pesquisas realizadas nos últimos anos constataam que o mais eficiente método para a construção de um modelo de decisão é através de árvores de decisão e de funções de utilidade. Fazendo uso destas duas ferramentas, a primeira para a estruturação (lógica e cronológica) do problema e a segunda para a representação da subjetividade do decisor é possível identificar a melhor decisão a ser tomada em situações de risco. Com a contínua evolução dos computadores a TD faz uso de sofisticadas técnicas analíticas e computacionais na resolução de problemas sob incerteza.

Os principais benefícios na utilização da TD em problemas de decisão podem ser listados a seguir (LIMA, 2003):

- Eficiência nos modelos de decisão construídos;
- Estruturação do problema de decisão com os objetivos e as opções associadas bem definidas;
- Caracterização da sequência cronológica dos pontos de decisão e dos eventos associados;
- Funções de utilidade que permitem representar com relativa fidelidade as escolhas dos decisores;
- Possibilidade de apresentar dados consistentes sobre as decisões para os demais participantes e interessados na tomada de decisões.

2.8 CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO

2.8.1 ÁRVORE DE DECISÃO

De acordo com Margueron (2003), em qualquer ramo de negócio as decisões são tomadas sob condições de incertezas, uma vez que sempre existem pelo menos dois resultados possíveis decorrentes de uma linha de ação escolhida.

As árvores de decisão são compostas por vários eventos aleatórios, cada qual com sua probabilidade de ocorrência. Elas representam uma

sequencia de decisões encadeadas que devem ser analisadas através das técnicas da Teoria da Decisão de modo a se chegar à melhor alternativa de investimento. Portanto, a árvore de decisão é um importante instrumento para o executivo visualizar as alternativas existentes e otimizar o resultado esperado de um empreendimento incerto (MARGUERON, 2003).

Os projetos de petróleo são comumente analisados em árvores de decisão. Os resultados de uma prospecção envolvem muitas incertezas, sendo fundamental saber se vale ou não a pena investir em um bloco exploratório. A seguir é apresentado um exemplo típico de aplicação de árvores de decisão para análise de investimentos na indústria do petróleo.

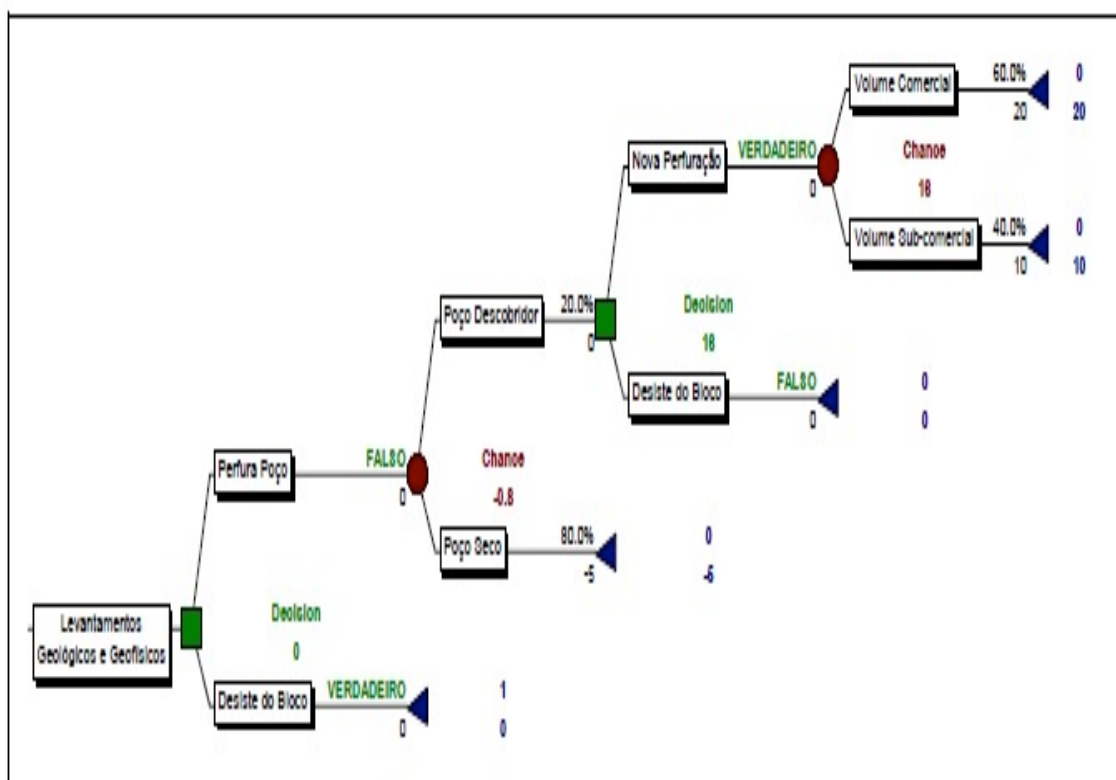


Figura 2: Árvore de decisão de um projeto de E&P de petróleo.

Fonte: Adaptada de (MARGUERON, 2003).

Os quadrados representam os momentos de decisão e os círculos, as situações de incerteza. Nos ramos que partem de cada um dos círculos estão apresentados os resultados com as suas chances de ocorrência e o seu valor monetário. Os valores positivos representam os ganhos e os negativos, as perdas ao se tomar determinada decisão.

Além disso, a Figura 2 ainda demonstra a melhor alternativa a ser tomada utilizando o critério de maximização do Valor Monetário Esperado (VME), que é uma das metodologias de análise de projetos a ser explorada a seguir. Por exemplo, a Figura 2 indica que o indivíduo deve desistir do bloco, uma vez que essa linha de ação não lhe causaria prejuízos decorrentes da perfuração do poço, ou seja, o decisor deve optar pela linha de ação indicada como “VERDADEIRO” (MARGUERON, 2003).

2.8.2 MAXIMIZAÇÃO DO VALOR MONETÁRIO ESPERADO

Segundo Lima (2003), para a tomada de decisão em projetos de investimentos sob incerteza é necessária a atribuição de valores aos possíveis resultados existentes para cada curso de ação. Geralmente a escala adotada para esta valoração é a escala monetária, daí se falar em valor monetário. Assim como na maioria dos problemas de decisão, também no segmento de E&P de petróleo a escala monetária é a mais realista, haja vista a associação dos eventos de sucesso e fracasso com as perdas e os ganhos monetários.

O conceito do valor monetário esperado (VME) possibilita agregar três variáveis importantes na tomada de decisão (ganhos monetários, perdas monetárias e probabilidade de sucesso) gerando um único índice econômico de decisão. O VME representa o valor monetário médio obtido em um projeto quando na existência de uma carteira com um número relativamente grande de projetos e quando todos são avaliados por este método.

Denotando-se a variável aleatória X como o valor esperado para cada ação tomada (a_j), a ação ótima é aquela que corresponde ao valor esperado máximo. A expressão para esta escolha ótima é dada por:

$$VME = E(X) = \max_{j=1,2,3} \{E(X/a_j)\},$$

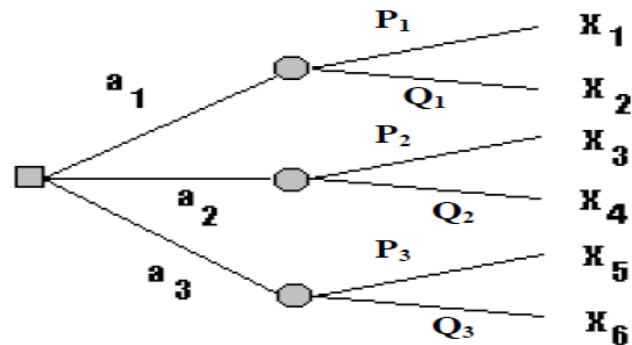


Figura 3: Árvore de decisão com valores monetários X_i e as probabilidades P_i e Q_i .

Fonte: adaptada de (LIMA, 2003).

Onde:

$$E(X/a_1) = P_1.X_1 + Q_1.X_2$$

$$E(X/a_2) = P_2.X_3 + Q_2.X_4$$

$$E(X/a_3) = P_3.X_5 + Q_3.X_6$$

$$P_i + Q_i = 1 ; \text{ para } i = 1,2,3$$

2.9 APLICAÇÃO DA TEORIA DE DECISÃO EM PROJETOS DE E&P DE PETRÓLEO

A aplicação da Teoria de Decisão (TD) na indústria do petróleo se iniciou de modo mais intenso na década de 1970 nas empresas petrolíferas norte-americanas, haja vista a condição de mercado vigente nos Estados Unidos e a consequente busca por melhores resultados na perfuração de poços exploratórios e na quantificação das reservas. Lima (2003) afirma que uma das barreiras para a utilização da TD em exploração de petróleo – como também em outras áreas – foi a resistência das próprias empresas envolvidas nas tomadas de decisão, por ser a TD uma ferramenta nova e pouco experimentada na época. Atualmente as técnicas de TD são largamente utilizadas pelas empresas do setor petrolífero.

Ainda de acordo com Lima (2003), os critérios da TD não eliminam nem mesmo reduz o risco envolvido na atividade exploratória, pois como se sabe

não é possível prever e controlar as variáveis representativas da natureza (estruturas geológicas, acumulação de hidrocarbonetos etc.). Assim, a utilidade da TD é de servir como uma ferramenta para melhor avaliar, quantificar e entender os riscos envolvidos no processo de tomada de decisão e com isso gerar decisões que minimizem a exposição ao risco, ou seja, minimizem as perdas monetárias.

Várias companhias petrolíferas tomam suas decisões tendo como base o critério do VME, obtendo com isso resultados satisfatórios em termos de sucesso exploratório e quantificação de reservas e conseqüentemente na locação dos investimentos em E&P. Isto se justifica pelo fato de que caso o investimento direcionado para a exploração represente uma pequena fração do orçamento da companhia, o tomador de decisão pode conservar o seu critério de decisão baseado tão somente no VME. Desta forma se considera que o nível de aversão ao risco do tomador de decisão é nulo, ou seja, que o tomador de decisão é indiferente ao risco.

CAPÍTULO III

3 METODOLOGIA DE PESQUISA

3.1 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A presente pesquisa se valeu das diretrizes de Cooper e Schindler (2003) para apresentar as informações sobre o método e procedimentos metodológicos utilizados neste trabalho.

Segundo Cooper e Schindler (2003), exploração é o processo de coletar informações para formular ou refinar questões de administração, de pesquisa, investigativas ou de mensuração. A pesquisa exploratória é feita para aumentar o entendimento do problema de pesquisa, identificar formas alternativas de resolver o problema, reunir informações para refinar a questão de pesquisa e identificar fontes para as verdadeiras questões de pesquisa e estrutura de amostragem.

As técnicas utilizadas para o desenvolvimento da pesquisa se basearam principalmente em:

- Levantamento de dados de produção;
- Levantamento, tabulação, tratamento e análise de dados relacionados à produção e os seus custos;
- Estabelecimento de algumas premissas;
- Aplicação de um modelo para determinar a viabilidade do investimento a partir dos dados coletados;
- Elaboração de tabelas com os resultados obtidos.

Seguindo este raciocínio, neste trabalho foi abordado primeiramente um estudo exploratório qualitativo sobre o processo e as etapas de exploração e produção offshore de petróleo. O conhecimento dessas atividades serviu de base para entender de onde surgem os riscos e as incertezas de projetos de exploração de petróleo. Posteriormente ao estudo feito sobre riscos e incertezas do projeto, foi avaliado também como se dá o comportamento do fluxo de caixa desses projetos e os critérios que auxiliam na tomada de

decisão, dentre eles o Valor Monetário Esperado (VME), o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) e o cálculo do ponto de equilíbrio da produção.

3.2 MÉTODO DE ANÁLISE

Para a realização do estudo de caso, foram estimados dados para um robusto campo de petróleo através de modelos simulados por especialistas da área. Com esses dados, foi aplicada uma metodologia que permitisse determinar a viabilidade econômica de exploração de um campo hipotético.

Este estudo foi feito para diferentes cenários, que consiste em um modelo que considera um cenário pessimista (P90), que representa a reserva de petróleo provada que pode ser explorada; moderado (P50), que representa a reserva provada acrescida da provável; e otimista (P10), como sendo a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis (STEAGALL, 2001).

O preço de venda do barril de petróleo utilizado para este estudo, considerou três hipóteses: o preço atual do petróleo (base: janeiro/13); o preço mais baixo do petróleo nos últimos 10 anos; e um último caso que considerou a média de preço dos últimos 10 anos.

Além disso, foi determinado o ponto de equilíbrio para cada cenário, identificando o momento em que a empresa passa a ter um retorno financeiro de seu investimento. Também foi calculado o VPL do projeto, que é mais um importante indicador que determina a atratividade do investimento.

O cálculo do VME é baseado em duas variáveis:

- P = probabilidade de determinado evento ocorrer;
- I= impacto no projeto caso o evento ocorra.

A partir desses valores, é possível efetuar cálculos que determinem o valor ponderado dos eventos, o valor esperado da ação, a perda de oportunidade, e a ação que minimiza a perda de oportunidade.

Já para o cálculo do VPL é utilizado a seguinte fórmula:

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

Onde:

- FC= fluxo de caixa;
- i= taxa mínima de atratividade;
- t= período;
- n= duração total do projeto.

Um VPL positivo mostra que o projeto é atrativo economicamente para o empreendedor. Um VPL negativo indica que o projeto não é viável economicamente. Já um VPL igual a zero demonstra que o investimento é indiferente.

Por fim, foi calculado o ponto de equilíbrio para cada cenário pela seguinte fórmula:

$$PE = \frac{CF}{RLu - CVu}$$

Onde:

- PE= ponto de equilíbrio;
- CF= custo fixo;
- RLu= receita líquida unitária;
- CVu= custo variável unitário.

Todos os dados foram então tabulados e uma análise com os resultados obtidos foi feita determinando assim a melhor decisão a ser tomada considerando cada cenário econômico. A metodologia aqui aplicada se justifica para um modelo de tomada de decisão em investimento de petróleo, uma vez que o uso do VME promove resultados satisfatórios para empresas de grande porte com alto capital financeiro para investimento.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

4.1 TABULAÇÃO DOS DADOS

Em conversa com especialistas da área de projetos de uma grande empresa de petróleo, gás e energia do país, foi possível criar um modelo hipotético de um campo de petróleo robusto para utilizar a metodologia aqui apresentada. Abaixo seguem os dados de investimento a serem aplicados no estudo de caso:

Tabela 1 – Investimentos das fases de exploração e avaliação.

Atividades	Valor do investimento (US\$)
Projeto, estudos e mão-de-obra	10.000.000,00
Poço exploratório	200.000.000,00
Poço ADR (Aquisição de dados de reservatório)	200.000.000,00
TLD (Teste de longa duração)	100.000.000,00
TOTAL	510.000.000,00

Tabela 2 – Investimentos da fase de desenvolvimento.

Atividades	Valor do investimento (US\$)
Projeto, estudos e mão-de-obra	50.000.000,00
Perfuração e completação dos poços	2.500.000.000,00
Sistema de coleta e escoamento	1.200.000.000,00
Construção do FPSO	1.400.000.000,00
Compensação ambiental	25.000.000,00
TOTAL	5.175.000.000,00

4.2 PREMISSAS

Abaixo seguem algumas premissas adotadas para o modelo estudado:

- O projeto tem um período total de 33 anos, sendo que a produção de óleo considera um período de 25 anos, começando a partir do nono ano.
- Custo de produção unitário do barril de petróleo no cenário P90: 11,00 US\$/bbl.
- Custo de produção unitário do barril de petróleo no cenário P50: 9,00 US\$/bbl.
- Custo de produção unitário do barril de petróleo no cenário P10: 7,00 US\$/bbl.
- Para o cálculo do ponto de equilíbrio foi considerado o maior valor do custo de produção unitário (US\$ 11,00/bbl).
- Custo de abandono do campo: US\$ 200 MM.
- Royalties: 10% da receita bruta.
- Imposto de renda: 15% da receita após o desconto dos royalties.
- TMA (Taxa Mínima de Atratividade): 12% ao ano.
- Os custos com desenvolvimento do projeto, pesquisa e mão-de-obra foram rateados considerando o período total do projeto (33 anos).
- Para as fases de exploração e avaliação do projeto, o rateio considerou o período dos quatro primeiros anos.
- Para a fase de desenvolvimento do projeto, foi considerado um período de dez anos, a partir do quarto ano, com a exceção do FPSO que tem duração de investimento de seis anos e da compensação ambiental que o desembolso deve ser feito no ano que começa a produção.
- A fase de execução começa a partir do nono ano, se estendendo até o último ano do projeto. Os custos com a fase de execução são custos variáveis, e são calculados de acordo com o cenário de produção do campo.
- A fase de encerramento do projeto (abandono do campo) começa a partir do quarto último ano.

4.3 PREÇO DE COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO

O preço do barril de petróleo é um fator decisivo na viabilidade de um projeto de exploração de petróleo, por conta disso, as grandes empresas desse setor estão sempre adiantando ou postergando suas atividades em função da variação do preço deste commodity.

Segundo o atual economista-chefe da Agência Internacional de Energia (AIE), Fatih Birol, o preço do barril de petróleo deve ficar em torno de US\$ 100 durante os próximos dez anos (NOGUEIRA, 2012). Tendo em vistas essas informações, as empresas petrolíferas procuram adiantar o máximo seus projetos para aproveitar o cenário favorável da economia.

O estudo aqui realizado levou em conta três diferentes preços para este produto, com base histórica dos dados dos últimos dez anos. Os valores aqui considerados para estudar a viabilidade do projeto foram US\$ 114,00/bbl (o preço atual do petróleo, com base em janeiro de 2013); US\$ 34,00/bbl (a média anual mais baixa desde 2003); e US\$ 74,50/bbl (a média dos últimos dez anos). A Tabela 3 abaixo demonstra o preço médio do petróleo por ano desde 2003.

Tabela 3 – Preço médio do barril de petróleo nos últimos dez anos.

Ano	Preço (US\$)
2003	34,00
2004	43,00
2005	60,00
2006	70,00
2007	75,00
2008	97,00
2009	64,00
2010	79,00
2011	111,00
2012	112,00

Fonte: Adaptado da ANP (2012).

4.4 CURVA DE PRODUÇÃO

A curva de produção estimada de um projeto é fundamental para garantir e determinar o retorno do investimento e lucratividade da companhia. Os dados de produção apresentados a seguir serviram como base para calcular o fluxo de caixa do projeto. O modelo representa os três possíveis cenários da produção do campo:

- P10 (estimativa otimista);
- P50 (estimativa mediana);
- P90 (estimativa pessimista).

Onde a estimativa P_n significa que existe $n\%$ de probabilidade que o valor real seja igual ou superior ao valor estimado (STEAGALL, 2001).

O volume de óleo total estimado a ser produzido para cada cenário de produção é de aproximadamente 534,4 milhões de barris para o P10; 381,7 milhões de barris para o P50 e 286,3 milhões de barris para o P90.

A Tabela 4 demonstra a quantidade de barril a ser produzida por dia para cada ano do projeto. Os dados consideram a premissa de que a produção começa a partir do nono ano do projeto.

Tabela 4 – Dados estimados da curva de produção (em barris de petróleo por dia).

Ano	P10	P50	P90
9	43.836	38.356	27.397
10	60.274	50.685	32.877
11	82.192	68.493	60.274
12	128.775	109.595	71.233
13	128.767	106.849	65.753
14	123.288	95.890	60.274
15	115.068	80.822	54.795
16	104.110	67.945	50.685
17	95.890	54.795	43.836
18	82.192	45.205	39.726
19	71.233	39.726	32.877
20	57.534	31.507	27.397
21	49.315	28.082	24.658
22	38.301	25.342	21.918

23	31.507	23.288	20.548
24	26.575	20.548	16.438
25	26.301	18.904	16.027
26	26.027	18.630	15.836
27	25.753	18.356	15.397
28	25.205	17.808	15.096
29	24.932	17.534	14.814
30	24.658	17.261	14.534
31	24.384	16.987	14.255
32	24.110	16.713	13.975
33	23.836	16.438	13.701

A Figura 4 ilustra as curvas de produção estimadas com base nos dados da Tabela 4.

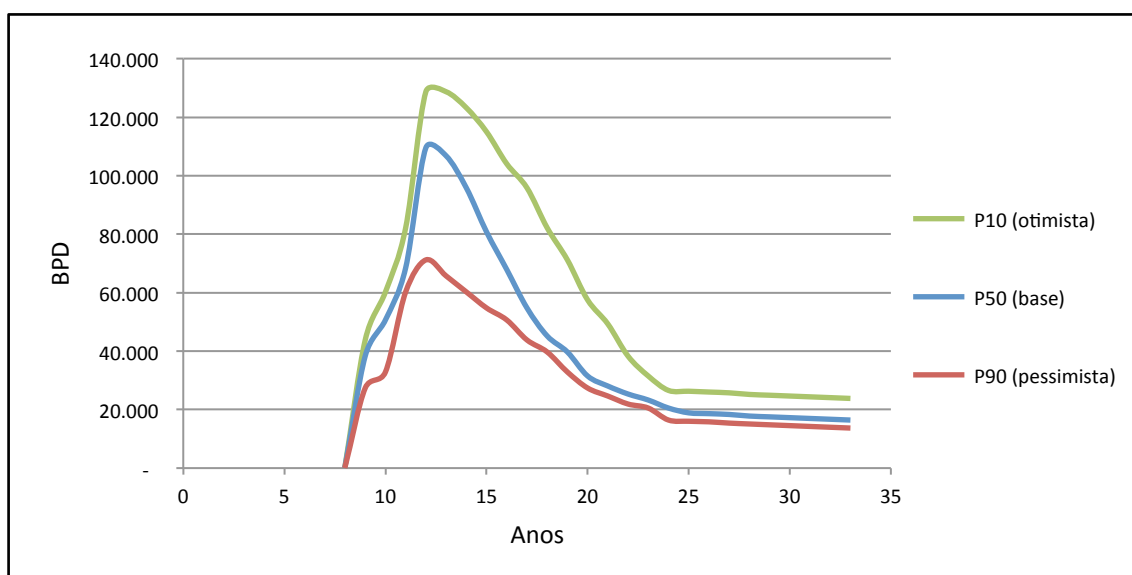


Figura 4 – Curvas de produção estimadas.

Fonte: próprio autor.

Tabela 7 – Planejamento anual de investimento do 23° ao 33° ano (em US\$ MM).

Fases	Atividade	ANO										
		23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Fase de exploração e avaliação	Projeto, estudos e mão-de-obra											
	Poços exploratórios, ADR e TLD											
Fase de desenvolvimento	Projeto, estudos e mão-de-obra	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	Perfuração e completação											
	Coleta e escoamento											
	FPSO											
	SMS											
Fase de execução	P10	81	68	67	67	66	64	64	63	62	62	61
	P50	77	68	62	61	60	59	58	57	56	55	54
	P90	83	66	64	64	62	61	59	58	57	56	55
Fase de encerramento	Abandono do campo							40	40	40	40	40

Consolidando os dados das Tabelas 5, 6 e 7, é possível traçar as curvas de investimento acumulado de cada cenário. A Figura 5 ilustra esse resultado.

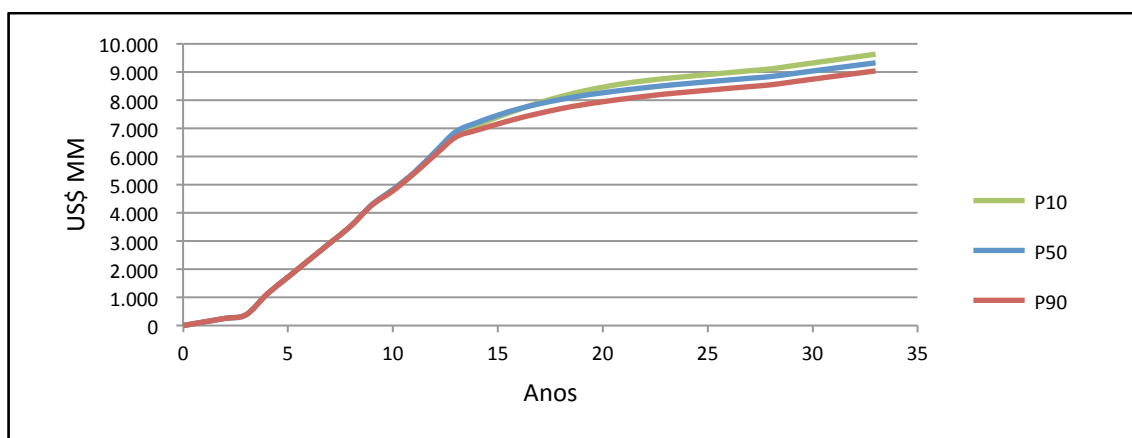


Figura 5 – Curvas de investimento acumulado.

Fonte: próprio autor.

As curvas de investimento acumulado podem ser usadas para acompanhar o avanço financeiro do projeto. Tal curva permite a comparação do planejamento com a execução.

4.6 ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica aqui realizada, calculou o fluxo de caixa, o ponto de equilíbrio da produção, o VPL (valor presente líquido) e VME (valor monetário esperado) do projeto de exploração e produção de petróleo para diferentes cenários econômicos. Tais cenários foram determinados com uma análise histórica do preço de comercialização do petróleo, conforme demonstrado na seção 4.3.

4.6.1 CENÁRIO ECONÔMICO ATUAL

No cenário econômico atual, utilizou-se como base o valor atual do petróleo US\$ 114,00/bbl (base: janeiro/13).

4.6.1.1 Fluxo de Caixa

A Tabela 8 demonstra o fluxo de caixa líquido para este cenário econômico.

Tabela 8 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico atual (em US\$ MM).

Ano	Investimento			Receita Líquida*			Fluxo de caixa		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
2	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
3	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
4	733	733	733	0	0	0	-733	-733	-733
5	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
6	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
7	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
8	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
9	742	756	740	1.395	1.221	872	653	465	132
10	526	538	504	1.919	1.613	1.047	1.393	1.075	543
11	582	597	614	2.616	2.180	1.919	2.035	1.584	1.305
12	701	732	658	4.099	3.489	2.267	3.398	2.757	1.610
13	701	723	636	4.099	3.401	2.093	3.398	2.679	1.457
14	317	317	244	3.924	3.052	1.919	3.608	2.736	1.675

15	296	267	222	3.663	2.573	1.744	3.367	2.306	1.523
16	268	225	205	3.314	2.163	1.613	3.046	1.938	1.408
17	247	182	178	3.052	1.744	1.395	2.806	1.563	1.218
18	212	150	161	2.616	1.439	1.265	2.405	1.289	1.103
19	184	132	134	2.267	1.265	1.047	2.084	1.132	913
20	149	105	112	1.831	1.003	872	1.683	898	760
21	128	94	101	1.570	894	785	1.442	800	684
22	100	85	90	1.219	807	698	1.120	722	608
23	82	78	84	1.003	741	654	921	663	570
24	70	69	68	846	654	523	776	585	456
25	69	64	66	837	602	510	768	538	444
26	68	63	65	828	593	504	760	530	439
27	67	62	63	820	584	490	752	522	427
28	66	60	62	802	567	481	736	507	418
29	105	99	101	794	558	472	688	459	370
30	105	98	100	785	549	463	680	451	363
31	104	97	99	776	541	454	672	443	355
32	103	97	98	767	532	445	664	435	347
33	103	96	97	759	523	436	656	428	339

*A receita líquida já considera os pagamentos de royalties e imposto de renda conforme as premissas estabelecidas na seção 4.2.

A Figura 6 demonstra graficamente a variação do fluxo de caixa líquido ao longo dos anos.

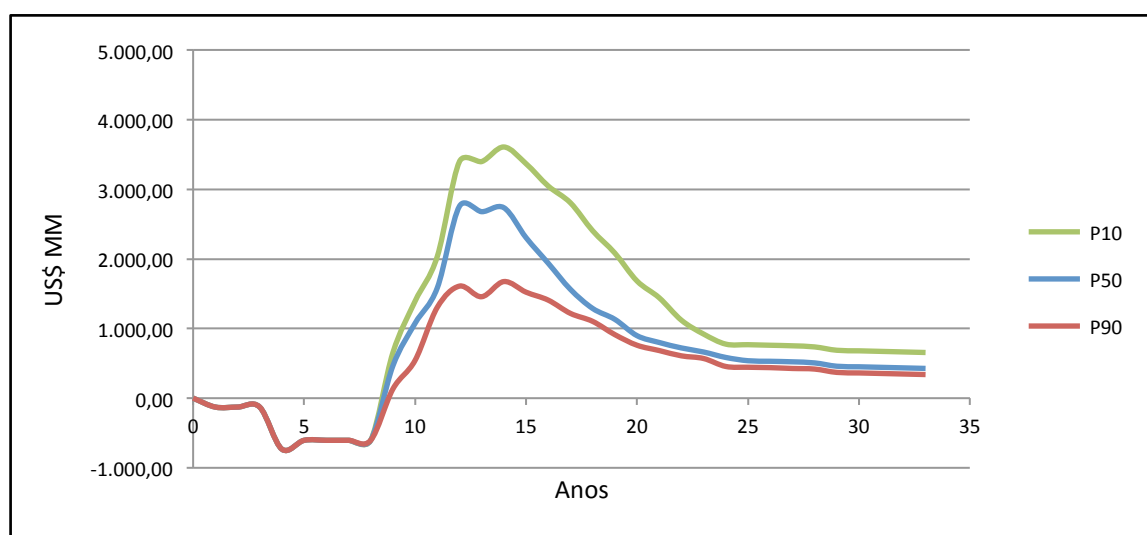


Figura 6 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico atual.

Fonte: próprio autor.

4.6.1.2 Valor Presente Líquido

A partir do fluxo de caixa líquido, foi possível calcular o VPL do projeto. A TMA (taxa mínima de atratividade) considerada foi de 12% ao ano, conforme a seção 4.2. A Tabela 9 representa o VPL para cada ano do projeto.

Tabela 9 – VPL esperado para o cenário econômico atual (em US\$ MM).

Ano	P10	P50	P90
0	0	0	0
1	-114	-114	-114
2	-102	-102	-102
3	-91	-91	-91
4	-466	-466	-466
5	-343	-343	-343
6	-307	-307	-307
7	-274	-274	-274
8	-244	-244	-244
9	236	168	48
10	448	346	175
11	585	455	375
12	872	708	413
13	779	614	334
14	738	560	343
15	615	421	278
16	497	316	230
17	409	228	177
18	313	168	143
19	242	131	106
20	174	93	79
21	133	74	63
22	93	60	50
23	68	49	42
24	51	39	30
25	45	32	26
26	40	28	23
27	35	24	20
28	31	21	18
29	26	17	14
30	23	15	12
31	20	13	11
32	18	12	9
33	16	10	8
Soma	4.567	2.661	1.088

4.6.1.3 Ponto de Equilíbrio

O ponto de equilíbrio permite determinar o número mínimo de barris de petróleo a serem produzidos para que a receita seja igual a zero. Considerando este cenário econômico, temos:

$$PE = \frac{CF}{RLu - CVu}$$

Em que:

- CF = US\$ 5.685 MM (soma dos investimentos das fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e abandono do campo).
- RLu = US\$ 87,21 (receita bruta unitária menos os royalties e imposto de renda).
- CVu = US\$ 11,00.

Logo, PE = 77,2 MM de barris aproximadamente. A Figura 7 demonstra a curva do ponto de equilíbrio.

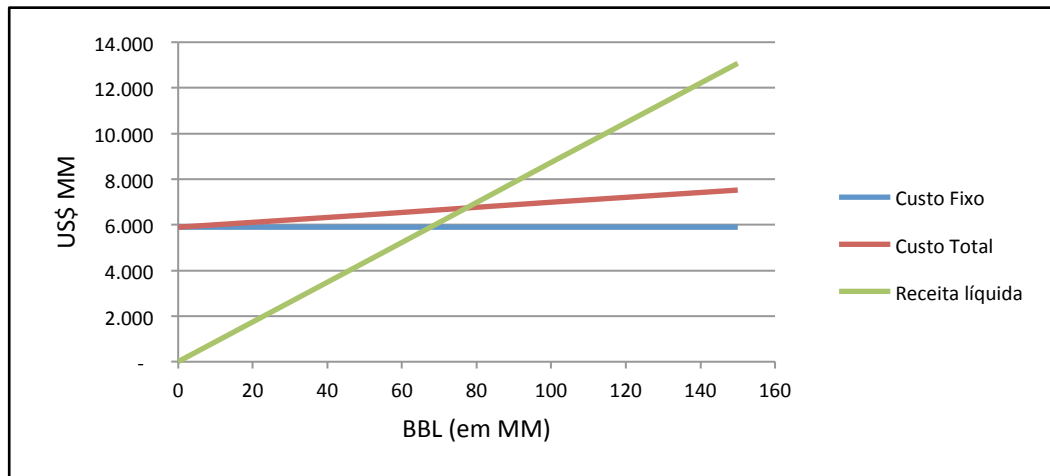


Figura 7 – Gráfico do ponto de equilíbrio do cenário econômico atual.

Fonte: próprio autor.

4.6.1.4 Valor Monetário Esperado

Para a aplicação da metodologia do VME como auxílio a tomada de decisão, foi analisado se o tomador de decisão deve ou não realizar o desenvolvimento do campo dado que a fase de exploração e avaliação foram concluídas.

No caso em que o decisor escolhe desenvolver o campo, tem-se três eventos possíveis: produção elevada; produção moderada; e produção baixa. Já no caso de o decisor optar por não desenvolver o campo, o único evento possível será a devolução do campo para o governo.

A Tabela 10 ilustra o VPL esperado de cada evento e sua probabilidade de ocorrência. Tais valores refletem o VPL calculado na seção 4.6.1.2. No caso do não desenvolvimento do campo, o valor esperado refere-se apenas ao VPL até o quarto ano sem considerar gastos da fase de desenvolvimento.

Já as probabilidades de cada evento são baseadas na curva de produção do modelo P10, P50 e P90 (produção elevada, média e baixa, respectivamente). Conforme Steagall (2001), P10 indica que existe 10% de probabilidade da produção ser alta. O P90 indica que existe 90% de probabilidade da produção não ser baixa, logo 10% de chance de ser baixa. Portanto, os outros 80% restantes representam uma faixa em que a produção é considerada média, ou seja, a mais esperada.

Tabela 10 – Valor esperado de cada evento (em US\$ MM).

Eventos	Ações		Probabilidade
	A1: Desenvolver o campo	A2: Não desenvolver o campo	
B1: Produção elevada (P10)	4.567	-	10%
B2: Produção moderada (P50)	2.661	-	80%
B3: Produção baixa (P90)	1.088	-	10%
B4: Sem produção	-	-387	100%

A Figura 8 ilustra a árvore de decisão do cenário econômico atual, onde **A** representa as ações, **B** os eventos e **X** o valor esperado de cada evento.

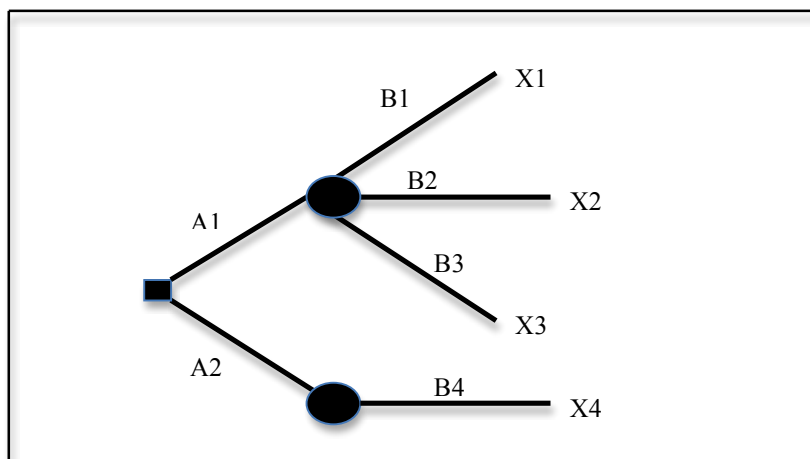


Figura 8 – Árvore de decisão do cenário econômico atual.

Fonte: próprio autor.

Com os dados da Tabela 10, é possível calcular o valor esperado de cada ação, que é dado pelo somatório dos valores ponderados de cada evento. A Tabela 11 e 12 ilustram esses cálculos para a ação 1 e 2 respectivamente.

Tabela 11 – Valor esperado da ação 1.

Evento	Probabilidade	Valor esperado (US\$ MM)	Valor esperado ponderado (US\$ MM)
B1: Produção elevada (P10)	10%	4.567	457
B2: Produção moderada (P50)	80%	2.661	2.129
B3: Produção baixa (P90)	10%	1.088	109
Total	100%		2.694

Tabela 12 – Valor esperado da ação 2.

Evento	Probabilidade	Valor esperado (US\$ MM)	Valor esperado ponderado (US\$ MM)
B4: Sem produção	100%	-387	-387
Total	100%	-387	-387

A partir do valor esperado das ações, é possível determinar a perda de oportunidade, que representa o prejuízo ocorrido devido ao erro de não se

tomar a melhor ação disponível. Deste modo, a perda de oportunidade é dada pela diferença entre o maior valor esperado possível menos o valor da ação. A Tabela 13 demonstra os valores da perda de oportunidade.

Tabela 13 – Cálculo da perda de oportunidade.

Valor esperado (US\$ MM)		Perda de oportunidade (US\$ MM)	
Ação 1	Ação 2	A1	A2
2.694	-387	0	3.082

Sendo assim, a ação que minimiza a perda de oportunidade deverá ser a ação escolhida, que neste caso é a ação 1, ou seja, desenvolver o campo.

4.6.2 CENÁRIO ECONÔMICO PESSIMISTA

Para o cenário econômico pessimista, considerou-se o valor de comercialização de US\$ 34,00/bbl, menor média anual dos últimos dez anos.

4.6.2.1 Fluxo de Caixa

A Tabela 14 demonstra o fluxo de caixa líquido do projeto adotando o valor de comercialização do barril de petróleo para este cenário.

Tabela 14 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico pessimista (em US\$ MM).

ANO	Investimento			Receita líquida*			Fluxo de caixa		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
2	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
3	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
4	733	733	733	0	0	0	-733	-733	-733
5	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
6	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
7	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
8	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
9	742	756	740	416	364	260	-326	-392	-480
10	526	538	504	572	481	312	47	-57	-192
11	582	597	614	780	650	572	199	54	-41
12	701	732	658	1.223	1.040	676	522	309	19

13	701	723	636	1.222	1.014	624	522	292	-11
14	317	317	244	1.170	910	572	854	594	329
15	296	267	222	1.092	767	520	797	500	299
16	268	225	205	988	645	481	721	420	276
17	247	182	178	910	520	416	664	339	238
18	212	150	161	780	429	377	569	279	216
19	184	132	134	676	377	312	493	245	178
20	149	105	112	546	299	260	398	194	148
21	128	94	101	468	267	234	341	173	133
22	100	85	90	364	241	208	264	156	118
23	82	78	84	299	221	195	217	143	111
24	70	69	68	252	195	156	183	126	88
25	69	64	66	250	179	152	181	116	86
26	68	63	65	247	177	150	179	114	85
27	67	62	63	244	174	146	177	112	83
28	66	60	62	239	169	143	173	109	81
29	105	99	101	237	166	141	131	67	39
30	105	98	100	234	164	138	129	65	38
31	104	97	99	231	161	135	128	64	36
32	103	97	98	229	159	133	126	62	35
33	103	96	97	226	156	130	124	60	33

*A receita líquida já considera os pagamentos de royalties e imposto de renda conforme as premissas estabelecidas na seção 4.2.

A Figura 9 demonstra graficamente a variação do fluxo de caixa líquido ao longo dos anos.

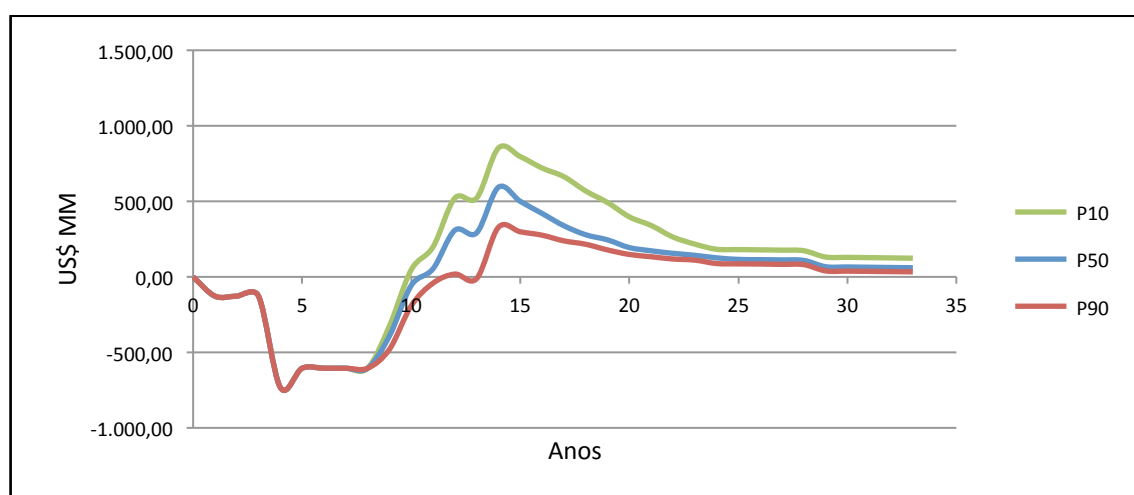


Figura 9 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico pessimista.

Fonte: próprio autor.

4.6.2.2 Valor Presente Líquido

Seguindo o modelo do cenário econômico anterior, a partir do fluxo de caixa líquido para este cenário, pode-se determinar o VPL do projeto. A Tabela 15 representa o VPL para cada ano do projeto.

Tabela 15 – VPL esperado para o cenário econômico pessimista (em US\$ MM).

Ano	P10	P50	P90
0	0	0	0
1	-114	-114	-114
2	-102	-102	-102
3	-91	-91	-91
4	-466	-466	-466
5	-343	-343	-343
6	-307	-307	-307
7	-274	-274	-274
8	-244	-244	-244
9	-118	-141	-173
10	15	-18	-62
11	57	15	-12
12	134	79	5
13	120	67	-3
14	175	121	67
15	146	91	55
16	118	69	45
17	97	49	35
18	74	36	28
19	57	28	21
20	41	20	15
21	32	16	12
22	22	13	10
23	16	11	8
24	12	8	6
25	11	7	5
26	9	6	4
27	8	5	4
28	7	5	3
29	5	3	1
30	4	2	1
31	4	2	1
32	3	2	1
33	3	1	1
Soma	-888	-1.442	-1.860

4.6.2.3 Ponto de Equilíbrio

Seguindo o raciocínio do cenário econômico anterior, temos:

$$PE = \frac{CF}{RLu - CVu}$$

Em que:

- CF = US\$ 5.685 MM (soma dos investimentos das fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e abandono do campos).
- RLu = US\$ 26,01 (receita bruta unitária menos os royalties e imposto de renda).
- CVu = US\$ 11,00.

Logo, PE = 392,1 MM de barris aproximadamente. A Figura 10 demonstra a curva do ponto de equilíbrio para este cenário econômico.

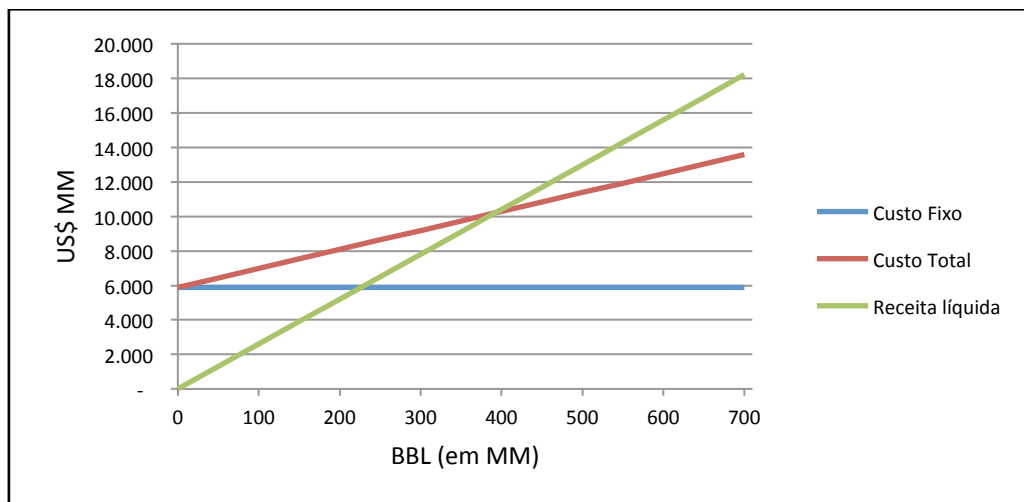


Figura 10 – Gráfico do ponto de equilíbrio do cenário econômico pessimista.

Fonte: próprio autor.

4.6.2.4 Valor Monetário Esperado

Seguindo o mesmo princípio do cenário econômico atual, a análise do VME foi feita com relação ao tomador de decisão desenvolver o não o campo dado que a fase de exploração e avaliação foram concluídas.

No caso em que o decisor escolhe desenvolver o campo, teremos os mesmo três eventos possíveis: uma produção elevada; uma produção

moderada; e uma produção baixa. Já no caso de o decisor optar por não desenvolver o campo, o único evento possível será a devolução do campo para o governo.

A Tabela 16 ilustra o VPL esperado de cada evento e sua probabilidade de ocorrência. Tais valores refletem o VPL calculado na seção 4.6.2.2. No caso do não desenvolvimento do campo, o valor esperado refere-se apenas ao VPL até o quarto ano sem considerar gastos da fase de desenvolvimento.

As probabilidades de cada evento permanecem as mesmas utilizadas no cenário econômico anterior. Desta forma, tem-se:

Tabela 16 – Valor esperado de cada evento (em US\$ MM).

Eventos	Ações		Probabilidade
	A1: Desenvolver o campo	A2: Não desenvolver o campo	
B1: Produção elevada (P10)	-888	-	10%
B2: Produção moderada (P50)	-1.442	-	80%
B3: Produção baixa (P90)	-1.860	-	10%
B4: Sem produção	-	-387	100%

A Figura 11 ilustra a árvore de decisão do cenário econômico pessimista, onde **A** representa as ações, **B** os eventos e **X** o valor esperado de cada evento.

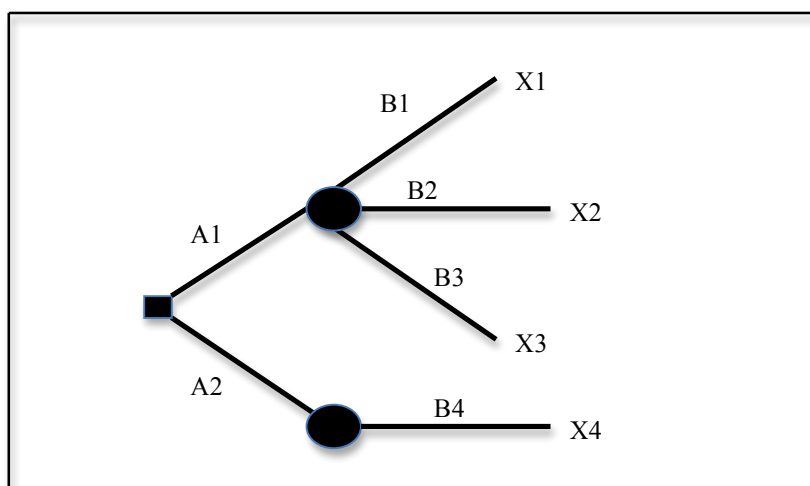


Figura 11 – Árvore de decisão do cenário econômico pessimista.

Fonte: próprio autor.

Com os dados da Tabela 16, é possível calcular o valor esperado de cada ação, que é dado pelo somatório dos valores ponderados de cada evento. A Tabela 17 e 18 ilustram esses cálculos para a ação 1 e 2 respectivamente.

Tabela 17 – Valor esperado da ação 1.

Evento	Probabilidade	Valor esperado (US\$ MM)	Valor esperado ponderado (US\$ MM)
B1: Produção elevada (P10)	10%	-888	-89
B2: Produção moderada (P50)	80%	-1.442	-1.154
B3: Produção baixa (P90)	10%	-1.860	-189
Total	100%		-1.429

Tabela 18 – Valor esperado da ação 2.

Evento	Probabilidade	Valor esperado (US\$ MM)	Valor esperado ponderado (US\$ MM)
B4: Sem produção	100%	-387	-387
Total	100%	-387	-387

A partir do valor esperado das ações, foi possível determinar a perda de oportunidade, que representa o prejuízo ocorrido devido ao erro de não se tomar a melhor ação disponível. Deste modo, a perda de oportunidade é dada pela diferença entre o maior valor esperado possível menos o valor da ação. A Tabela 19 demonstra os valores da perda de oportunidade.

Tabela 19 – Cálculo da perda de oportunidade.

Valor esperado (US\$ MM)		Perda de oportunidade (US\$ MM)	
Ação 1	Ação 2	A1	A2
-1.429	-387	1.041	0

Sendo assim, a ação que minimiza a perda de oportunidade deverá ser a ação escolhida, que neste caso é a ação 2, ou seja, não desenvolver o campo.

4.6.3 CENÁRIO ECONÔMICO MEDIANO

O cenário econômico mediano adota como premissa o valor de US\$ 74,50/bbl. Valor este que representa a média do preços do barril dos últimos dez anos.

4.6.3.1 Fluxo de Caixa

A Tabela 20 demonstra o fluxo de caixa líquido do projeto considerando esta premissa.

Tabela 20 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico mediano (em US\$ MM).

ANO	Investimento			Receita líquida*			Fluxo de caixa		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
2	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
3	128	128	128	0	0	0	-128	-128	-128
4	733	733	733	0	0	0	-733	-733	-733
5	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
6	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
7	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
8	605	605	605	0	0	0	-605	-605	-605
9	742	756	740	912	798	570	170	42	-170
10	526	538	504	1.254	1.054	684	728	516	180
11	582	597	614	1.710	1.425	1.254	1.128	828	640
12	701	732	658	2.679	2.280	1.482	1.978	1.548	824
13	701	723	636	2.679	2.223	1.368	1.978	1.500	732
14	317	317	244	2.565	1.995	1.254	2.248	1.678	1.010
15	296	267	222	2.394	1.681	1.140	2.098	1.414	918
16	268	225	205	2.166	1.413	1.054	1.898	1.189	849
17	247	182	178	1.995	1.140	912	1.748	958	734
18	212	150	161	1.710	940	826	1.498	790	665
19	184	132	134	1.482	826	684	1.298	694	550
20	149	105	112	1.197	655	570	1.048	550	458
21	128	94	101	1.026	584	513	898	490	412
22	100	85	90	797	527	456	697	442	366
23	82	78	84	655	484	427	573	406	343
24	70	69	68	553	427	342	483	358	274
25	69	64	66	547	393	333	478	329	267
26	68	63	65	541	388	329	473	325	264
27	67	62	63	536	382	320	468	320	257
28	66	60	62	524	370	314	458	310	252
29	105	99	101	519	365	308	413	265	207
30	105	98	100	513	359	302	408	261	202

31	104	97	99	507	353	297	403	256	198
32	103	97	98	502	348	291	398	251	193
33	103	96	97	496	342	285	393	246	188

*A receita líquida já considera os pagamentos de royalties e imposto de renda conforme as premissas estabelecidas na seção 4.2.

A Figura 12 demonstra graficamente a variação do fluxo de caixa líquido ao longo dos anos.

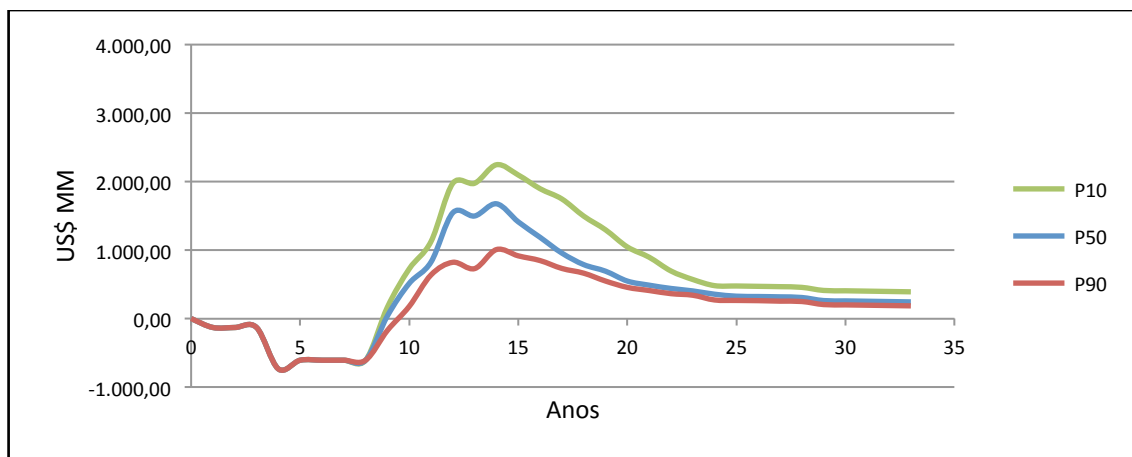


Figura 12 – Fluxo de caixa líquido esperado para o cenário econômico mediano.

Fonte: próprio autor.

4.6.3.2 Valor Presente Líquido

Seguindo o modelo usado nos cenários anteriores, a partir do fluxo de caixa líquido calculado, pode-se determinar o VPL do projeto para este cenário. A Tabela 21 representa o VPL para cada ano do projeto.

Tabela 21 – VPL esperado para o cenário econômico mediano (em US\$ MM).

Ano	P10	P50	P90
0	0	0	0
1	-114	-114	-114
2	-102	-102	-102
3	-91	-91	-91
4	-466	-466	-466
5	-343	-343	-343
6	-307	-307	-307
7	-274	-274	-274
8	-244	-244	-244
9	61	15	-61
10	234	166	58
11	324	238	184
12	508	397	212
13	453	344	168
14	460	343	207
15	383	258	168
16	310	194	139
17	255	140	107
18	195	103	87
19	151	81	64
20	109	57	48
21	83	45	38
22	58	37	30
23	42	30	25
24	32	24	18
25	28	19	16
26	25	17	14
27	22	15	12
28	19	13	11
29	15	10	8
30	14	9	7
31	12	8	6
32	11	7	5
33	9	6	4
Soma	1873	635	-368

4.6.3.3 Ponto de Equilíbrio

Seguindo o raciocínio dos cenários econômicos anteriores, tem-se:

$$PE = \frac{CF}{RLu - CVu}$$

Em que:

- CF = US\$ 5.685 MM (soma dos investimentos das fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e abandono do campos).
- RLu = US\$ 56,99 (receita bruta unitária menos os royalties e imposto de renda).
- CVu = US\$ 11,00.

Logo, PE = 127,9 MM de barris aproximadamente. A Figura 13 abaixo demonstra a curva do ponto de equilíbrio para este cenário econômico.

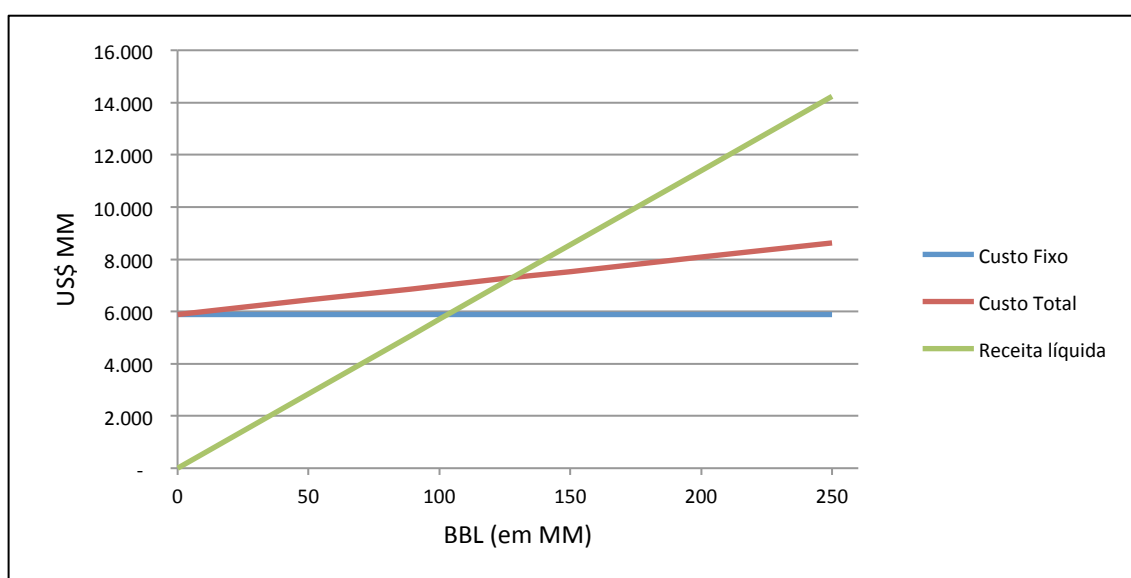


Figura 13 – Gráfico do ponto de equilíbrio do cenário econômico mediano.

Fonte: próprio autor.

4.6.3.4 Valor Monetário Esperado

Seguindo o mesmo princípio dos cenários anteriores, a análise do VME foi feita com relação ao tomador de decisão desenvolver o não o campo dado que a fase de exploração e avaliação foram concluídas.

No caso em que o decisor escolhe desenvolver o campo, teremos os mesmo três eventos possíveis: uma produção elevada; uma produção moderada; e uma produção baixa. Já no caso de o decisor optar por não desenvolver o campo, o único evento possível será a devolução do campo para o governo.

A Tabela 22 ilustra o VPL esperado de cada evento e sua probabilidade de ocorrência. Tais valores refletem o VPL calculado na seção 4.6.3.2. No caso do não desenvolvimento do campo, o valor esperado refere-se apenas ao VPL até o quarto ano sem considerar gastos da fase de desenvolvimento.

As probabilidades de cada evento permanecem as mesmas utilizadas no cenários anteriores. Desta forma, tem-se:

Tabela 22 – Valor esperado de cada evento (em US\$ MM).

Eventos	Ações		Probabilidade
	A1: Desenvolver o campo	A2: Não desenvolver o campo	
B1: Produção elevada (P10)	1.873	-	10%
B2: Produção moderada (P50)	635	-	80%
B3: Produção baixa (P90)	-368	-	10%
B4: Sem produção	-	-387	100%

A Figura 14 ilustra a árvore de decisão do cenário econômico mediano, onde **A** representa as ações, **B** os eventos e **X** o valor esperado de cada evento.

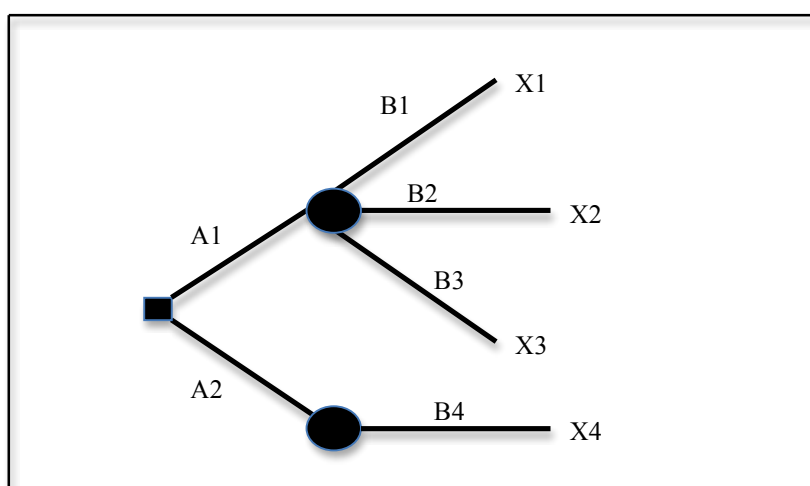


Figura 14 – Árvore de decisão do cenário econômico mediano.

Fonte: próprio autor.

Com os dados da Tabela 22, é possível calcular o valor esperado de cada ação, que é dado pelo somatório dos valores ponderados de cada evento. A Tabela 23 e 24 ilustram esses cálculos para a ação 1 e 2 respectivamente.

Tabela 23 – Valor esperado da ação 1.

Evento	Probabilidade	Valor esperado (US\$ MM)	Valor esperado ponderado (US\$ MM)
B1: Produção elevada (P10)	10%	1.873	187
B2: Produção moderada (P50)	80%	635	508
B3: Produção baixa (P90)	10%	-368	-37
Total	100%		659

Tabela 24 – Valor esperado da ação 2.

Evento	Probabilidade	Valor esperado (US\$ MM)	Valor esperado ponderado (US\$ MM)
B4: Sem produção	100%	-387	-387
Total	100%	-387	-387

A partir do valor esperado das ações, é possível determinar a perda de oportunidade, que representa o prejuízo ocorrido devido ao erro de não se tomar a melhor ação disponível. Deste modo, a perda de oportunidade é dada pela diferença entre o maior valor esperado possível menos o valor da ação. A Tabela 25 demonstra os valores da perda de oportunidade.

Tabela 25 – Cálculo da perda de oportunidade.

Valor esperado (US\$ MM)		Perda de oportunidade (US\$ MM)	
Ação 1	Ação 2	A1	A2
659	-387	0	1.046

Sendo assim, a ação que minimiza a perda de oportunidade deverá ser a ação escolhida, que neste caso é a ação 1, ou seja, desenvolver o campo.

4.7 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Após a análise feita na seção 4.6 para cada cenário econômico considerando as três curvas de produção pôde-se chegar a algumas conclusões.

Para o primeiro cenário econômico estudado, que considera o preço atual do barril de petróleo, é possível verificar que o investimento é extremamente atrativo do ponto de vista financeiro. O VPL do projeto fica acima de 1 bilhão de dólares para os três cenários de produção. O ponto de equilíbrio de 77 milhões de barris mostra o quanto lucrativo pode ser o projeto uma vez que essa quantidade de óleo não chega a 1/3 do volume de óleo esperado para a curva de produção pessimista. Além disso, o valor monetário esperado da ação de desenvolver o campo fica acima dos 2,5 bilhões de dólares, confirmando o quão rentável e lucrativo é o projeto para este cenário.

Já para cenário econômico pessimista, a situação se inverte. O estudo demonstrou que o VPL do projeto é negativo para qualquer curva de produção, o que indica uma aversão ao investimento. O ponto de equilíbrio ficou próximo dos 400 milhões de barris, que é uma quantidade de óleo superior a curva P50. Além disso, a perda de oportunidade por escolher a ação de desenvolver o campo fica superior a 1 bilhão de dólares, o que conclui que a escolha certa a fazer é não desenvolver o campo, pelo menos enquanto o cenário econômico não melhorar.

No último cenário econômico avaliado, os estudos demonstraram que o VPL do projeto é positivo para as curvas P10 e P50. O ponto de equilíbrio fica em aproximadamente 128 milhões de barris, que não chega a ser metade do volume de óleo esperado para a curva P90 (pessimista). E por fim o valor monetário esperado da ação de desenvolver o campo ficou em aproximadamente 660 milhões de dólares, o que indica que a ação a ser tomada é de fato desenvolver o campo.

CAPÍTULO V

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo aqui apresentado, procurou demonstrar como é feita a análise econômica de projetos de exploração e produção de petróleo e utilizou metodologias que auxiliam decisores a fazer a melhor escolha de forma a reduzir os riscos de investimentos da companhia e otimizar o potencial de lucratividade de seus projetos.

É claro que a tomada de decisão não pode ser feita única e exclusivamente com base na metodologia do valor monetário esperado. Embora esta metodologia promova resultados satisfatórios, o VME não leva em conta a preferência do decisor em relação ao risco, baseando-se apenas no retorno financeiro das ações a serem tomadas.

Contudo, o elemento risco desempenha um papel importante, pois de acordo com os valores envolvidos o comportamento do decisor tende a mudar. Normalmente as pessoas apresentam aversão ao risco quando a decisão a ser tomada envolve grandes valores. Sendo assim, o critério do VME é mais apropriado para decisores e empresas que tenham recursos financeiros relativamente grande, como é o caso das grandes empresas petrolíferas.

Entretanto, o momento atual da economia mundial é favorável ao desenvolvimento desses projetos, e de fato, colabora e muito para que as empresas queiram botar em prática o mais rápido possível suas atividades de desenvolvimento da produção. Porém, este momento não tem só o lado positivo. A pressa e a ânsia de antecipar o retorno financeiro e iniciar logo a produção do campo, podem fazer com que as empresas cometam erros de planejamento e estudo dos possíveis riscos, que por consequência, podem ser refletidos em acidentes, causando grandes prejuízos.

Em suma, este trabalho pode demonstrar que o preço de comercialização do petróleo foi o principal impactante para o resultado das ações a serem tomadas. Isso se deve ao fato deste estudo ter usado como critério uma taxa mínima de atratividade fixa. Deve-se ter em mente que quando varia-se esta taxa, ela também compromete a viabilidade econômica

do projeto. Ao trabalhar com uma taxa de atratividade maior, o VPL do projeto tenderá a diminuir. Já uma taxa de atratividade menor, resultará em um VPL maior. Isto é aplicável dado que o cenário econômico avaliado é o mesmo.

Ficou claro, que mesmo em um projeto robusto de produção de petróleo como foi o modelo proposto em estudo, o simples fato de haver uma grande reserva de petróleo no campo, não garante a rentabilidade do mesmo. Uma vez que os investimentos necessários para desenvolver e operar um campo marítimo de petróleo sejam tão elevados, a necessidade de se obter um alto preço de venda do produto torna-se indispensável para tornar o projeto viável, caso contrário, deve-se aguardar um período favorável da economia para colocá-lo em prática.

5.1 PROPOSTAS PARA OUTROS ESTUDOS

No trabalho aqui realizado, utilizou-se conceitos de análise econômica (fluxo de caixa líquido, valor presente líquido e ponto de equilíbrio) e teoria de decisão (valor monetário esperado) para determinar a viabilidade econômica e auxiliar na tomada de decisão de investimento de um projeto de exploração e produção *offshore* de petróleo.

Porém, tal análise não leva em consideração a viabilidade técnica de exploração e produção do campo. Como sugestão para posteriores estudos, cabe ser realizado uma análise de viabilidade técnica através da aquisição de dados de um reservatório junto a uma empresa exploradora de petróleo. Esse possível estudo poderá avaliar por exemplo, a dificuldade de extrair o óleo e o gás do reservatório, a qualidade do óleo, o teor de contaminantes (H_2S e CO_2) presentes no reservatório, a porosidade das rochas, entre outros. Tais fatores, influenciam fortemente para determinar a viabilidade técnica do projeto, e esse possível estudo poderá determinar qualitativamente o quanto esses parâmetros impactam o projeto.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, R. P. *A construção do conceito de incerteza: uma comparação das contribuições de Knight, Keynes, Shackle e Davidson*. Instituto de economia, Unicamp, 2011.

BOLETIM ANUAL – ANP. *Preço de petróleo, gás natural e biocombustíveis nos mercados nacional e internacional*. Agência Nacional do Petróleo, 2012. Disponível em: <<http://infopetro.files.wordpress.com/2012/03/59757-2.pdf>>. Acesso em 08 de janeiro de 2013.

CASTRO, M. A. L. *Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico*. Dissertação de pós-graduação da Universidade de Brasília, Brasília, 2004.

COOPER, D. R.; SHINDLER, P.R. *Métodos de pesquisa em administração*. 7. ed. Porto Alegre: Bookman, 2003. 640p.

COSO. *Gerenciamento de riscos corporativos - estrutura integrada: sumário executivo e estrutura egerenciamento de riscos na empresa*. 2007. Disponível em: <http://coso.org/documents/COSO_ERM_ExecutiveSummary_Portuguese.pdf>. Acesso em 7 de março de 2012.

DIAS, M. A. G. *Investimento sob incerteza em exploração e produção de petróleo*. Dissertação de mestrado, PUC-RIO, Rio de Janeiro, 1996.

FERREIRA, A. P. M.; CARMONA, C. U. M.; LEISMANN, E. L. *Riscos do setor de petróleo e refino para novos projetos de investimentos*. Artigo publicado no Congresso Internacional de Administração, 2010. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/40771368/Riscos-do-setor-de-petroleo-e-refino>>. Acesso em 10 de maio de 2012.

FURTADO, A. T. *A trajetória tecnológica da Petrobrás na produção offshore*. Revista Espacios, vol.17, 1996.

GLOBO. *Furacão Ike prejudica extração e refino de petróleo nos EUA*. 2008. Disponível em: < <http://oglobo.globo.com/economia/furacao-ike-prejudica-extracao-refino-de-petroleo-nos-eua-3831628>>. Acesso em 10 de abril de 2012.

IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. *Cadernos de governança corporativa: guia de orientação para gerenciamento de riscos corporativos*. 2007. Disponível em: < http://.audicaixa.org.br/arquivos_auditoria/GerenciamentoRiscosCorporativos-IBGC.pdf>. Acesso em 7 de março de 2012.

JÚNIOR, A. M. D. *A importância do gerenciamento de riscos corporativos*. Global Risk Management, 2000. Disponível em: < <http://risktech.com.br/PDFs/RISCORPO.pdf>>. Acesso em 14 de abril de 2012.

LIMA, C. J. T. *Processo de tomada de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo no Brasil: uma abordagem utilizando conjuntos nebulosos*. Tese de pós-graduação da UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

MANIERO, V. *Preço do barril de petróleo variou 200% em 13 anos*. O Globo, 2010. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/miriam/posts/2010/03/18/preco-do-barril-do-petroleo-variou-200-em-13-anos-275671.asp>>. Acesso em 08 de janeiro de 2013.

MARGUERON, M. V. L. *Processo de tomada de decisão sob incerteza em investimentos internacionais na exploração & produção de petróleo: uma abordagem multicritério*. Tese de Mestrado da UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

NASCIMENTO, R. L. P. *Risco regulatório e os impactos nas decisões de investimento em gás natural no Cone Sul: Argentina, Brasil, Bolívia e Chile*. Tese de pós-graduação da UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

NEPOMUCENO, F. *Tomada de decisão em projetos de risco na exploração de petróleo*. Tese de doutorado da UNICAMP, Campinas, SP, 1997.

NETO, J. B. O.; COSTA, A. J. D. *A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário*. Revista Brasileira de Economia, vol.61 no.1 Rio de Janeiro, 2007.

NOGUEIRA, M. *AIE prevê preço do barril de petróleo na casa dos US\$ 100 até 2022*. Valor Econômico, 2012. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/2944598/aie-preve-preco-do-barril-de-petroleo-na-casa-dos-us-100-ate-2022>>. Acesso em 15 de janeiro de 2013.

NUNES, L. S. *Regulação e sustentabilidade: o caso do setor petróleo no Brasil*. Tese de pós-graduação da UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

PADOVEZE, C. L.; BERTOLUCCI, R. G. *Proposta de um modelo para o gerenciamento do risco corporativo*. XXV Encontro Nacional de Engenharia de Produção – ENEGEP. Porto Alegre, RS, 2005.

PORTAL DO INVESTIDOR. *Porque certos investimentos não são rentáveis*. 2008. Disponível em: <<http://portaldoinvestidor.gov.br/Investidor/Ondeinvestir/Porquecertosinvestimentosn%C3%A3os%C3%A3orent%C3%A1veis/tabid/84/Default.aspx>>. Acesso em 25 de junho de 2012.

SILVA, B. N.; GOMES, L. L. *Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo*. FUCAPE Business School. Vitória, ES, 2006. Disponível em: <<http://redalyc.uaemex.mx/src/inicio/ArtPdfRef.jsp?iCve=123016267006>>. Acesso em 23 de abril de 2012.

STEAGALL, D. E. *Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo – Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

TAVARES, M. E. E. *Análise do refino no Brasil: estado e perspectivas; uma análise “cross-section”*. Tese de pós-graduação da UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.

VOGT, C. *História do petróleo no Brasil*. 2002. Disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet06.shtml>>. Acesso em 15 de março de 2012.

ZAMITH, M. R. M. A. *A nova economia institucional e as atividades de exploração e produção onshore de petróleo e gás natural*. Tese de pós-graduação da USP, São Paulo, 2005.