

MARCOS GUERRA LOPES

**ANÁLISE DE DECISÃO EM SITUAÇÃO DE INCERTEZA APLICADA À
GESTÃO DE PORTFÓLIO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS**

Trabalho de Formatura apresentado
à Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo para obtenção do
diploma de Engenheiro de Produção

São Paulo, 2009

MARCOS GUERRA LOPES

ANÁLISE DE DECISÃO EM SITUAÇÃO DE INCERTEZA APLICADA À
GESTÃO DE PORTFÓLIO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

Trabalho de Formatura apresentado
à Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo para obtenção do
diploma de Engenheiro de Produção

Orientador: Prof. Dr. Antonio R. Muscat

São Paulo, 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

Lopes, Marcos Guerra

Análise de decisão em situação de incerteza aplicada à gestão de portfólio na indústria de petróleo e gás / M.G. Lopes. – São Paulo, 2009.

91 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1. Teoria da decisão 2. Portfólios (Administração) 3. Petróleo (Exploração) I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II. t.

Dedico este trabalho

aos meus pais, Odair e Vera,

e ao meu irmão, Pedro

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Antonio Rafael Namur Muscat pela orientação.

À minha família, principalmente meus pais, Odair e Vera, meu irmão Pedro, e meus tios, Leila e Ézio, pelo apoio incondicional.

À minha namorada, Livia, pelo companheirismo.

Aos colegas e amigos da Escola Politécnica pelas boas recordações.

À minha equipe de trabalho pelos ensinamentos e oportunidades de aprendizado.

RESUMO

As empresas dedicadas à exploração de petróleo muitas vezes se deparam com a necessidade de alocar seu capital escasso entre uma série de projetos disponíveis, que envolvem incertezas de caráter econômico, geológico e tecnológico. Nestas situações, os métodos tradicionais de gestão de portfólio, baseados na maximização do valor presente líquido do portfólio, se mostram ineficazes. Este trabalho apresenta uma abordagem alternativa a estes métodos, baseada na Teoria da Preferência ou Método do Equivalente Certo, que mistura técnicas de Avaliação Econômico-financeira de Projetos com Análise de Decisão, Teoria da Utilidade e Pesquisa Operacional. Este modelo permite à empresa compreender melhor e gerir os riscos envolvidos nas suas decisões de investimentos, facilitando a comparação entre projetos. Além disso, é adaptável a diferentes níveis de aversão ao risco. A fundamentação teórica vem seguida de uma experimentação prática em um portfólio de vinte e três projetos de exploração de petróleo e gás, cujos resultados e análise de sensibilidade são apresentados nos dois últimos capítulos deste trabalho.

Palavras-chave: Teoria da Decisão, Gestão de Portfólio, Petróleo

ABSTRACT

Oil exploration companies are often faced with the need to allocate its scarce capital among a number of projects available, which involve geological, technological and economic uncertainties. In these situations, traditional methods of portfolio management based on the maximization of the portfolio net present value prove ineffective. This graduation thesis presents an alternative approach to these methods, based on the Theory of Preference or Certainty Equivalent Method, which combines techniques of Project Valuation with Decision Analysis, Utility Theory and Operational Research. This model allows the company to better understand and manage the risks involved in their investment decisions, facilitating the comparison between projects. Furthermore, it is adaptable to different levels of risk aversion. The theoretical framework is followed by a practical experiment in a twenty-three oil and gas exploration projects portfolio, whose results and sensitivity analysis are presented in the last two chapters of this thesis.

Keywords: Decision Analysis, Portfolio Management, Oil Exploration

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Matriz energética mundial (2008)	16
Figura 2. Fluxo de caixa de um projeto de E&P típico	25
Figura 3. Mapa das bacias sedimentares brasileiras	26
Figura 4. Produção de petróleo no Brasil (em kbpd).....	27
Figura 5. Índice de reposição de reserva e índice de sucesso histórico no Brasil	28
Figura 6. Histórico e metas de produção de petróleo doméstica pela Petrobras (em kbpd)....	29
Figura 7. Função utilidade exponencial.....	41
Figura 8. Representação das estimativas de volume P10, P50 e P90.....	49
Figura 9. Medida de Tolerância ao Risco (TR)	56
Figura 10. Curva de produção para o Projeto 1 (em kboepd).....	66
Figura 11. Representação da situação de incerteza enfrentada pela empresa e fluxo de caixa nos casos de sucesso e fracasso	71
Figura 12. Análise de sensibilidade do VPL (milhões de US\$) ao preço de petróleo (US\$/barril) assumido.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Contabilidade de um barril de petróleo (US\$/barril)	50
Tabela 2. Lista de projetos disponíveis	59
Tabela 3. Fluxo de caixa para um projeto de E&P	63
Tabela 4. Demonstrativo de resultado para um projeto de E&P	63
Tabela 5. Investimentos em exploração por projeto.....	64
Tabela 6. Investimentos em desenvolvimento por projeto	65
Tabela 7. Perfil de produção de cada projeto	66
Tabela 8. Custo fixo para cada projeto	67
Tabela 9. Custo variável para cada projeto.....	68
Tabela 10. Valor presente líquido por projeto	69
Tabela 11. Situações apresentadas ao entrevistado	73
Tabela 12. VME, EC e PR de cada projeto	74
Tabela 13. Portfólio ótimo no caso base.....	78
Tabela 14. Portfólio ótimo utilizando o método do VME.....	80
Tabela 15. Sensibilidade do portfólio ótimo ao preço de petróleo	83
Tabela 16. Sensibilidade do portfólio ótimo à taxa de desconto	84
Tabela 17. Sensibilidade do portfólio ótimo à aversão ao risco	85
Tabela 18. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 1	93
Tabela 19. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 2	94
Tabela 20. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 3	95
Tabela 21. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 4	96

Tabela 22. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 5	97
Tabela 23. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 6	98
Tabela 24. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 7	99
Tabela 25. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 8	100
Tabela 26. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 9	101
Tabela 27. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 10	102
Tabela 28. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 11	103
Tabela 29. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 12	104
Tabela 30. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 13	105
Tabela 31. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 14	106
Tabela 32. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 15	107
Tabela 33. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 16	108
Tabela 34. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 17	109
Tabela 35. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 18	110
Tabela 36. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 19	111
Tabela 37. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 20	112
Tabela 38. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 21	113
Tabela 39. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 22	114
Tabela 40. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 23	115

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Boe	Barris de óleo equivalente (medida de volume de gás natural)
CMePC	Custo médio e ponderado de capital
DRE	Demonstrativo de resultado
EC	Equivalente Certo
E&P	Exploração e Produção
FCE	Fluxo de caixa esperado
IN	Investimento inicial
Kbpd	Milhares de barris por dia
Kboepd	Milhares de barris de óleo equivalente por dia
LAIR	Lucro antes de imposto de renda
LAJIR	Lucro antes de juros e imposto de renda
Mboe	Milhões de barris de óleo equivalente
PR	Prêmio de Risco
TIR	Taxa Interna de Retorno
US\$	Dólares americanos
VME	Valor monetário esperado
VPL	Valor presente líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	15
1.2 OBJETIVOS E ESCOPO DO TRABALHO.....	17
1.3 CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	18
1.4 DESCRIÇÃO DO ESTÁGIO	18
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	20
2.1 O PROCESSO DE EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO	21
Exploração.....	21
Desenvolvimento.....	22
Produção	23
2.2 O PETRÓLEO NO BRASIL	25
A importância do setor	29
Regulação	29
As Rodadas da Licitação da ANP.....	30
Contratos de concessão	31
Tributação	31
3 REFERENCIAL TEÓRICO	33
3.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO	33
Fluxo de caixa esperado.....	34
Taxa de desconto	35
3.2 TEORIA DA UTILIDADE.....	38
O equivalente certo.....	39
Determinação da curva de utilidade e equivalente certo.....	40
3.3 ANÁLISE DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS	42
A noção de investimento	42
Seleção de projetos.....	42
Avaliação de projetos em situação de risco	45

<i>Risco e seleção de projetos</i>	46
3.4 CONCEITOS IMPORTANTES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	47
<i>Definição de reservas e recursos potenciais</i>	47
<i>Estimativa de recursos</i>	48
<i>Contabilidade na indústria de petróleo</i>	49
3.5 ANÁLISE DE DECISÃO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO	51
<i>Risco exploratório</i>	51
<i>Risco tecnológico</i>	52
<i>Risco econômico e regulatório</i>	53
<i>Métodos tradicionais de análise de investimento no setor de E&P</i>	54
<i>Teoria da Preferência ou Método do Equivalente Certo</i>	55
4 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	58
4.1 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA	58
4.2 DELIMITAÇÃO DO ESCOPO	60
5 ABORDAGEM	61
5.1 CÁLCULO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO DOS PROJETOS	61
5.2 CÁLCULO DO EQUIVALENTE CERTO	70
5.3 SELEÇÃO DOS PROJETOS	75
6 RESULTADOS	77
6.1 RESULTADOS OBTIDOS.....	78
6.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	80
<i>Preço do petróleo</i>	81
<i>Taxa de desconto</i>	83
<i>Coeficiente de aversão ao risco</i>	84
7 CONCLUSÃO.....	86
7.1 CONCLUSÕES	86
7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	87
7.3 FINAL	88
BIBLIOGRAFIA	89
ANEXO A	92

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta o objetivo deste trabalho e uma breve introdução ao tema, mostrando o contexto em que o mesmo foi desenvolvido e sua relevância.

1.1 MOTIVAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

O petróleo tem ganho relevância no Brasil e no mundo nas últimas décadas, ao se tornar a principal fonte de energia do planeta e uma das principais fontes de receita para dezenas de países nos mais diversos continentes. Atualmente, os derivados de petróleo respondem por 35,3% da matriz energética mundial¹ e ainda não há indícios que comprovem que este quadro possa mudar num horizonte próximo, a despeito das constantes discussões sobre a sua disponibilidade no longo prazo.

Segundo estudo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (EIA), o consumo mundial de petróleo deve atingir 118 milhões de barris por dia em 2030 (comparado a 84 milhões em 2009), o que implica um crescimento de cerca de 1,7% ao ano pelos próximos 20 anos. Este crescimento será puxado principalmente pelo setor de transportes, devido à dificuldade de se encontrar fontes alternativas de energia capazes de oferecer a mesma escala e economicidade dos derivados de petróleo.

Segundo o EIA, a participação do petróleo na matriz energética mundial deve cair para 33% em 2030, o que ainda será suficiente para dar-lhe o posto de fonte de energia mais importante no mundo. O gás natural, também estudado neste trabalho, crescerá a taxas acima de 2,0% ao ano até 2030, aumentando a sua participação na matriz energética mundial, hoje em 20,3%.

¹ EIA – Annual Energy Outlook 2009

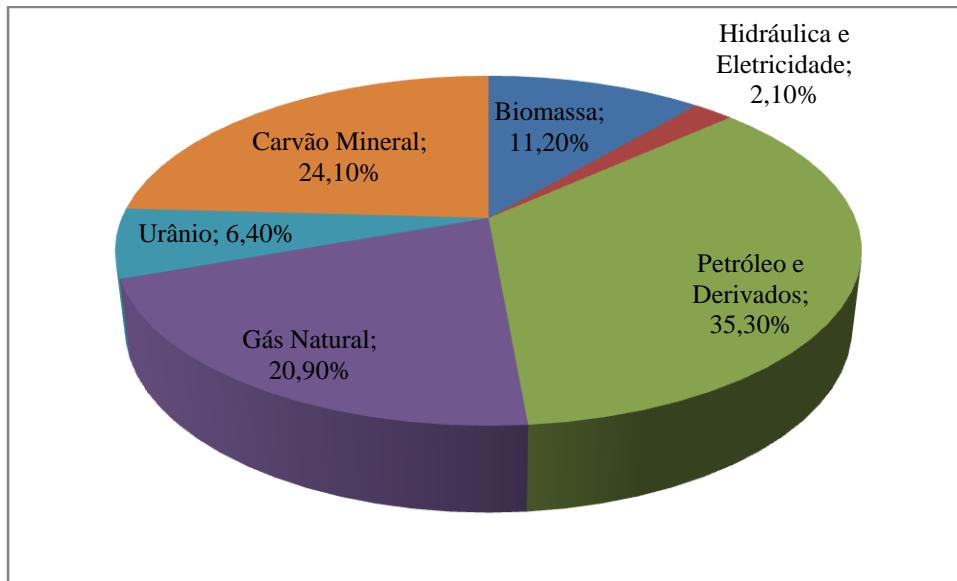


Figura 1. Matriz energética mundial (2008)

Fonte: EIA – Annual Energy Outlook (2009).

No Brasil, as recentes descobertas de reservas de petróleo em águas profundas também devem encorajar um maior consumo de seus derivados no futuro. Embora as fontes renováveis de energia já respondam por 46% da matriz energética brasileira (contra 13% da média mundial), e com possibilidades de crescimento mais encorajadoras do que o restante do mundo (dada a disponibilidade de recursos naturais renováveis como solo fértil e potencial hídrico), o petróleo deve ainda responder em 2030 por 29% da energia utilizada no país, segundo estudo do EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

Neste contexto, o estudo de projetos futuros no setor de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural se torna fundamental para o melhor entendimento da dinâmica de oferta e demanda de petróleo no longo prazo, o que vai determinar a quantidade do produto disponível e os seus preços.

A crescente dificuldade em se encontrar novas reservas de petróleo que possam garantir a oferta futura do produto tem levado empresas petrolíferas a aumentar agressivamente seus orçamentos de exploração nas últimas décadas.

A maior intensidade de capital da indústria de petróleo, por sua vez, eleva a necessidade de otimização do uso dos recursos financeiros das empresas. De fato, cada vez mais os gestores

de empresas de petrolíferas se vêem na obrigação de tomar decisões de alocação de capital em projetos de alto risco, devido à natureza do setor de Exploração e Produção de petróleo.

Ao se depararem com diversas oportunidades de investimentos em novos projetos, as empresas de Exploração e Produção de petróleo precisam lidar com diversas incertezas, como risco geológico, ambiental, oferta e demanda futura de petróleo, disponibilidade e custo de equipamentos, risco regulatório, entre outros, além das variáveis consideradas em outras indústrias, como custo de capital e limitação de recursos.

Além disso, dada a longa maturação dos projetos no setor (um projeto de E&P típico pode levar mais de 10 anos até o início da produção e mais de 40 anos para o seu abandono), oportunidades de investimento no curto prazo devem ser analisadas levando em consideração o comportamento destas diversas variáveis no longo prazo, tornando a decisão ainda mais difícil. Estes fatores fazem com que a indústria de petróleo seja um caso clássico para a aplicação de métodos de análise de decisão em situação de incerteza.

A incerteza também faz com que a decisão de investimento no setor de E&P seja mais complexa que em outras indústrias, exigindo o uso de modelos de gestão de portfólio não tradicionais que sejam capazes de contemplar o comportamento de diversas variáveis.

1.2 OBJETIVOS E ESCOPO DO TRABALHO

O objetivo deste trabalho é estudar e simular o processo de decisão de investimento de uma empresa de Exploração e Produção de petróleo e gás ao se deparar com a necessidade de desenvolver um determinado portfólio de projetos dentre diversas oportunidades disponíveis, dada uma certa limitação de capital.

A necessidade de uma alocação eficiente de capital e redução de risco no setor de E&P brasileiro aumentou significativamente nos últimos anos. As recentes mudanças no setor, primeiro com o fim do monopólio do setor em 1997 e depois com o grande sucesso da Petrobras nas bacias de Campos e Santos, atraiu a atenção de empresas estrangeiras para o Brasil, o que implica um ambiente de intensa competição por novos projetos no país.

Isso, segundo Nepumoceno e Suslick (2000), obriga as empresas a adotarem técnicas padronizadas de avaliação e comparação de projetos visando atingir os seus objetivos respeitando as restrições orçamentárias. O modelo apresentado neste trabalho tem justamente a finalidade de permitir às empresas comparar projetos de características e riscos distintos, de forma a maximizar a eficiência na alocação do seu capital.

Serão considerados, para a comparação dos projetos, fatores referentes à sua rentabilidade, comprometimento de capital na forma de investimento inicial, além de medidas de risco.

1.3 CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

A experimentação prática deste trabalho foi baseada nos ativos de uma empresa brasileira de Exploração e Produção (E&P) de petróleo, de capital aberto.

A análise, porém, foi desenvolvida no banco de investimento *Credit Suisse*, e pode se aplicar a qualquer empresa atuante no setor de E&P.

1.4 DESCRIÇÃO DO ESTÁGIO

Quando este trabalho foi realizado, o autor fazia estágio no banco de investimento *Credit Suisse*, na área de *Equity Research*. O estágio envolve a análise financeira de empresas listadas em bolsa, incluindo a elaboração de modelos de precificação de ações, relatórios setoriais e sobre empresas específicas, bem como análises de projetos potenciais para estas empresas. O objetivo destas análises é prover os clientes da corretora do *Credit Suisse*, fundos de investimento e gestoras de recursos, de informações que os auxiliem nas suas tomadas de decisão de investimento.

O foco do estágio foi o setor de petróleo e gás na América Latina, sendo a empresa estudada neste trabalho uma das mais importantes deste setor na região. O escopo do estágio, no entanto, não inclui modelagem semelhante à que será feita neste trabalho, uma vez que no estágio são feitas análises apenas visando à tomada de decisão dos investidores em ações da empresa considerada, e não nas decisões da empresa em si.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em sete capítulos.

O primeiro capítulo apresenta as motivações e objetivos do trabalho, bem como o ambiente em que este será desenvolvido e sua importância.

O segundo capítulo tem como objetivo apresentar uma visão geral do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural. Serão descritas as diversas etapas do processo: exploração, desenvolvimento e produção. Será apresentada também uma introdução ao setor no Brasil, sua importância e aspectos relevantes do marco regulatório vigente no país.

No terceiro capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica de publicações que envolvem análise de decisão de investimento em situações de risco. Serão abordados temas como avaliação econômico-financeira e seleção de projetos, análise de decisão, teoria da utilidade, equivalente certo, gestão de portfólio, além de temas específicos do setor de petróleo e gás.

Em seguida, no quarto capítulo, o problema será descrito em detalhes, com a apresentação dos projetos disponíveis, e o escopo do trabalho.

A abordagem utilizada na resolução do problema será apresentada detalhadamente no quinto capítulo, com a apresentação do modelo a ser utilizado tanto para o cálculo do valor presente líquido dos projetos como para a seleção dos ativos mais atraentes para a empresa.

Os resultados serão então mostrados no sexto capítulo. Será feita uma análise de sensibilidade da solução a mudanças nas variáveis chaves estimadas na confecção dos modelos de avaliação dos projetos.

Por fim, no sétimo capítulo serão apresentadas a conclusão e propostas de melhoria para trabalhos futuros na área.

2 A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

O petróleo é uma combinação complexa de hidrocarbonetos, em sua maioria alifáticos, alicíclicos e aromáticos, normalmente encontrados em grandes estruturas que comunicam a crosta e o manto terrestre, juntamente com pequenas quantidades de nitrogênio, oxigênio, compostos de enxofre e íons metálicos. O petróleo é a principal fonte de energia no mundo², sendo utilizado para a fabricação de diversos produtos como: gasolina, diesel, querosene, benzina, nafta, GLP, asfalto, solventes, lubrificantes, plásticos, medicamentos, entre outros.

Segundo Gibbons Jr. (2002), o petróleo pode ser classificado de acordo com a sua densidade, que, em geral, é inversamente proporcional ao seu valor comercial. Próximo à superfície, temperatura e pressão relativamente baixas levam à formação de cadeias longas de hidrocarbonetos, que formarão o petróleo pesado. Mais abaixo, temperatura e pressão mais altas quebram estas cadeias em cadeias menores, dando origem ao petróleo leve. A densidade do petróleo é medida em relação à da água, em graus API. O petróleo é considerado leve se tiver densidade acima de 40 graus API, e pesado caso sua densidade esteja baixo de 10 graus. Entre 10 e 40, o petróleo é considerado intermediário. O valor comercial do petróleo de um determinado campo é normalmente medido em relação a um certo petróleo de referência, sendo os mais comuns o WTI (*West Texas Intermediate*) e o *Brent*. Para o caso de petróleo pesado, o referencial mais conhecido é o *Maya*, do Golfo do México.

O gás natural, responsável por 20,9% da geração de energia no mundo³, é formado em condições ainda mais extremas, normalmente sendo encontrado em profundidades maiores que três mil metros. O gás pode ser encontrado na forma de gás associado, fornecendo uma pressão natural ao petróleo que facilita a sua extração de dentro da rocha formadora, ou não-associado, ou seja, em reservatórios onde a presença de petróleo é irrelevante.

² O petróleo responde por cerca de 35,3% da matriz energética mundial, segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos (EIA) – Annual Energy Outlook (2009)

³ Idem

2.1 O PROCESSO DE EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO

O processo de Exploração e Produção de hidrocarbonetos (E&P) marca o início da cadeia de petróleo e gás, e consiste em três áreas primárias de operação, de acordo com Gibbons Jr. (2002):

1. Exploração;
2. Desenvolvimento;
3. Produção.

Exploração

Segundo Gibbons Jr. (2002), a fase de exploração começa com a aquisição da área, seja pertencente ao governo (como em leilões, no caso do Brasil, através de leilões) ou a entidades privadas. A área a ser explorada raramente pertence à empresa em questão, sendo que, normalmente, esta empresa apenas recebe uma licença do governo/agência reguladora para explorar este local (“bloco”) por um período determinado.

O passo seguinte é a sísmica, que compreende a sua aquisição, processamento e interpretação. Os dados sísmicos são obtidos por meio de emissões controladas de ondas sonoras, que se propagam através das rochas e são captadas por sensores (“hidrofones”) na superfície do mar. Os dados são processados em computador, dando origem às seções sísmicas.

Uma vez analisadas por geólogos e geofísicos, estes dados resultam em mapas que, integrados com outras informações geológicas e comparadas com imagens de área análogas, indicam áreas com potencial para ocorrência de petróleo. Estas etapas podem levar até dois anos, e fornecem informações fundamentais sobre a formação geológica da área estudada.

A presença de hidrocarbonetos, no entanto, não pode ser confirmada antes da perfuração de pelo menos um poço exploratório. Os poços exploratórios fornecem mais informações sobre o reservatório, que irão determinar o seu tamanho e seu potencial. Existem cinco características principais a serem analisadas em um reservatório:

1. Porosidade: quanto de espaço há na rocha formadora;
2. Saturação: quanto do espaço está ocupado com fluidos;
3. Tipo de hidrocarboneto: petróleo (leve/pesado) e/ou gás;
4. Permeabilidade: qual o esforço necessário para tirar o hidrocarboneto da rocha;
5. Espessura: qual a extensão vertical do reservatório.

A perfuração de poços é feita através de sondas de perfuração e pode levar mais de noventa dias no caso de blocos marítimos em águas profundas. Neste caso, o custo de um único poço exploratório pode chegar a mais de cem milhões de dólares, salientando a importância de uma boa análise da sísmica antes da decisão de perfurar um poço na área.

Desenvolvimento

É a fase mais custosa do processo de E&P, concentrando cerca de 80% do investimento necessário para que um determinado campo esteja pronto para produzir petróleo ou gás, de acordo com Gibbons Jr. (2002). Por este motivo, o desenvolvimento de um campo deve ser precedido de uma criteriosa análise de decisão de investimento, para que se defina se o projeto é economicamente viável ou não.

Esta decisão deve levar em consideração as informações provenientes da sísmica e dos poços exploratórios, as estimativas de receitas futuras, custos de desenvolvimento, produção e abandono.

Deve-se também considerar os riscos associados a estas estimativas, bem como comparar estas características com outros projetos presentes no portfólio da empresa em questão. Estas informações irão determinar se o campo deve ser desenvolvido ou não e, caso o projeto seja atrativo, qual a melhor forma de desenvolvê-lo.

Novos poços são perfurados durante a fase de desenvolvimento, e estes são conectados a sistemas de produção (sistemas piloto) para testar o fluxo de hidrocarboneto do campo e seu comportamento ao longo do tempo.

Posteriormente, são perfurados os poços (poços de desenvolvimento) que serão conectados aos sistemas de produção definitivos que serão instalados no campo no futuro. Estes poços são distribuídos de forma a maximizar o fluxo de hidrocarbonetos, capturando completamente o potencial do campo. A conexão com os sistemas de produção são feitas através de tubos, flexíveis ou rígidos, que se estendem por milhares de quilômetros resistindo a altas temperaturas, pressões elevadas e intensas forças de tração.

A escolha do sistema de produção a ser utilizado depende basicamente, no caso de blocos marítimos, da profundidade da lâmina d'água e do tipo de reservatório com o qual se está lidando. Os tipos mais comuns são: jaquetas (ou *jackups*, mais indicados para águas rasas), semi-submersíveis, submersíveis, TLPs (*Tension Leg Platforms*), SPARs e FPSOs (*Floating Production, Storage and Offloading Systems*). Os três últimos são sistemas subaquáticos, exigindo a instalação de diversos equipamentos no fundo do mar.

É também na fase de desenvolvimento que deve ser montada a infraestrutura logística que será utilizada para escoar a produção de óleo e gás até o litoral. No caso do petróleo, o transporte normalmente é feito por grandes embarcações ou oleodutos. Para o gás, o sistema é mais complexo. Um gasoduto é a opção mais comum, mas pode ser inviável para grandes distâncias da costa. Neste caso, a melhor opção pode ser o uso de embarcações capazes de liquefazer o gás (gás natural liquefeito, ou GNL), tornando o seu transporte economicamente viável.

Produção

A fase de produção se caracteriza pelo fluxo contínuo de hidrocarbonetos, e tipicamente leva de 20 a 40 anos, segundo Gibbons Jr. (2002). Os primeiros anos de produção se caracterizam por uma alta pressão no reservatório, o que faz com o volume de produção do campo cresça rapidamente à medida que mais poços são conectados aos sistemas de produção instalados na área. Com o passar dos anos, no entanto, a menor pressão faz com que a produção caia gradualmente, num fenômeno conhecido como declínio natural ou depleção.

Algumas técnicas de recuperação, como, por exemplo, a injeção de gás ou água no reservatório, podem maximizar o período de altos volumes de produção (“platô”), ao

aumentar a sua pressão interna. Estas técnicas, no entanto, são caras e raramente se justificam nos períodos de baixa dos ciclos de *commodities*.

Para um poço produzir, é necessário que ele seja adequadamente preparado e revestido com tubos de aço. Por eles ocorrerá o escoamento do petróleo contido na rocha-reservatório para o interior do poço. No caso de áreas marítimas, a elevação do petróleo até a superfície, onde está instalada a árvore-de-natal (conjunto de válvulas de controle e de segurança do poço), dá-se através da coluna de produção, previamente instalada no poço. A partir daí, o petróleo segue até o separador, onde ocorre a separação entre o óleo, o gás e a água. Após essa separação, o petróleo é bombeado para as estações coletoras, antes de ser transportado para a costa, através de dutos ou embarcações.

Os sistemas de produção podem ser comprados ou arrendados. A segunda opção permite à empresa minimizar os investimentos na fase pré-operacional (desenvolvimento) do projeto. A decisão de alugar os sistemas, no entanto, implica em custos operacionais mais altos durante a fase de produção. Estes custos incluem (para blocos marítimos), além do arrendamento das plataformas, despesas relativas a salários de pessoal, suporte terrestre, barcos de suprimento, peças de reposição, despesas de manutenção e intervenção de poços.

Ao final da fase de produção, que pode ocorrer devido ao fim do período de concessão da área ou então a uma diminuição no fluxo de hidrocarbonetos a um nível que já não justifique os custos operacionais incorridos, a empresa deve abandonar a área. A fase de abandono se caracteriza pelo fechamento dos poços e retirada das tubulações e outros equipamentos, que podem ser levados para outra área ou devolvidos à empresa de serviço a quem pertencem. Ao abandono também deve ser associado um certo custo, que deve ser considerado na análise do projeto. O mesmo vale para o valor residual dos equipamentos retirados, caso haja algum.

O fluxo de caixa de um projeto de exploração e produção de petróleo típico tem o formato apresentado na Figura 2, onde se pode ver claramente as fases de exploração, desenvolvimento, produção (incluindo platô e a depleção) e abandono. No caso do projeto se mostrar inviável economicamente, o fluxo de caixa típico seria uma pequena saída de caixa ao longo de um período curto de tempo, sendo o projeto prontamente interrompido ao fim da fase de exploração.

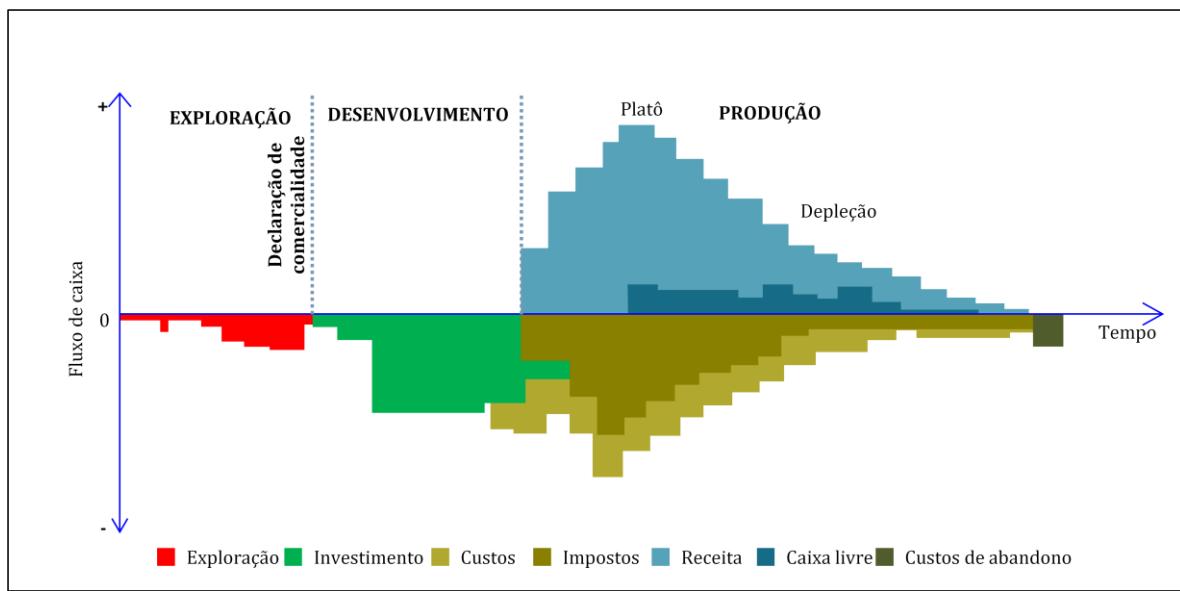


Figura 2. Fluxo de caixa de um projeto de E&P típico

Fonte: Adaptado de Suslick, Schiozer e Rodriguez (2007) e Petrobras (2009)

2.2 O PETRÓLEO NO BRASIL

Embora haja relatos de poços perfurados no Brasil ainda no fim do século XIX, a primeira descoberta comercial de petróleo no país se deu apenas em 1941, no campo de Candeias (Bacia de Recôncavo, estado da Bahia). Pouco antes disso, no entanto, na década de 30, já havia sido detectada a presença da substância na região, o que levou o governo a criar o Conselho Nacional de Petróleo (CNP) e a decretar as futuras descobertas de petróleo como patrimônio da União.

Em 1953, Getúlio Vargas assinou a Lei Intensa 2004, instituindo o monopólio estatal na pesquisa e lavra, refino e transporte de petróleo e derivados (reafirmado posteriormente na Constituição de 1988), e criando a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.

A produção inicialmente se deu em terra, sendo apenas em 1968 que a empresa partiu para a exploração de petróleo no mar. Foi em 1974, no entanto, que a empresa mudou o seu rumo, com a primeira descoberta na bacia de Campos (Garoupa). Garoupa foi seguido por diversas

descobertas de campos gigantes na região (Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador), que hoje responde por 77% da produção de petróleo nacional⁴.



Figura 3. Mapa das bacias sedimentares brasileiras

Fonte: ANP (2008)

O fim do monopólio ocorreu com a aprovação da Lei do Petróleo (lei 9478), em 1997, que permitiu a presença de outras empresas para competir com a Petrobras em todos os ramos da atividade petrolífera. A regulação atual do setor também foi contemplada na lei 9478, com a criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

⁴ Fonte: Agência Nacional de Petróleo – ANP (2008)

Desde então, o setor passou por um período de crescimento intenso de produção, apesar do ainda limitado volume produzido por empresas privadas no país (a Petrobras respondeu em 2008 por 95% da produção nacional de petróleo, segundo a ANP). A entrada de outras empresas no setor se intensificou apenas a partir de 2002, porém grande parte das áreas solicitadas desde então ainda encontra-se em fase pré-operacional.

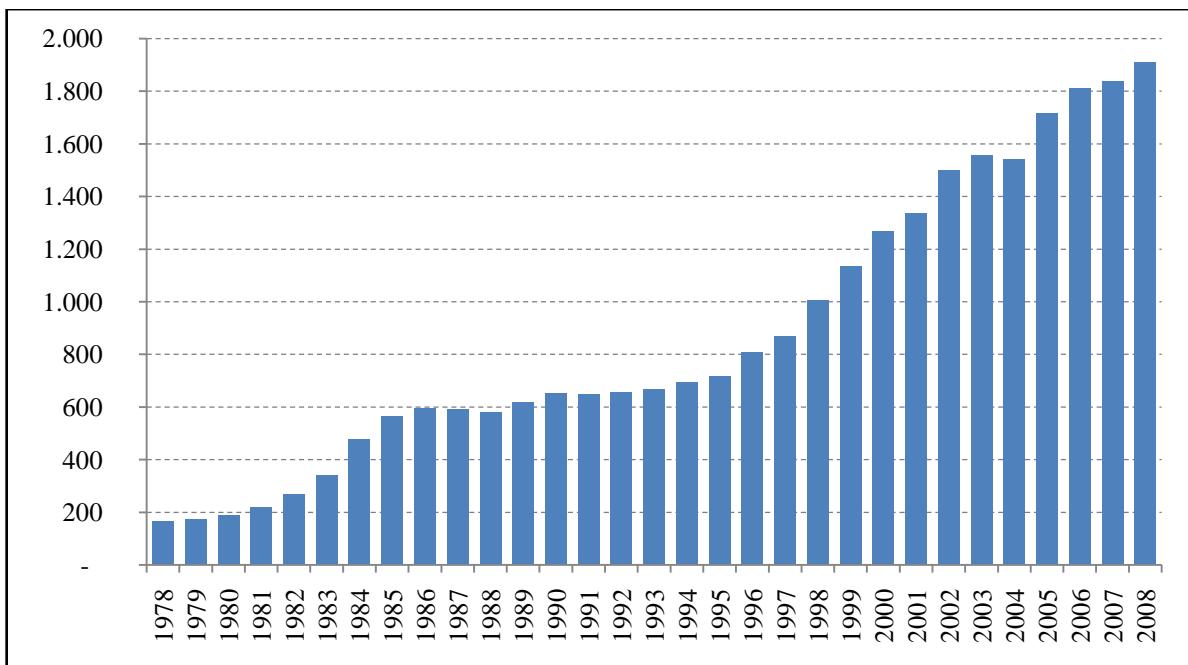


Figura 4. Produção de petróleo no Brasil (em kbpd)

Fonte: ANP (2008)

Além deste expressivo crescimento da produção brasileira, deve-se destacar o alto índice de sucesso exploratório (definido como número de poços exploratórios com sucesso dividido pelo número total de poços perfurados) obtido pela Petrobras nos últimos anos. Desde 2003, a empresa teve um índice de sucesso acima de 40%, significativamente superior à média da indústria de 25%⁵.

⁵ Fonte: Gibbons Jr. (2002)

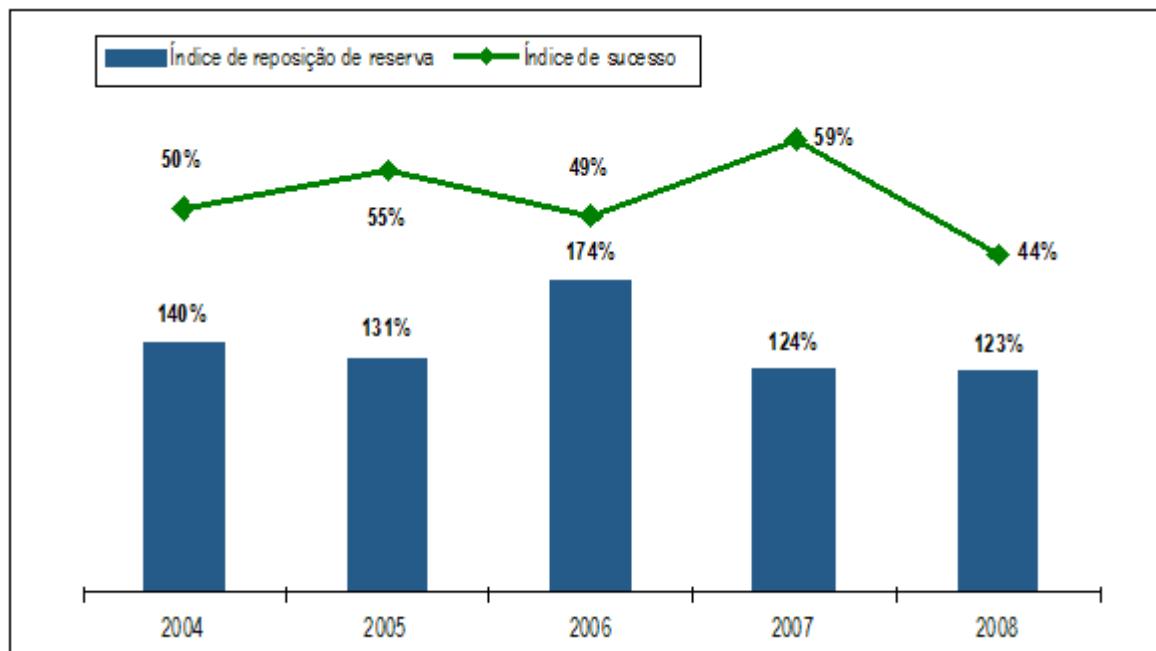


Figura 5. Índice de reposição de reserva e índice de sucesso histórico no Brasil

Fonte: Petrobras (2009)

Isso permitiu à empresa reportar um índice de reposição de reservas (IRR, definido como descobertas mais revisões dividido pelo volume produzido no período) consistentemente acima de 100%, sinalizando a sustentabilidade do atual ritmo de crescimento da produção. Além disso, o IRR tende a crescer nos próximos anos à medida que as recentes descobertas de campos gigantes na camada pré-sal da bacia de Santos sejam comprovadas.

Na próxima década, a Petrobras pretende crescer sua produção doméstica de petróleo a um ritmo anual médio de 6,4%. O crescimento da produção brasileira, no entanto, pode ser ainda maior, dado o grande número de projetos sendo planejados por empresas privadas no país.

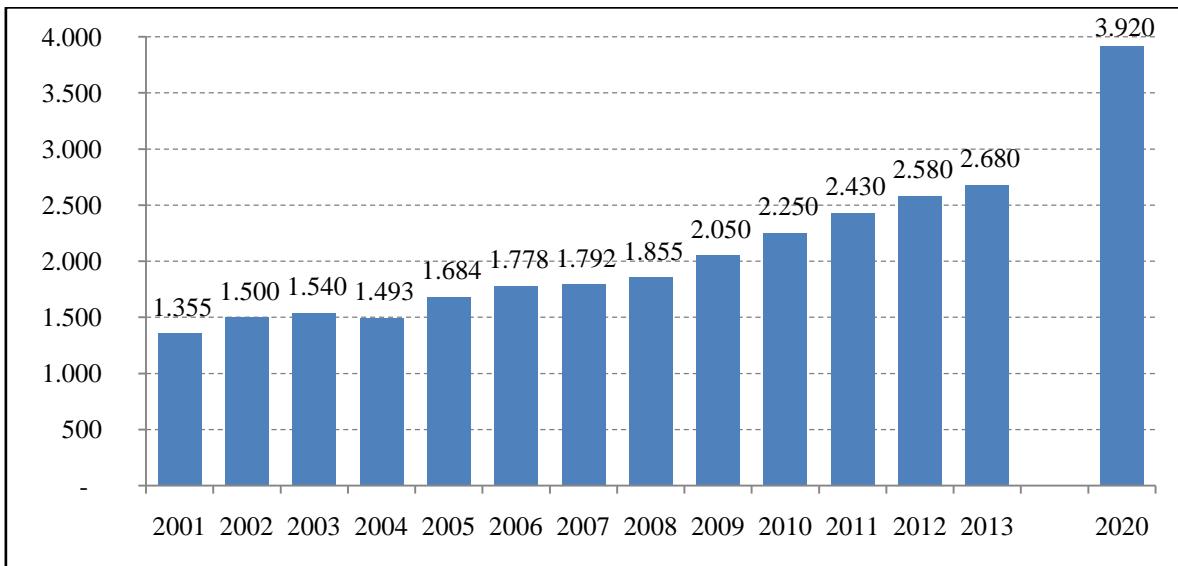


Figura 6. Histórico e metas de produção de petróleo doméstica pela Petrobras (em kbpd)

Fonte: Petrobras (2009)

A importância do setor

Ao final da próxima década, somente a Petrobras deverá responder por 10% do PIB brasileiro⁶, sob o método do valor agregado. Isso significa que esta conta não considera seus investimentos, impostos pagos e cadeia de fornecedores, além, obviamente, do restante das petrolíferas atuantes no país.

Regulação

A regulação atual do setor de petróleo no Brasil foi criada a partir da Lei do Petróleo, aprovada em 1997 pelo então presidente Fernando Henrique Cardoso. A ANP (Agência Nacional de Petróleo) tem a função de regular o setor, objetivando a manutenção de um ambiente competitivo para as atividades relacionadas ao petróleo e gás no Brasil. Suas

⁶ Fonte: Folha de São Paulo – “Petrobras pode ter 10% do PIB em 2020”, 24 de agosto de 2008

principais responsabilidades incluem promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes das indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Já o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) tem o papel de criar políticas de produção de petróleo e gás natural, e estabelecer as orientações para concorrências relativas a blocos exploratórios e áreas com viabilidade reconhecida.

Embora o monopólio do setor tenha acabado em 1997, o controle de preços de petróleo e derivados foi derrubado pelo governo apenas em 2002, através da lei 9.990/00. Atualmente, portanto, os preços são livres, embora a Petrobras, por controlar virtualmente toda a capacidade de refino no país, exerça grande influência sobre os mesmos.

As Rodadas da Licitação da ANP

O modelo vigente no setor de E&P brasileiro é o de concessão. Sob este modelo, a ANP promove rodadas periódicas para leiloar blocos exploratórios, e as empresas ganhadoras têm o direito de explorar a área por um determinado período de tempo. Dez rodadas foram realizadas desde 1999.

As empresas podem participar das rodadas individualmente ou em consórcios. No segundo caso, a ANP exige a designação de uma empresa líder, conhecido com operador. Para participar dos leilões, as empresas devem atender alguns pré-requisitos: (1) enviar um documento chamado de Manifestação de Interesse , (2) pagar a taxa de participação, além de possuir (3) habilitação técnica (operadoras A podem apresentar propostas por todos os blocos, B estão limitadas a blocos terrestres e águas rasas e C a apenas áreas terrestres), (4) legal e (5) financeira.

Os lances vencedores são definidos com base em três critérios: (1) bônus de assinatura (peso de 40%), (2) programa exploratório mínimo (sísmica e perfuração que a empresa se dispõe a fazer na área), com peso de 40%, e (3) conteúdo nacional (porcentagem do investimento a ser comprado no Brasil), com peso de 20%.

Contratos de concessão

Os vencedores nos leilões precisam assinar contratos de concessão com a ANP, onde estão determinados os direitos e deveres dos concessionários. O contrato de concessão é dividido em duas fases: (1) exploração, que pode durar de 3 a 6 anos, e (2) desenvolvimento e produção, com duração de até 27 anos (sendo permitida, em ambas as fases, a prorrogação dos prazos mediante a aprovação da ANP).

Os principais direitos dos concessionários são (1) a exclusividade de exploração da sua área, (2) propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos e (3) direito de vender e exportar os hidrocarbonetos produzidos. Já os seus principais deveres são (1) cumprimentos do programa exploratório mínimo estabelecido no leilão (como, por exemplo, perfuração de um determinado número de poços exploratórios, cujos resultados são compartilhados com a ANP), (2) cumprimento do conteúdo nacional estabelecido, (3) abastecimento do mercado interno, caso haja carência de petróleo, gás e derivados, (4) pagamento de impostos e (5) assunção dos custos relativos à exploração da área, incluindo danos ambientais, custo de abandono, entre outros.

Os contratos de concessão estabelecem ainda (1) a definição da área a ser explorada, (2) possíveis penalidades, (3) prazos para cada fase, entre outros.

Tributação

Além dos impostos aplicáveis a todas as atividades econômicas no Brasil (PIS/COFINS, ICMS, imposto de renda, etc.) e dos bônus de assinatura, o setor de E&P de petróleo está sujeito a três impostos específicos do setor:

- *Royalties*: Aplicado de acordo com os artigos 47 a 49 da Lei do Petróleo. Incide sobre a valor da produção do campo (receita bruta), com alíquota básica de 10% (pode ser reduzida a até 5% em casos especiais). A receita é dividida entre estados produtores

(ou “confrontantes”), municípios produtores, municípios afetados pelas operações, Marinha e Ministério da Ciência e Tecnologia.

- Participação especial (PE): Aplicado de acordo com o artigo 50 da Lei do Petróleo. Não incide sobre a receita bruta, mas sim sobre o lucro operacional dos campos que produzam acima de um certo volume de isenção. A base tributável é calculada levando-se em conta gastos com exploração, desenvolvimento e operação do campo, gastos com P&D e alguns impostos. Sua alíquota varia de 0 a 40%, dependendo do volume de produção, localização do campo (terrestre, águas rasas ou águas profundas) e ano de produção (volume de isenção diferenciado para os anos 1, 2 e 3). A receita é dividida entre estados produtores (ou “confrontantes” no caso de blocos no mar), municípios produtores, Ministério de Minas e Energia e Ministério do Meio-Ambiente.
- Pagamento pela ocupação ou retenção de área: Aplicado de acordo com o artigo 51 da Lei do Petróleo. Um valor por quilômetro quadrado é pago uma vez por ano, de acordo com a fase em que o campo se encontra (exploração, desenvolvimento ou produção).

A regulação do setor também garante benefícios fiscais às empresas de E&P na importação dos principais equipamentos requeridos para esta atividade (sondas, plataformas, entre outros), através de um regime aduaneiro especial (REPETRO).

A alta do preço de petróleo e o alto sucesso exploratório na costa brasileira trouxe ao país, juntamente com maior arrecadação e desenvolvimento, o desejo do Estado de obter um maior controle sobre as reservas de hidrocarbonetos e o aumento dos impostos específicos do setor.

Neste contexto, embora os detalhes do modelo definitivo ainda não tenha sido escolhido, já se sabe que o modelo de partilha de produção (semelhante ao modelo norueguês) será introduzido para áreas estratégicas ainda não leiloadas. Tais mudanças, no entanto, não devem ser aplicadas para contratos já assinados.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão apresentados os principais conceitos e ferramentas que serão utilizadas ao longo deste trabalho.

3.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O valor presente líquido (VPL) de um projeto, segundo Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999), é igual à diferença entre o valor presente líquido das entradas de caixa associadas ao projeto e o investimento inicial necessário, com o desconto dos fluxos de caixa feitos a uma taxa k (taxa de desconto) definida pela empresa. Desta forma, todo projeto de investimento que tiver um VPL positivo será rentável, e a escolha entre diversos projetos rentáveis e comparáveis recairá, de acordo com este método, sobre aquela que tiver o maior VPL.

Para Gitman (2002), a técnica do valor presente líquido (VPL) é uma técnica sofisticada de análise de orçamentos de capital, onde se descontam os fluxos de caixa esperados da empresa a uma taxa específica de desconto.

Definição semelhante é dada por Brigham, Gapenski, e Ehrhardt (1999), para os quais o método do VPL consiste em somar os fluxos de caixa esperados de uma empresa e trazê-los a valor presente por uma taxa de desconto k , sendo este um método eficiente de avaliar projetos.

A avaliação de projetos pelo método do VPL pode ser resumida em três etapas:

1. Descontar o fluxo de caixa esperado à taxa de desconto definida (custo de capital do projeto), chegando ao valor presente de cada fluxo de caixa esperado, incluindo as entradas e saídas de caixa, descontadas ao custo de capital do projeto.
2. Somar os fluxos de caixa descontados; esta soma é definido como o VPL do projeto.
3. Se o VPL for positivo, o projeto é viável economicamente e deve ser implementado. Caso contrário, o projeto é economicamente inviável e deve ser descartado.

A equação apresentada por Brigham, Gapenski, e Ehrhardt (1999) para calcular o VPL é:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCE_t}{(1+k)^t} \quad (1)$$

Fonte: Brigham, Gapenski e Erhardt (1999)

Onde,

FCE_t Fluxo de caixa esperado na data t

k Taxa de desconto

t Data

n Vida útil do projeto

Fluxo de caixa esperado

A estimativa do fluxo de caixa esperado é um passo fundamental para determinação do VPL de um projeto. Segundo Gitman (2002), o fluxo de caixa de um projeto pode ser dividido em três componentes principais:

- (1) Investimento inicial: Corresponde à saídas de caixa nos anos iniciais do projeto, para que este seja possível. Engloba aquisição de equipamentos, instalações, entre outros.
- (2) Entradas de caixa operacionais: Gitman (2002) apresenta as entradas de caixa operacionais como sendo as projeções de receitas de vendas, custos e despesas ao longo do projeto.
- (3) Fluxo de caixa residual: Fluxo de caixa obtido ao final do projeto, na liquidação dos ativos restantes.

O componente mais importante e imprevisível entre os três são as entradas de caixa operacionais (ECO), uma vez que estas costumam ser sensíveis a diversas premissas tais como preços, volumes, custos, entre outros. Segundo Gitman (2002), estas são dadas por:

$$ECO = LAJIR - IR + Depreciação$$

Onde,

ECO Entrada de caixa operacional;

$LAJIR$ Lucro antes de juros e imposto de renda, dado por:

$$LAJIR = Receita - Custos/Despesas \text{ (incluindo depreciação)}$$

IR Imposto de Renda, dado por:

$$IR = LAIR \times (\text{alíquota de imposto});$$

$LAIR$ Lucro antes de imposto de renda, dado por:

$$LAIR = LAJIR - \text{despesas financeiras}$$

Para cada ano da vida útil do projeto, deve-se então somar as entradas e saídas de caixa das três naturezas apresentadas acima.

Taxa de desconto

Taxa de desconto é a taxa utilizada para trazer os fluxos de caixa esperados de um determinando projeto a valor presente, com o intuito de se encontrar seu valor presente líquido. Gitman (2002) define taxa de desconto como a taxa de retorno que a empresa precisa obter sobre seus investimentos para apresentar atratividade do ponto de vista financeiro.

Sendo assim, considera-se como taxa de desconto o custo ponderado de capital da empresa. Gitman (2002) chama a taxa de desconto de custo médio ponderado de capital (CMePC ou k_a), que reflete o custo de financiamento a longo prazo da empresa, e pode ser definido pela fórmula apresentada a seguir.

$$k_a = (w_i \times k_i) + (w_p \times k_p) + (w_s \times k_s)$$

Fonte: Gitman (2002).

Onde,

$$w_i + w_p + w_s = 1$$

w_i	Proporção de empréstimos de longo prazo na estrutura de capital
w_p	Proporção de ações preferenciais na estrutura de capital
w_s	Proporção de ações ordinárias na estrutura de capital
k_i	Custo médio dos empréstimos de longo prazo
k_p	Custo médio das ações preferenciais
k_s	Custo médio das ações ordinárias

A taxa de desconto é a taxa pela qual os fluxos de caixa esperados são trazidos a valor presente. Esta taxa representa o custo de capital utilizado no projeto e, portanto, depende da estrutura de capital da empresa. Caso este seja composto por capital próprio e de terceiros, será necessário calcular o custo médio ponderado de capital (CMPC ou WACC). Para Damodaran (1997), o CMPC pode ser definido como “a média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento, incluindo dívida, patrimônio líquido e títulos híbridos, utilizados por uma empresa para financiar suas necessidades financeiras”. A fórmula a seguir mostra como calcular este custo, desconsiderando a existência de ações preferenciais:

$$WACC = k_e \times ((E / (E + D)) + k_d \times ((D / (E + D)))$$

Fonte: Damodaran (1997)

Onde,

k_e	Custo do patrimônio líquido
k_d	Custo de dívida
E	Patrimônio líquido
D	Valor da dívida

Enquanto o custo de dívida é obtido de forma imediata, o custo do patrimônio líquido precisa ser calculado. De acordo com Damodaran (1997), o custo do patrimônio pode ser definido

como a taxa de retorno exigida pelos investidores para entrar no capital de uma determinada empresa, tornando-se seu acionista, e a técnica de CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) é uma das formas mais utilizadas para estimá-lo. Este método pode ser resumido da seguinte forma:

$$k_e = R_f + \beta \times (E(R_m) - R_f)$$

Fonte: Damodaran (1997)

Onde,

k_e	Custo do patrimônio líquido
R_f	Taxa de juros livre de risco
$E(R_m)$	Retorno esperado para o mercado
$E(R_m) - R_f$	Prêmio de risco ou prêmio de mercado
β	Beta da empresa estudada

O β da empresa é calculado como:

$$\beta = Cov(R_i, R_m) / Var(R_m)$$

Onde,

$Cov(R_i, R_m)$	Covariância entre o retorno do ativo i e o retorno do mercado
$Var(R_m)$	Variância do retorno do mercado

Para empresas cujas ações não são negociadas em bolsa, o beta não pode ser obtido pelo método acima. Neste caso, Damodaran recomenda a utilização do beta médio do setor em que a empresa atua, ajustando-o para o nível de alavancagem financeira da empresa estudada.

Sendo assim, surge o conceito de beta desalavancado, dado por:

$$\beta_{desalavancado} = \beta / (1 + ((D/E) \cdot (1-T)))$$

Onde,

<i>E</i>	Patrimônio líquido
<i>D</i>	Valor da dívida
<i>T</i>	Alíquota de imposto de renda da empresa

O método, portanto, consiste em obter o beta desalavancado de todas as empresas do setor considerado, obtido pela equação acima. Em seguida, o beta da empresa estudada é obtido através da análise de sua estrutura de capital e alíquota de imposto de renda.

$$\beta_{\text{empresa}} = \beta_{\text{desalavancado(setor)}} \cdot (1 + ((D / E) \cdot (1 - T)))$$

O prêmio pelo risco, para Damodaran (1997), é baseado em dados históricos, ao se medir a diferença, ao longo de longos períodos de tempo, entre o retorno do mercado de ações e a taxa de juros livre de risco. Já a taxa de juros livre de risco pode ser considerada como sendo igual à taxa de juros paga pelos títulos de curto prazo do governo norte-americano ou então um título com um prazo que se iguale à duração do ativo que está sendo estudado. Pode-se ainda adicionar à fórmula do CAPM um componente relacionado ao risco do país no qual o investimento estudado será feito.

3.2 TEORIA DA UTILIDADE

De acordo com Bekman e Costa Neto (2006), a Teoria da Utilidade, criada por Von Neumann e Morgenstern (1953), é uma alternativa ao critério de decisão que leva em conta apenas a maximização do valor monetário, pois leva em consideração também o elemento risco. Esta alternativa surgiu da necessidade de uma teoria que, ao mesmo tempo, fosse capaz de manter a coerência matemática e reproduzir o comportamento humano frente ao risco.

O método consiste em associar a cada valor monetário o valor de uma variável abstrata, chamada de utilidade, de modo a representar o comportamento real do decisior frente ao risco. Posteriormente, a análise é feita buscando-se a maximização da função utilidade ($u(x)$), ao invés de otimizar o valor monetário puramente.

O equivalente certo

Para Bekman e Costa Neto (2006), a aversão ao risco faz com que pessoas/empresas troquem situações de incerteza por um valor pré-definido, que o livre da incerteza. Isso explica porque pessoas fazem seguro dos seus carros ou porque empresas fazem *hedge* do preço de seus produtos ou matérias-primas. Este valor é chamado de Equivalente Certo (EC).

O equivalente certo pode ser diferente para pessoas/empresas diversas numa mesma situação, dependendo da aversão ao risco desta pessoa/empresa. Neste sentido, sendo VE o valor esperado de uma certa situação de incerteza,

$EC < VE$ indica aversão risco;

$EC > VE$ indica propensão ao risco;

$EC = VE$ indica indiferença ao risco.

Bekman e Costa Neto (2006) apresentam também a definição do coeficiente de aversão ao risco, aqui chamado de $r(x)$, que indica como varia o comportamento do decisor frente ao risco. Sendo $u(x)$ a função utilidade, este coeficiente é dado por:

$$r(x) = -\frac{u''(x)}{u'(x)} = -\frac{\frac{d^2 u(x)}{dx^2}}{\frac{du(x)}{dx}}$$

Ehrlich e Moraes (2005) apresentam uma definição semelhante para o Equivalente Certo. Para os autores, frente a situações de incerteza, as pessoas tendem a desejar fugir do risco e trocar esta situação por um determinado valor para não ter que enfrentar esta incerteza. Este valor pelo qual se aceita trocar esta loteria é denominado Equivalente Certo (EC). Já a diferença entre o Valor Equivalente (VE) desta loteria e o seu Equivalente Certo (EC) é chamada de Prêmio de Risco (PR).

Determinação da curva de utilidade e equivalente certo

A determinação da curva utilidade de uma pessoa/empresa é uma questão experimental e controversa, segundo Bekman e Costa Neto (2006), uma vez que nem sempre a teoria funciona na prática de maneira satisfatória. Os autores sugerem, no entanto, uma técnica baseada em perguntas, para se determinar esta função.

A técnica consiste em apresentar diversas loterias (situações de incerteza simplificadas, com apenas duas alternativas: sucesso e fracasso) para o entrevistado e perguntar qual seria o seu equivalente certo para esta situação. Assim, sendo L uma loteria qualquer e seu equivalente certo para o entrevistado igual a EC, tem-se:

$$u(L) = u(EC)$$

Onde,

$$u(L) = p \cdot u(S) + (1-p) \cdot u(F)$$

Onde,

p Probabilidade de sucesso na loteria L

S Ganho no caso de sucesso na loteria L

F Perda no caso de fracasso na loteria L

Além disso, pode-se definir arbitrariamente o valor da utilidade para um número de valores monetários quaisquer, como, por exemplo $u(-500) = 0$ e $u(1000) = 1$. A partir destes dados, pode-se construir uma aproximação da curva de utilidade desta pessoa/empresa.

Bekman e Costa Neto (2006) apresentam ainda diversos modelos matemáticos para se representar a função utilidade: exponencial, logarítmica, raiz quadrada, quadrática, etc.. A função utilidade exponencial é o modelo mais comum, e é definido pela expressão:

$$u(x) = 1 - e^{-\gamma x}$$

Onde,

γ Parâmetro não-nulo cujo valor deve ser obtido experimentalmente

x Valor monetário

Para $\gamma = 0,1$, por exemplo, a função utilidade tem o formato apresentado na Figura 7, evidenciando a aversão ao risco.

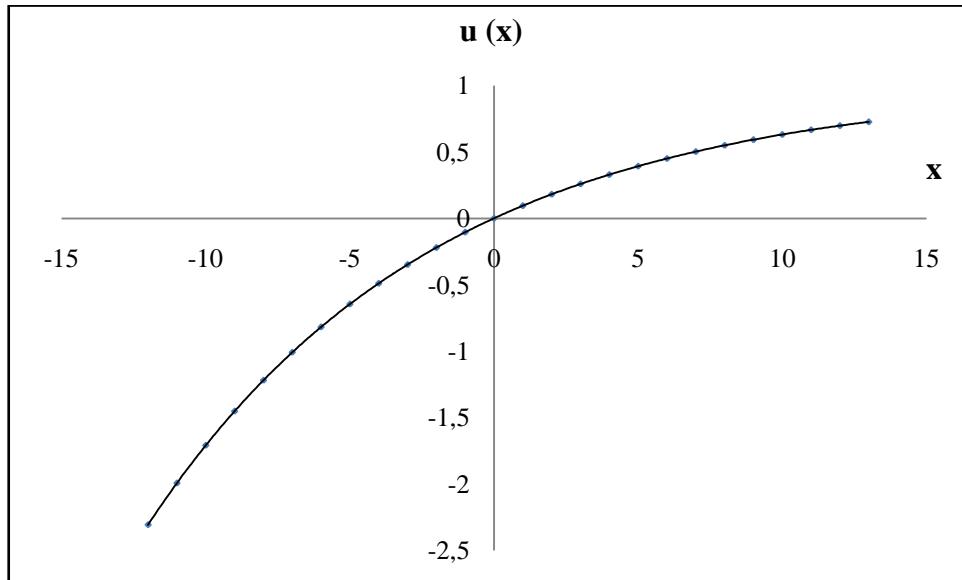


Figura 7. Função utilidade exponencial

Fonte: Elaborado pelo autor

Nepumoceno e Suslick (2000) apresentam uma variação da função utilidade exponencial apresentada anteriormente:

$$u(x) = -e^{-cx}$$

Onde,

c Coeficiente de aversão ao risco da empresa estudada, dado pela fórmula apresentada por Bekman e Costa Neto (2006)

x Valor monetário

Ainda segundo Nepumoceno e Suslick (2000), no caso de uma utilidade do tipo representado acima, o equivalente certo (EC) é dado por:

$$EC_{i=1}^n = -(1/c) \cdot \ln(\sum p_i e^{-cVPL_i})$$

Onde,

EC Equivalente certo do projeto

VPL_i Valor presente do evento i

p_i Probabilidade de ocorrência do evento i

3.3 ANÁLISE DE DECISÃO DE INVESTIMENTOS

A noção de investimento

Segundo Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999), fazer um investimento consiste, para uma empresa, em comprometer capital, sob diversas formas, de modo durável, na esperança de manter ou melhorar sua situação econômica.

Seleção de projetos

O método do valor presente líquido (VPL), isto é, de se selecionar os projetos que apresentem o maior VPL, é um dos mais comuns de seleção de projetos, segundo Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999), Gitman (2002) e Brigham, Gapenski, e Ehrhardt (1999). Outros métodos também podem ser utilizados de forma alternativa ou complementar ao método do valor presente líquido, como o da taxa interna de retorno (TIR) ou do tempo de retorno do capital (*payback*).

O uso destes métodos tradicionais, no entanto, possui duas grandes limitações, segundo Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999):

1. Não considera o fator risco. A seleção de projetos com base em sua rentabilidade desconsidera o fato de que existem incertezas nas estimativas de fluxo de caixa que dão origem às diferentes medidas de rentabilidade de um determinado projeto. A consideração do fator risco será detalhada no tópicos subsequentes.

2. Assume que qualquer empresa está em condições de obter, à taxa de juros corrente, todos os fundos necessários para a realização de seus projetos rentáveis. Dentro desse quadro, o programa de investimentos da empresa seria constituído por todos os projetos que ultrapassem um certo nível mínimo de rentabilidade previamente estabelecido.

Esta segunda hipótese, no entanto, nem sempre é verdadeira. O que ocorre com mais freqüência é que a empresa não consegue realizar todos os seus projetos rentáveis por falta de capitais. Esta situação é chamada por Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999) de “situação de racionamento de capital”.

Para situações como esta, Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999) sugerem o uso do valor presente líquido integrado unitário (VPLIU), sendo este o método mais simples possível para a resolução de problemas de decisão de investimento no caso de haver racionamento de capital. O valor presente líquido unitário é uma medida da eficiência de um investimento, e é dado por:

$$VPLIU_j = VPLI_j / I_{oj}$$

Onde,

$VPLI_j$ Valor presente líquido do projeto j . Conceito de VPL que considera que as entradas de capital ao longo do projeto não serão reinvestidas à taxa mínima de atratividade k , mas sim a uma determinada taxa r , dada a impossibilidade de se investir infinitamente à taxa k por toda a vida do projeto. Esta taxa r depende das oportunidades de investimento que surgem para a empresa ao longo da vida do projeto considerado, e pode ser assumida como sendo, por exemplo, igual à taxa de juros do país estudado.

I_{oj} Investimento inicial requerido no projeto j

Os projetos são ordenados de acordo com seu VPLIU, que pode ser entendido como uma medida da relação custo-benefício, e implementa-se os melhores projetos acordo com esta variável, até o limite de capital existente.

Weingartner (1967) apud Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999) desenvolveu uma metodologia alternativa para a escolha de projeto em situações de racionamento de capital, mais ampla, baseado em técnicas de programação inteira. Este método pode ser representado por:

$$\text{Maximizar} \quad \Gamma = \sum_{j=1}^n b_j \cdot X_j$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n d_{jt} \cdot X_j \leq D_t$$

$$0 \leq X_j \leq 1$$

X_j inteiro

Onde,

b_j VPL associado ao projeto j

d_{jt} Investimento necessário no período t para a realização do projeto j

X_j Fração do projeto que será efetivamente implementada

D_t Montante das disponibilidades financeiras no período t

n Número de projetos estudados

Para o caso em que não haja a possibilidade de execução parcial de projeto, a variável X_j não pode assumir valores intermediários entre 0 e 1, tornando-se, portanto, uma variável binária.

Ambos os métodos não se aplicam para a situação em que dois ou mais projetos sejam mutuamente excludentes ou então dependentes entre si.

Avaliação de projetos em situação de risco

De acordo com Ehrlich e Moraes (2005), o risco é a possibilidade de ocorrência de um evento desfavorável no decorrer de um certo período de tempo. Desta forma, os autores definem três elementos que definem o risco: (a) um evento desfavorável, (b) a possibilidade de este evento ocorrer, que é medida em termos de probabilidade percebida, e (c) o período de tempo avaliado.

Ainda segundo os autores, a incerteza se caracteriza por ser um evento único, o que nos impede de raciocinar em termos de médias e variabilidades, ou seja, de procurar compensar fracassos com sucessos “em média” (como uma loteria, onde há 50% de chance de se ganhar R\$20.000 e 50% de se perder R\$10.000). Frente a situações como esta, as pessoas desejariam fugir do risco e trocar esta loteria por um determinado valor para não ter que enfrentar a incerteza. Este valor pelo qual se aceita trocar esta loteria é denominado Equivalente Certo (EC), conceito que já foi discutido anteriormente.

Ao avaliar um projeto com incertezas, Ehrlich e Moraes (2005), sugerem modelar a situação seguindo os seguintes passos:

1. Montar o modelo determinístico com todos os seus parâmetros;
2. Fazer hipóteses sobre o comportamento das variáveis sobre as quais temos incertezas;
3. Fazer a previsão dos resultados, através de distribuições de probabilidades;
4. Sortear valores ao acaso, segundo as hipóteses feitas em (2) e avaliar os resultados.

Ehrlich e Moraes (2005) apresentam também algumas soluções práticas alternativas na seleção de projetos que envolvam riscos, como: (a) utilizar o método do *payback*, e diminuir o tempo de retorno máximo aceitável, ou (b) descontar o fluxo de caixa deste projeto por uma Taxa de Desconto Ajustada pelo Risco (TDAR), aumentando a taxa proporcionalmente ao risco enxergado em cada projeto.

Nepumoceno e Suslick (2000) apresentam também o método do valor monetário esperado, para o caso em que a probabilidade de sucesso (e, consequentemente, de fracasso) sejam conhecidas. O método do VME consiste em fazer uma média ponderada (pelas chances de

ocorrência) do VPL da situação de sucesso e de fracasso, e aceitar os projetos que possuam VME maior que zero.

$$VME = p.VPL_{sucesso} + (1-p).VPL_{fracasso}$$

Onde,

p	Probabilidade de sucesso do projeto
$VPL_{sucesso}$	VPL no caso de sucesso
$VPL_{fracasso}$	VPL no caso de fracasso

Risco e seleção de projetos

Segundo Ehrlich e Moraes (2005), uma alternativa desejável é aquela que proporciona o maior retorno (VPL) com o menor risco. Um dos métodos indicados para esta decisão é o da Dominância, que consiste em comparar a distribuição de probabilidade do VPL de duas ou mais alternativas, adotando aquela(s) que possuir a melhor relação risco-retorno.

Nepumoceno e Suslick (2000) fazem críticas à aplicação do método do valor monetário esperado apresentado acima na seleção de projetos. Segundo os autores, embora o VME inclua uma ponderação do resultado financeiro pela sua probabilidade de sucesso, este método desconsidera a aversão ao risco dos investidores.

Isso significa que o risco não é uma função apenas da probabilidade de sucesso de um projeto, mas também do capital exposto à chance de perda. Neste sentido, o método do VME deixa de ser válido em situações em que a possibilidade de perda for significativa.

Além disso, os autores também afirmam que a noção de risco varia de uma empresa para outra, em função de sua capacidade e disposição de absorver perdas. Por estes motivos, os autores defendem o uso da Teoria da Preferência ou Método do Equivalente Certo, proposto por Walls (1994), que será detalhado posteriormente, no item 3.5.

3.4 CONCEITOS IMPORTANTES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Definição de reservas e recursos potenciais

Segundo a SPE (Sociedade de Engenheiros de Petróleo), reserva provada é “o volume de petróleo de acumulações conhecidas que, pela análise dos dados de geologia e engenharia, pode ser estimado com razoável certeza de ser comercialmente recuperável, sob condições econômicas, regulamentos e com métodos de operação vigentes na época da avaliação”. Já reserva não provada “corresponde ao volume de petróleo baseado em dados de geologia e/ou engenharia, similares aos utilizados na estimativa das reservas provadas, mas que, devido a incertezas técnicas, econômicas, contratuais ou governamentais, não pode ser classificado como reserva provada”.

As reservas não provadas podem ser classificadas em provável ou possível, dependendo do nível de certeza envolvido na estimativa. Há ainda o recurso contingente, definidos como “o volume de petróleo, expresso nas condições básicas, potencialmente recuperável de reservatórios conhecidos, mas não economicamente exploráveis na época da avaliação, em função das condições técnicas e econômicas existentes tais como: aprovação governamental para exploração das reservas, demanda de mercado, preço e tecnologia de produção”.

Já os volumes apresentados neste trabalho são chamados de recursos potenciais, ou prospectivos, e se diferem de reservas ou recursos contingentes pela falta de suficiente perfuração na área estudada, ou seja, pela falta de dados suficientes para a definição dos volumes de hidrocarbonetos nesta área.

A definição de recursos potenciais neste trabalho está acordo com o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo, aprovada em 2007 pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo, Conselho Mundial de Petróleo, Associação Americana dos Geólogos de Petróleo e Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo: “o volume de petróleo, expresso nas condições básicas, potencialmente recuperável de reservatórios não descobertos, na época da avaliação”, ou “quantidades de petróleo que são estimadas, em uma certa data, a serem potencialmente recuperáveis a partir de acumulações não descobertas através de futuros projetos de desenvolvimento”.

Desta forma, a estimativa de recursos potenciais para um certo prospecto (definido por Rose (1998) como um campo que possui um reservatório com “trapa”), onde possa haver um acúmulo potencial de hidrocarbonetos, e que está sujeita a incertezas, e o intervalo de variação da incerteza dependem fundamentalmente da quantidade e qualidade dos dados comerciais e técnicos (geológicos e geofísicos) de que se dispõe.

As estimativas de recursos potenciais contidas neste trabalho foram baseadas em um estudo da empresa de auditoria de reservas DeGolyer and MacNaughton a respeito do portfólio de projetos da empresa estudada.

Estimativa de recursos

A estimativa do volume de recursos potenciais de um certo prospecto, de acordo com a metodologia adotada pela DeGolyer and MacNaughton, se dá de forma probabilística, a partir dos dados sísmicos da área estudada. Dessa forma, calculam-se as estimativas baixa, alta e melhor, para chegar ao valor esperado (VE) de recursos. A estimativa baixa é utilizada como P90, ou seja, há uma probabilidade de 90% de que, supondo que o prospecto seja desenvolvido, as quantidades recuperadas sejam iguais ou maiores que a estimativa baixa. Analogamente, a estimativa melhor é utilizada como P50 e a alta como P10.

Já a estimativa média, usualmente a mais utilizada na comparação de diferentes prospectos e na gestão de um portfólio no setor de E&P, é dada pelo valor esperado da distribuição probabilística de volumes do prospecto estudado.

A distribuição de probabilidade é criada a partir do estudo dos dados disponíveis (sísmicas ou perfurações) e a comparação com reservatórios semelhantes descobertos no passado, utilizando do método de simulação de Monte Carlo.

Neste estudo, são considerados os indicativos de porosidade, saturação de petróleo, espessura líquida de hidrocarboneto (*net pay*), eficiência de recuperação (isto é, quanto do hidrocarboneto presente no reservatório poderá ser extraído de maneira econômica), propriedades de fluido e área produtiva.

Cada um destes indicativos têm uma distribuição probabilística própria (normalmente lognormais, normais ou triangulares, dependendo da variável), que serão os dados de entrada

para as estimativas de recursos potenciais (P10, P50 e P90) para cada prospecto. Sendo assim, de acordo com Motta et al (2000), a distribuição dos recursos potenciais de um determinado prospecto tende a uma distribuição normal, como mostrado na Figura 8.

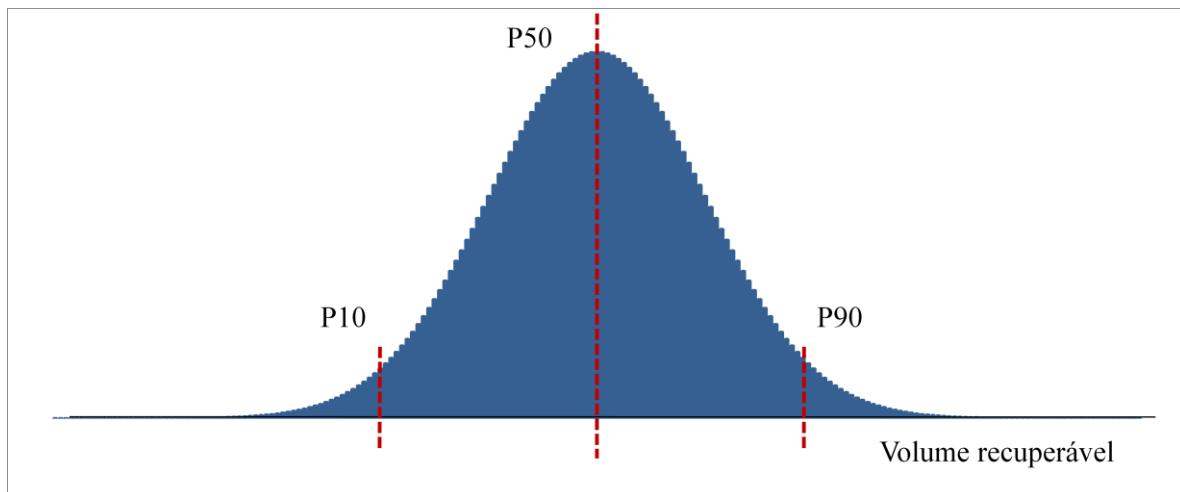


Figura 8. Representação das estimativas de volume P10, P50 e P90

Fonte: Elaborado pelo autor

Contabilidade na indústria de petróleo

Para se calcular o fluxo de caixa esperado de um projeto de petróleo, é conveniente primeiramente apresentar algumas particularidades da contabilidade de uma empresa de E&P. A Tabela 1, retirada de Gibbons Jr. (2002), é um resumo de como é feita a contabilidade de um barril de petróleo produzido.

Tabela 1. Contabilidade de um barril de petróleo (US\$/barril)

INVESTIMENTO	
Exploração com sucesso (a)	2,00
Investimento em desenvolvimento (b)	4,00
Investimento total (a + b)	6,00
DEMONSTRATIVO DE RESULTADO	
Receita	63,00
Participação governamental	- 13,23
Custo de produção	- 8,00
Depreciação (a + b)	- 6,00
Despesa de exploração (poço “seco”)	- 1,00
LAIR	34,77
Imposto de renda (34%)	- 11,82
Lucro líquido	22,95
Fluxo de caixa livre (lucro + depreciação - investimento)	34,95

Fonte: Gibbons Jr., B.M. (2002)

O investimento inicial incorrido para se descobrir e desenvolver o barril a ser produzido no futuro é lançado no demonstrativo de resultado (DRE) na empresa como depreciação assim que este barril é produzido, gerando um benefício fiscal para a empresa em questão, uma vez que esta despesa diminui a base de lucro tributável.

Já a despesa de exploração na mesma área que não resultou em nenhuma descoberta economicamente viável (poço “seco”) é lançada imediatamente como despesa de exploração, e não como investimento. O restante dos custos e despesas é lançado normalmente no DRE, sendo que, visando a simplificação do problema, o seu desembolso de caixa pode ser considerado simultâneo ao seu reconhecimento no DRE pelo regime de competência.

3.5 ANÁLISE DE DECISÃO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Risco exploratório

Segundo Nepumoceno e Suslick (2000), Suslick, Nepumoceno e Furtado (2001) e Margueron e Carpio (2005), existem alguns riscos principais num projeto de E&P: econômico, geológico, tecnológico e regulatório.

O risco geológico diz respeito à probabilidade de sucesso na perfuração de poços e à probabilidade do reservatório em questão ser de qualidade suficiente que permita sua exploração em escala comercial.

Desta forma, Otis e Scheneidermann (1997) definem P_g (probabilidade de sucesso geológico) como a probabilidade de se descobrir um reservatório que produz petróleo, ou seja, a probabilidade de existir uma acumulação de hidrocarboneto em determinado prospecto, cuja exploração seja viável.

P_g é estimado a partir da quantificação da probabilidade de ocorrência de cada um dos seguintes fatores geológicos (ou seja, fatores necessários para que haja uma acumulação de petróleo na área estudada):

- (1) Geração: probabilidade de ter havido formação de hidrocarbonetos nesta área;
- (2) Reservatório: probabilidade de ter havido a formação de um reservatório;
- (3) Migração: probabilidade de o hidrocarboneto formado ter migrado para a área estudada;
- (4) Trapa: probabilidade de ter havido a formação de um “selo” que impedisse o vazamento deste hidrocarboneto.

Otis e Scheneidermann (1997), portanto, definem P_g como:

$$P_g = \prod_{i=1}^4 P_i$$

Onde,

$$P_i \quad \text{Probabilidade de ocorrência do fator geológico } i$$

A probabilidade de ocorrência dos fatores geológicos é obtida através do estudo dos dados sísmicos, mapas e analogia com outros reservatórios semelhantes ou casos da literatura, levando-se em consideração fatores petrofísicos (porosidade, saturação e espessura líquida de hidrocarboneto) e de engenharia (eficiência de recuperação e propriedades de fluidos). O produto destas quatro probabilidades resulta no P_g deste prospecto. Assim, de acordo com Lucena e Lucosa (2007), sendo todos esses fatores geológicos essenciais para a existência de hidrocarbonetos, a presença de hidrocarbonetos na área é fisicamente impossível caso a probabilidade de ocorrência de algum destes fatores seja nula.

A estimativa de P_g , assim como a estimativa dos recursos potenciais, depende da quantidade de informações disponíveis a respeito do prospecto estudado. Sendo assim, a probabilidade de sucesso geológico de um determinado prospecto pode se alterar com o tempo, na medida em que novas informações a respeito desta área forem adquiridas.

Risco tecnológico

Muitas vezes projetos de extração de petróleo necessitam de grandes inovações tecnológicas para tornarem-se viáveis. O risco tecnológico, de acordo com Suslick (2001) se refere ao risco de não haver tecnologia disponível para desenvolver o prospecto estudado. Este fator esteve presente na indústria de E&P desde o seu princípio, fazendo com que empresas inovadoras tivessem grande vantagem sobre suas rivais.

Nas últimas décadas, conforme observa Margueron (2005), isso se tornou ainda mais verdadeiro. As novas reservas de petróleo tendem a se concentrar cada vez mais em áreas de difícil acesso, como o pré-sal brasileiro ou as areias betuminosas do Canadá.

Suslick (2001) desenvolveu um modelo simplificado para a análise do risco tecnológico em projetos de E&P em mar, tratando-a como uma função da lâmina d'água e profundidade total do prospecto considerado.

O autor considera uma curva em S como a mais apropriada para a representação da variação do risco tecnológico em função da profundidade do campo estudado. Ou seja, projetos em águas rasas e de baixa profundidade total, como os considerados neste trabalho, tem risco tecnológico praticamente nulo.

Sendo assim, Suslick (2001) chega à formulação da utilidade tecnológica, sendo esta uma ponderação da utilidade da lâmina d'água (ld) e da profundidade do reservatório (pr).

$$U_{tec}(ld, pr) = \frac{U_{tec}(ld) + U_{tec}(pr)}{2}$$

Onde,

$$U_{tec}(ld) = \frac{1}{(1 + 76,5 \cdot e^{-0,005ld})}$$

$$U_{tec}(pr) = \frac{1}{(1 + 600 \cdot e^{-0,002pr})}$$

Risco econômico e regulatório

Margueron e Carpio (2005) sugerem a presença de outros riscos existentes na atividade de exploração de petróleo, além do exploratório (geológico) e tecnológico.

O principal deles é o econômico, ou seja, o que se refere à incerteza relacionada à estimativa de preço da *commodity* (petróleo e gás), assim como de custos e investimentos para o projeto considerado. O petróleo, assim como o gás natural, é negociado em bolsa de valores, e seu preço depende de diversos fatores, sendo difícil fazer previsões a respeito de valores futuros. Tal risco impacta todos os projetos de E&P, porém não necessariamente de forma uniforme. Alguns projetos podem ser mais sensíveis a variações nos preços do petróleo e do gás, e uma análise de sensibilidade pode ser utilizada para testar o impacto destas variações na gestão de portfólio de projetos de E&P.

No caso de projetos em diferentes países, os autores recomendam ainda a consideração do risco regulatório, ou seja, o risco das leis que regem o setor se alterarem durante a vida útil do projeto. A consideração de tal risco é fundamental para empresas de petróleo que se deparam com oportunidades de investimento em diversos países, dado o histórico de perdas financeiras incorridas devido à interferência de ordem política no setor de petróleo. Neste trabalho, no entanto, onde todos os projetos estão localizados no Brasil, será assumido que a regulação do setor permanece constante ao longo da vida do projeto, ou seja, o risco regulatório é assumido como inexistente.

Métodos tradicionais de análise de investimento no setor de E&P

De acordo com Dougherty e Sarkar (1993), os métodos da taxa interna de retorno (TIR) e do valor presente líquido (VPL) são os métodos mais utilizados por empresas de E&P na avaliação de seus projetos. Na existência de riscos, a técnica mais utilizada é a de ajustar a taxa de desconto (no caso do método do VPL) ou taxa mínima de atratividade (no caso do método da TIR) de acordo com o risco percebido (isto é, elevando-as para os projetos vistos como mais arriscados, e vice-versa).

Walls (1994), no entanto, enxerga deficiências sérias neste método:

- Não há separação entre o desconto dado pelo risco do projeto e o desconto dado pelo cronograma das entradas de caixa do projeto. Como observaram Martin, Cox e Macminn (1988) apud Walls (1994), este tipo de análise pode seriamente comprometer a visão dos gerentes em relação a projetos de longa duração, mesmo que os seus fluxos de caixa possam ser previstos com razoável grau de certeza.
- A taxa de desconto ajustada pelo risco normalmente é calculada através de métodos arbitrários, dado a inexistência de uma técnica unanimemente aceita para o seu cálculo.
- Não são consideradas as consequências para a empresa no caso de fracasso, isto é, a que tipo de perda a empresa pode estar exposta.

Uma alternativa simples a este método é a comparação do valor monetário esperado (VME, conforme explicado no item 3.3) de cada projeto. Walls (1994), no entanto, observa que ainda

assim a última deficiência apresentada acima permanece válida. Ou seja, este método, ao não levar em conta as possíveis perdas a que a empresa pode estar exposta, ignora a existência de aversão ao risco, tornando o seu uso bastante limitado em casos reais.

Teoria da Preferência ou Método do Equivalente Certo

Dadas as limitações dos métodos tradicionais, Walls (1994) propõe o uso da “Teoria da Preferência”. Este método é uma variação do método do VME, porém com a adição de um componente relacionado à aversão ao risco do tomador de decisão.

Este método, segundo Walls (1994) consiste em mapear a atitude de uma empresa frente a situações de incerteza na forma de uma curva de utilidade. A seguir, calcula-se o equivalente certo de cada projeto, e os projetos de maior equivalente certo são considerados os mais atrativos.

A melhor forma de representar a atitude dos tomadores de decisão frente a situações como esta, segundo o autor, é através de uma função exponencial, como apresentado abaixo.

$$u(x) = -e^{-x/TR}$$

Onde,

x Variável de interesse (usualmente o VPL dos projetos)

TR Medida de tolerância ao risco

A variável de interesse, neste caso, é o VPL do projeto. Já o TR é definido por Walls (1994) como um valor que “(...) representa a quantia de dinheiro com a qual o tomador de decisão é indiferente em relação a um investimento com 50% de chance de se ganhar TR e 50% de chance de se perder a metade de TR (TR/2)”. Sendo assim, para uma determinada empresa i , o equivalente certo de um projeto em que o VPL no caso de sucesso é TR_i e o VPL do caso de fracasso é $TR_i/2$ (situação representada na Figura 9) é igual a zero. Isso equivale a dizer que a empresa seria neutra à situação apresentada baixo, ou seja, seu equivalente certo seria zero. Para projetos que envolvam somas maiores que TR, no entanto, o tomador de decisão avesso ao risco atribuiria uma utilidade negativa, e vice-versa. Este método, segundo Walls (1994), é

uma alternativa para o caso em que não seja possível construir a curva de utilidade da empresa estudada.

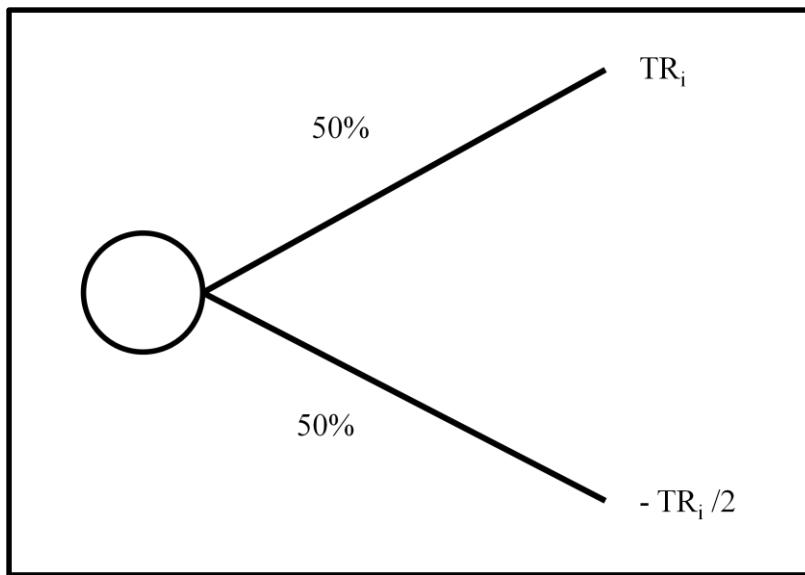


Figura 9. Medida de Tolerância ao Risco (TR)

Fonte: Walls (1994)

Walls (1994) sugere alguns métodos para o cálculo do valor de tolerância ao risco. O primeiro deles, apresentado inicialmente por Wilkerson (1988), consiste em estudar o comportamento passado da empresa em estudo. Uma outra maneira é a confecção de um questionário onde são apresentados diversas oportunidades de investimentos (com um VPL de sucesso, VPL de fracasso e uma probabilidade de sucesso definidas), e perguntar qual delas seria considerada atrativa pela empresa e qual nível de participação a empresa tenderia a aceitar em cada projeto.

No caso de não existir a possibilidade de contatar as empresas estudadas, Walls e Dyer (1992) apud Nepumoceno e Suslick (2000) sugerem a utilização de níveis-padrão de companhias internacionais, ou seja, da média da indústria.

Ainda de acordo com estes autores, baseados no estudo do comportamento de 18 das maiores empresas de petróleo do mundo de 1981 a 1990, o valor de tolerância ao risco (TR) médio das firmas estudadas (embora obviamente haja variações dependendo da aversão risco específica de cada empresa) é, na média, igual a $\frac{1}{4}$ do seu orçamento anual da exploração. Isso implica

que para uma empresa com orçamento de exploração de US\$40 milhões anuais, TR seria igual a US\$10 milhões.

Sendo o grau de aversão ao risco (c) dado pelo inverso de TR, de acordo com Walls (1994), tem-se que, para a empresa em questão, $c = 10^{-6}$.

$$c = (1/TR)$$

Onde,

c Coeficiente de aversão ao risco

TR Medida de tolerância ao risco

Uma vez conhecido o TR de uma empresa (e consequentemente o seu coeficiente de aversão ao risco), pode-se calcular a utilidade e o equivalente certo (EC) de cada projeto. O EC de um projeto com distribuição de probabilidades discreta, segundo Raiffa (1968), ainda utilizada atualmente, pode ser encontrado pela equação:

$$EC = -(1/c) \cdot \ln\left(\sum_{i=1}^n p_i e^{-x_i/TR}\right)$$

Onde,

x_i Valor presente líquido do projeto na situação i

p_i Probabilidade de ocorrência da situação i

TR Medida de tolerância ao risco

c Coeficiente de aversão ao risco, dado pelo inverso do valor de tolerância ao risco, ou seja, $c = 1/TR$

Nepumoceno e Suslick (2000) propõem um método semelhante, argumentando que o uso do equivalente certo permite a comparação de uma opção arriscada com outra sem risco. Os autores definem o EC de um projeto como “o valor que o tomador de decisão está disposto a receber para desistir de tal projeto”. Por definição, portanto, a utilidade do projeto é igual à utilidade do seu equivalente certo. Para o cálculo do equivalente certo de um certo projeto, Nepumoceno e Suslick (2000) apresentam a seguinte equação:

$$EC = -(1/c) \cdot \ln\left(\sum_{i=1}^n p_i e^{-cVPL_i}\right)$$

Onde,

VPL_i Valor presente líquido do projeto na situação i

p_i Probabilidade de ocorrência da situação i

c Coeficiente de aversão ao risco

Walls (1994), assim como Nepumoceno e Suslick (2000), destaca ainda o conceito de prêmio pelo risco (PR), definido como a diferença entre o VME de um projeto e seu EC. Este conceito foi primeiramente introduzido por Cozzolino (1977). Pode-se entender o EC como um equivalente do VME, porém ajustado pelo nível de aversão ao risco do tomador de decisão.

$$PR = VME - EC$$

Suslick, Schiozer e Rodriguez (2007) também defendem o uso do equivalente certo para a análise de decisão na indústria de petróleo. Segundo os autores, caso as empresas tomem suas decisões de forma racional e consistente, então sua atitude perante o risco pode ser representada por uma curva de utilidade, e consequentemente, pela otimização do equivalente certo do portfólio.

4 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

4.1 CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA

O problema a ser analisado neste trabalho consiste na seleção de um portfólio de projetos de Exploração e Produção de petróleo, entre 23 projetos disponíveis, dados seus recursos

potenciais, estimativas de custos e investimentos, probabilidade de sucesso (medida de risco) e uma certa limitação de capital para os investimentos na fase de exploração.

Os projetos serão enumerados de 1 a 23. As principais características de cada projeto são apresentadas na Tabela 2. As estimativas de volumes, custos, probabilidade de sucesso e outras características importantes dos projetos foram obtidas a partir de um estudo da empresa de auditoria de reservas DeGolyer and MacNaughton a respeito do portfólio de projetos da empresa estudada.

Os projetos são localizados majoritariamente em águas rasas, nas bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão.

Tabela 2. Lista de projetos disponíveis

Projeto	Volume petróleo (mboe)	Volume gás (mboe)	Lâmina d'água (m)	Probabilidade de sucesso (%)
Projeto 1	1.284	383	368	16,2%
Projeto 2	789	378	337	21,9%
Projeto 3	144	0	58	7,2%
Projeto 4	1.102	0	87	25,7%
Projeto 5	40	0	60	7,2%
Projeto 6	818	0	72	16,7%
Projeto 7	0	952	85	30,1%
Projeto 8	0	1.966	195	23,1%
Projeto 9	0	181	176	22,1%
Projeto 10	0	416	183	33,3%
Projeto 11	0	365	159	33,2%
Projeto 12	819	256	215	27,0%
Projeto 13	194	0	199	21,8%
Projeto 14	332	0	201	21,0%
Projeto 15	289	0	183	21,2%
Projeto 16	225	0	179	21,5%
Projeto 17	286	0	172	22,0%
Projeto 18	1.326	0	143	34,1%
Projeto 19	1.393	0	167	33,4%
Projeto 20	1.697	0	187	33,7%
Projeto 21	1.690	0	89	33,9%
Projeto 22	981	0	312	33,0%
Projeto 23	1.055	0	219	33,4%

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

4.2 DELIMITAÇÃO DO ESCOPO

A análise de decisão de investimento desenvolvida neste trabalho será multi-variável, pois considerará tanto aspectos de rentabilidade (Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno) como medidas de risco. A partir da determinação destas variáveis para cada projeto, será simulada a tomada de decisão da empresa com base na otimização do seu equivalente certo (ao invés de maximizar puramente o seu VPL, como nos métodos tradicionais), considerando-se um certo racionamento de capital.

Para isso, será calculado o VPL de cada projeto, através de um modelo de fluxo de caixa descontado. Posteriormente, será calculado o equivalente certo de cada projeto, sendo este dependente do seu VPL, sua probabilidade de sucesso e aversão ao risco da empresa considerada. A otimização do equivalente certo total do portfólio será feita através de métodos de programação inteira. Será feita ainda uma análise de sensibilidade do portfólio ótimo, variando-se a estimativa de preço de petróleo futuro, taxa de desconto e nível de aversão ao risco.

Não será levado em conta o risco regulatório, uma vez que será considerado que a regulação brasileira não se alterará durante a duração dos projetos estudados. O risco tecnológico também pode ser desconsiderado. Os projetos estudados são em águas rasas (definidas como linha d'água menor que 400 metros), onde há produção de petróleo em escala comercial há cerca de 50 anos. Além disso, os reservatórios são majoritariamente carbonáticos, semelhantes à bacia de Campos (onde a Petrobras opera há mais de 30 anos, respondendo hoje por cerca de 80% do petróleo produzido no Brasil). Isso faz com o desenvolvimento destes campos torne-se relativamente simples.

Em relação às restrições que determinarão quais projetos serão desenvolvidos e quais serão descartados, assume-se que a única restrição relevante para uma empresa do porte considerado é a de capital. A oferta de mão-de-obra, muitas vezes um fator limitante para as empresas do setor, é relativamente abundante no Brasil, dada a grande quantidade de pessoas formadas pela Petrobras. Já a disponibilidade de equipamentos pode ser assumida como infinita por tratar-se de projetos de E&P em águas rasas, onde, diferentemente do que ocorre em águas profundas, não há escassez de equipamentos (sondas de perfuração, unidades de produção, entre outros) no mercado.

5 ABORDAGEM

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada para a seleção do portfólio ótimo de projetos, dados os projetos disponíveis e uma certa limitação de capital. Para isso, primeiramente será calculado o valor presente líquido de cada projeto.

Em seguida, será determinado o equivalente certo de cada projeto, dado um certo nível de aversão ao risco da empresa considerada. A otimização do portfólio será feita através de técnicas de programação inteira, visando a maximização do equivalente certo total do portfólio.

5.1 CÁLCULO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO DOS PROJETOS

O valor presente líquido dos projetos será calculado a partir de um modelo de fluxo de caixa para a empresa descontado, utilizando-se de uma taxa de desconto calculada de acordo com o modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). Os fluxos são apresentados em dólares norte-americanos (US\$), por ser esta a moeda funcional de uma empresa típica de E&P (a totalidade de suas receitas é denominada em milhões de US\$, assim como a grande maioria de seus custos, com exceção dos custos de mão-de-obra).

A estrutura de capital da empresa estudada é constituída por 100% de capital próprio. Isso é explicado pelo fato de tratar-se de uma empresa em fase pré-operacional (ainda sem nenhum ativo em fase de produção). Sendo assim, seu fluxo de caixa futuro é absolutamente dependente do sucesso exploratório obtido nos ativos a serem adquiridos, o que faz com que a percepção de risco a respeito da empresa seja alto. Isso praticamente impossibilita a obtenção de capital de terceiros nesta fase.

Será utilizado um beta desalavancado de 0,94, sendo esta a média dos betas desalavancados de empresas de E&P de todo o mundo, de acordo com Damodaran (1997). Já a taxa livre de

risco será considerada como sendo a taxa de juros implícita atualmente nos títulos do governo norte-americano.

Neste ponto, cabe uma observação. Embora nenhum ativo possa ser considerado livre de risco, o mais usual é que se utilize os títulos do Tesouro dos Estados Unidos, preferencialmente de prazo semelhante à duração do projeto considerado, conforme apontam Damodaran (1997) e Sharpe (1998).

Em setembro de 2009, a taxa implícita nos títulos de trinta anos do governo norte-americano estava em 4,21% a.a. A estimativa de inflação de longo prazo nos Estados Unidos, na mesma data, estava em 2,50% a.a. Sendo assim, chega-se a uma taxa livre de risco de 1,67% a.a. em termos reais (já que o modelo considerado neste trabalho é apresentado em termos reais, isto é, em moeda corrente).

Já o prêmio pelo risco, ou prêmio de mercado, é normalmente obtido através da análise dos retornos históricos do mercado acionário em relação ao retorno dos ativos livre de risco. O ideal é que se considere o período mais longo possível, segundo Damodaran (1997). Neste trabalho, será usado um prêmio pelo risco de 5,50% a.a., o mesmo usado por Damodaran (1997), correspondente à média geométrica do diferencial de retorno do mercado acionário e os títulos do tesouro norte-americano de 1926 (primeiro dado disponível) até meados da década de 1990. Soma-se a isso ainda o risco-país do Brasil, que em setembro de 2009 estava em 1,31% a.a.

Sendo assim, chega-se ao seguinte custo de capital próprio real para a empresa considerada de 8,15% a.a., conforme demonstrado abaixo.

$$k_e = 1,67\% + 0,94 \times 5,50\% + 1,31\% = 8,15\%$$

Não havendo capital de terceiros na estrutura de capital considerada, o custo ponderado do capital também será 8,15%.

Uma vez definida a taxa de desconto a ser utilizada, deve-se então determinar o fluxo de caixa gerado pelos projetos em cada ano.

Tabela 3. Fluxo de caixa para um projeto de E&P

Fluxo de caixa (FC)
LAJIDA
(-) Impostos
(-) Investimento em exploração
Bônus de assinatura
Sísmica
Investimento em perfuração
(-) Investimento em desenvolvimento
Fluxo de caixa livre

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 4. Demonstrativo de resultado para um projeto de E&P

Demonstrativo de resultado (DRE)
Receita bruta
(-) Royalty
Receita líquida
(-) Custos e despesas
Lucro operacional
(-) Depreciação
(-) P&D
(-) Participação especial
LAJIR
(-) Imposto de renda
Lucro líquido
LAJIDA (LAJIR + Depreciação)

Fonte: Elaborado pelo autor

LAJIDA e LAJIR correspondem, respectivamente, a lucro antes de juros, imposto de renda, depreciação e amortização e lucro antes de juros e imposto de renda.

Para cada projeto, haverá um fluxo de caixa para o caso de sucesso e um para o caso de fracasso. No caso de sucesso, o fluxo de caixa tipicamente tem um formato semelhante ao mostrado na Figura 2. Já no caso de fracasso, há o investimento em exploração nos primeiros anos, mas o projeto não chega à fase de desenvolvimento (isto é, dispendo dos dados sísmicos

e de perfuração, a empresa desiste do projeto ao fim da fase de exploração). Além disso, no caso de fracasso, considera-se que a empresa perfurará apenas a quantidade de poços exigida no programa exploratório mínimo do bloco em questão.

A Tabela 5 mostra o investimento em exploração de cada um dos projetos considerados. Considera-se que a fase de exploração de cada prospecto leva de dois a cinco anos.

Tabela 5. Investimentos em exploração por projeto

Projeto	Bônus de assinatura (milhões de US\$)	Investimento em sísmica (milhões de US\$)	Investimento em perfuração (milhões de US\$)	Investimento inicial total (milhões de US\$)
Projeto 1	43	16	72	132
Projeto 2	5	0	118	123
Projeto 3	1	8	21	31
Projeto 4	1	8	24	34
Projeto 5	1	2	24	27
Projeto 6	2	10	24	36
Projeto 7	55	1	118	173
Projeto 8	114	0	59	173
Projeto 9	5	1	59	65
Projeto 10	22	1	59	82
Projeto 11	42	1	118	160
Projeto 12	0	2	59	61
Projeto 13	11	0	59	70
Projeto 14	36	1	59	96
Projeto 15	17	0	59	76
Projeto 16	6	1	59	65
Projeto 17	15	0	59	74
Projeto 18	59	6	72	136
Projeto 19	128	6	144	278
Projeto 20	39	6	72	117
Projeto 21	128	5	96	229
Projeto 22	68	5	48	121
Projeto 23	47	8	72	127

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

Já o investimento em desenvolvimento é basicamente uma função do número de barris descobertos na fase de exploração. A Tabela 6 detalha o investimento em desenvolvimento para cada projeto, em caso de sucesso. A fase de desenvolvimento de um prospecto costuma levar de três a oito anos.

Tabela 6. Investimentos em desenvolvimento por projeto

Projeto	Custo de desenvolvimento (milhões de US\$)	Custo de desenvolvimento unitário (US\$/boe)
Projeto 1	2.000	1,20
Projeto 2	1.360	1,17
Projeto 3	160	1,11
Projeto 4	600	0,54
Projeto 5	160	3,96
Projeto 6	500	0,61
Projeto 7	800	0,84
Projeto 8	1.200	0,61
Projeto 9	240	1,32
Projeto 10	320	0,77
Projeto 11	280	0,77
Projeto 12	1.020	0,95
Projeto 13	640	3,31
Projeto 14	680	2,05
Projeto 15	720	2,50
Projeto 16	480	2,13
Projeto 17	600	2,10
Projeto 18	1.360	1,03
Projeto 19	1.560	1,12
Projeto 20	1.760	1,04
Projeto 21	1.400	0,83
Projeto 22	740	0,75
Projeto 23	820	0,78

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

Uma vez que a infra-estrutura está pronta, inicia-se a fase de produção, que leva cerca de 30 anos. O formato típico da curva de produção de um prospecto é mostrado na Figura 10. O perfil de produção resumido de cada projeto no caso de sucesso é mostrado na Tabela 7.

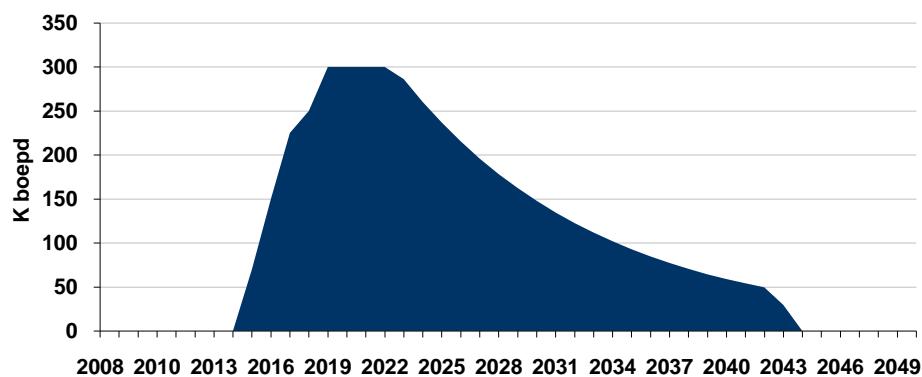


Figura 10. Curva de produção para o Projeto 1 (em kboepd)

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

Tabela 7. Perfil de produção de cada projeto

Projeto	Início da produção	Pico de produção (kboepd)	Ano do pico
Projeto 1	2015	282	2019
Projeto 2	2016	282	2020
Projeto 3	2024	60	2028
Projeto 4	2015	201	2021
Projeto 5	2023	20	2024
Projeto 6	2015	200	2018
Projeto 7	2014	148	2015
Projeto 8	2014	298	2019
Projeto 9	2014	28	2015
Projeto 10	2014	65	2015
Projeto 11	2011	57	2019
Projeto 12	2013	248	2018
Projeto 13	2016	100	2019
Projeto 14	2016	100	2018
Projeto 15	2016	100	2018
Projeto 16	2016	100	2019
Projeto 17	2016	100	2018
Projeto 18	2011	201	2017
Projeto 19	2015	200	2018
Projeto 20	2015	300	2018
Projeto 21	2015	300	2019
Projeto 22	2015	200	2018
Projeto 23	2015	201	2019

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

A receita do projeto é dada pela soma das receitas provenientes de gás e de petróleo. No caso base considerado, será assumido preço de petróleo e gás de US\$70/barril e US\$6/milhão de Btu (*British thermal unit*), respectivamente. Para o gás, este valor corresponde a US\$36/boe (barril de óleo equivalente).

Já os custos se dividem entre fixos e variáveis. Os custos fixos correspondem basicamente ao aluguel das unidades de produção. Considera-se a utilização de FPSOs (*floating, production and storage offshore*) para projetos de petróleo e plataformas fixas para projetos de gás. Com exceção dos projetos 3 e 5, que demandam unidades menores, serão considerados FPSOs com capacidade para 100kbpd. O aluguel médio destas unidades é US\$100 milhões/ano. Estes custos são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Custo fixo para cada projeto

Projeto	Aluguel do FPSO (milhões de US\$/ano)	Aluguel da plataforma fixa de gás (milhões de US\$/ano)	FPSOs utilizados	Plataformas fixa utilizadas
Projeto 1	100	80	2	1
Projeto 2	100	80	2	1
Projeto 3	20	0	1	0
Projeto 4	100	0	2	0
Projeto 5	20	0	1	0
Projeto 6	100	0	2	0
Projeto 7	0	30	0	1
Projeto 8	0	30	0	1
Projeto 9	0	5	0	1
Projeto 10	0	30	0	1
Projeto 11	0	30	0	1
Projeto 12	100	30	2	1
Projeto 13	100	0	1	0
Projeto 14	100	0	1	0
Projeto 15	100	0	1	0
Projeto 16	100	0	1	0
Projeto 17	100	0	1	0
Projeto 18	100	0	2	0
Projeto 19	100	0	2	0
Projeto 20	100	0	3	0
Projeto 21	100	0	4	0
Projeto 22	100	0	2	0
Projeto 23	100	0	2	0

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

Os custos variáveis, apresentados na Tabela 9, são uma função principalmente dos gastos com materiais utilizados na extração de hidrocarbonetos, energia, transporte dos hidrocarbonetos até a costa, entre outros.

Tabela 9. Custo variável para cada projeto

Projeto	Custo variável petróleo (US\$/barril)	Custo variável gás (US\$/boe)
Projeto 1	5,30	0,90
Projeto 2	5,30	0,90
Projeto 3	8,50	-
Projeto 4	5,50	-
Projeto 5	8,50	-
Projeto 6	5,50	-
Projeto 7	-	0,90
Projeto 8	-	0,90
Projeto 9	-	1,50
Projeto 10	-	0,90
Projeto 11	-	0,90
Projeto 12	5,50	0,90
Projeto 13	5,30	-
Projeto 14	5,30	-
Projeto 15	5,30	-
Projeto 16	5,30	-
Projeto 17	5,30	-
Projeto 18	5,00	-
Projeto 19	5,00	-
Projeto 20	5,00	-
Projeto 21	5,00	-
Projeto 22	5,00	-
Projeto 23	5,00	-

Fonte: Adaptado de DeGolyer and MacNaughton (2008)

Os impostos, ou participação governamental, se dividem entre royalties, participação especial e imposto de renda. Royalties e participação especial são impostos cobrados pelo governo no setor de E&P, conforme explicado anteriormente. Os primeiros são definidos como 10% da receita bruta, enquanto a alíquota do segundo varia de 10% a 40% do lucro operacional do campo considerado, dependendo da sua produtividade, profundidade e ano de produção.

A alíquota padrão de imposto de renda no Brasil é de 34%, correspondente a 25% de imposto de renda de pessoa jurídica e 9% de CSLL (contribuição social sobre lucro líquido). Já P&D

(despesa com pesquisa e desenvolvimento) é definido como sendo 1,0% da receita bruta, também uma exigência da agência reguladora do setor (ANP).

$$\text{Royalties} = 10\% \text{ da receita bruta}$$

$$\text{Participação especial} = 10\text{-}40\% \text{ do lucro operacional}$$

$$\text{Imposto de renda} = 34\% \text{ do lucro tributável}$$

$$P&D = 1\% \text{ da receita bruta}$$

Dispondo-se dos investimentos, receitas e custos para cada prospecto, em ambos os casos, pode-se calcular a sua geração de caixa ao longo do tempo. Com isso, e utilizando-se a taxa de desconto calculada acima, pode-se calcular o VPL no caso de sucesso e no caso de fracasso de cada um dos 23 projetos analisados.

Tabela 10. Valor presente líquido por projeto

Projeto	VPL sucesso (milhões de US\$)	VPL fracasso (milhões de US\$)
Projeto 1	8.270	-100
Projeto 2	6.507	-12
Projeto 3	813	-22
Projeto 4	8.259	-25
Projeto 5	260	-3
Projeto 6	7.033	-13
Projeto 7	2.833	-136
Projeto 8	4.968	-155
Projeto 9	388	-46
Projeto 10	1.345	-63
Projeto 11	1.067	-83
Projeto 12	7.071	-46
Projeto 13	1.999	-11
Projeto 14	3.055	-77
Projeto 15	2.773	-17
Projeto 16	2.163	-6
Projeto 17	2.752	-53
Projeto 18	7.573	-110
Projeto 19	6.787	-221
Projeto 20	8.699	-92
Projeto 21	8.522	-190
Projeto 22	6.460	-102
Projeto 23	5.793	-97

Fonte: Elaborado pelo autor

O cálculo detalhado do VPL de cada projeto é apresentado no Anexo A. Para se chegar aos valores apresentados acima, algumas premissas adicionais foram consideradas:

- O petróleo de cada projeto possui um desconto/prêmio para o valor base de US\$70/bbl assumido, dependendo da sua qualidade. Este desconto é apresentado no Anexo A.
- O modelo de desenvolvimento adotado foi o de aluguel das unidades de produção (FPSOs). Isso faz com que os desembolsos de caixa nos primeiros anos do desenvolvimento do prospecto sejam menores, embora isso acarrete maiores custos operacionais posteriormente. O custo de exploração e desenvolvimento médio considerado foi de US\$2,2/barril, enquanto o custo de extração é de US\$10,2/barril.

5.2 CÁLCULO DO EQUIVALENTE CERTO

Uma vez determinados o valor presente líquido nos casos de sucesso e fracasso e a probabilidade de sucesso de cada projeto, pode-se partir para o cálculo do equivalente certo, que será a variável a ser maximizada na gestão de portfólio.

A situação em que a companhia se depara ao ter que decidir entre levar a frente um projeto de E&P ou não está representada na Figura 11, onde os gráficos da direita são uma simplificação do fluxo de caixa do projeto nos casos de sucesso e fracasso.

No início do projeto (aproximadamente cinco anos), a empresa investe em exploração. Isso significa aquisição e interpretação de dados sísmicos e perfuração dos poços previstos no programa exploratório mínimo do contrato de concessão.

Caso os resultados sejam ruins, ou seja, caso a área estudada não contenha petróleo ou não seja comercial, a empresa devolve-a à ANP antes de passar para a fase de desenvolvimento, que é a mais dispendiosa. Considera-se que haja $(1-p)$ de chance de fracasso, onde p é a probabilidade de sucesso deste prospecto.

No caso de sucesso, por outro lado, a empresa segue com a área e a desenvolve, adquirindo (ou alugando) unidades de produção, embarcações de apoio, equipamento subaquáticos, infraestrutura de transporte de gás, entre outros. Neste trabalho, será considerado o aluguel de unidades de produção e embarcações de apoio, e a aquisição de equipamentos subaquáticos e gasodutos. Posteriormente à fase de desenvolvimento, inicia-se a produção, cuja geração de caixa tem o formato mostrado na parte superior da Figura 11. Considera-se que a chance de ocorrência do caso de sucesso seja p .

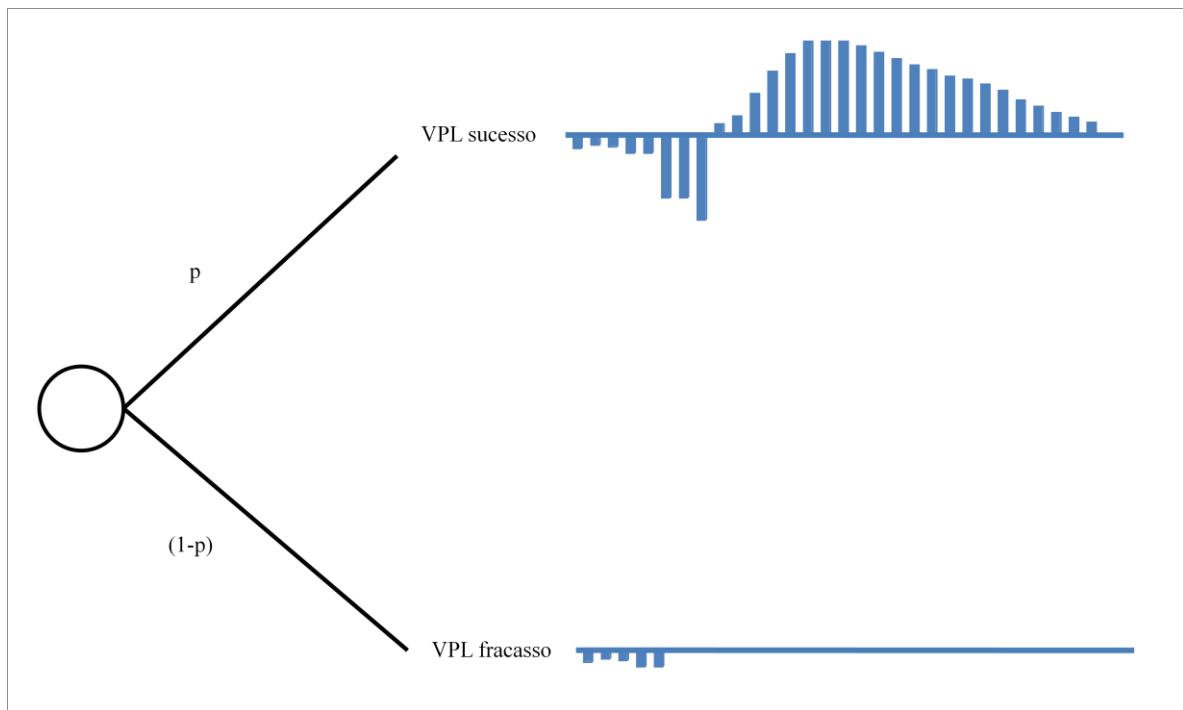


Figura 11. Representação da situação de incerteza enfrentada pela empresa e fluxo de caixa nos casos de sucesso e fracasso

Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme definido por Raiffa (1968) e Nepumoceno e Suslick (2000), o equivalente certo em uma situação de incerteza como a apresentada acima é dado por:

$$EC = -(1/c) \cdot \ln\left(\sum_{i=1}^n p_i e^{-cVPL_i}\right)$$

Onde,

VPL_i Valor presente líquido do projeto na situação i

p_i Probabilidade de ocorrência da situação i

c Coeficiente de aversão ao risco, dado pelo inverso do valor de tolerância ao risco, ou seja, $c = 1/TR$

Para um projeto em que há apenas duas possibilidades (sucesso e fracasso), portanto, o equivalente certo pode ser calculado da seguinte forma:

$$EC = -(1/c) \cdot \ln(p \cdot e^{-(c \cdot VPL_{sucesso})} + (1-p) \cdot e^{-(c \cdot VPL_{fracasso})})$$

O equivalente certo, por levar em consideração também a aversão ao risco da empresa, é uma medida mais efetiva do que o valor monetário esperado (VME), dado pela equação a seguir:

$$VME = p \cdot VPL_{sucesso} + (1-p) \cdot VPL_{fracasso}$$

Segundo Stauffer (2002), o VME superestima o valor justo de um projeto da indústria de petróleo, por não refletir a perda máxima a que a empresa está exposta. A diferença entre o VME e o EC é chamado de prêmio pelo risco (PR).

A dificuldade no cálculo do EC, no entanto, corresponde à determinação do coeficiente de aversão ao risco do tomador de decisão considerado. De acordo com Walls (1994), o coeficiente de aversão ao risco é dado pelo inverso da tolerância ao risco (TR) da empresa estudada, conforme explicitado anteriormente.

Já o TR é definido por Walls (1994) como um valor que “(...) representa a quantia de dinheiro com a qual o tomador de decisão é indiferente em relação a um investimento com 50% de chance de se ganhar TR e 50% de chance de se perder a metade de TR (TR/2)”. Esta situação está representada na Figura 9.

Portanto, a melhor maneira de se determinar a aversão ao risco do tomador de decisão é mostrar-lhe diversas situações conforme a descrita acima, variando-se a quantia envolvida no projeto.

Neste sentido, foi feita uma entrevista com um gerente da empresa estudada, da área de E&P, para se determinar qual a aversão ao risco da companhia. Para isso, foram apresentadas diversas situações conforme a Tabela 11, variando o valor de TR de US\$100 milhões a US\$1,5 bilhões (com intervalos de US\$100 milhões entre cada situação).

Tabela 11. Situações apresentadas ao entrevistado

Situação	Chance de sucesso (p)	VPL no caso de sucesso (milhões de US\$)	Chance de fracasso (1-p)	VPL no caso de fracasso (milhões de US\$)
Situação 1	50%	100	50%	-50
Situação 2	50%	200	50%	-100
Situação 3	50%	300	50%	-150
Situação 4	50%	400	50%	-200
Situação 5	50%	500	50%	-250
Situação 6	50%	600	50%	-300
Situação 7	50%	700	50%	-350
Situação 8	50%	800	50%	-400
Situação 9	50%	900	50%	-450
Situação 10	50%	1.000	50%	-500
Situação 11	50%	1.100	50%	-550
Situação 12	50%	1.200	50%	-600
Situação 13	50%	1.300	50%	-650
Situação 14	50%	1.400	50%	-700
Situação 15	50%	1.500	50%	-750

Fonte: Elaborado pelo autor

O entrevistado mostrou-se indiferente à situação 6. Com isso, pode-se concluir que a tolerância ao risco (TR) da companhia é US\$600 milhões.

Seu coeficiente de aversão ao risco, portanto, é dado por:

$$c = (1/TR) = 1/(600.000.000) = 1,67 \cdot 10^{-9}$$

Para o caso do projeto 1, por exemplo, cujo VPL no caso de sucesso é US\$8.270 milhões, VPL no caso de fracasso é US\$100 milhões, e a probabilidade de sucesso é 16.2%, calcula-se o equivalente certo da seguinte forma:

$$EC = -(1/c) \cdot \ln(p \cdot e^{-(c \cdot VPL_{sucesso})} + (1-p) \cdot e^{-(c \cdot VPL_{fracasso})})$$

$$EC_1 = -(1/1,67 \cdot 10^{-3}) \cdot \ln(0,162 \cdot e^{-(1,67 \cdot 10^{-3}) \cdot 8270} + (1-0,162) \cdot e^{-(1,67 \cdot 10^{-3}) \cdot 100}) = US\$6 \\ milh\text{\'o}es$$

Já o seu VME é dado por:

$$VME = p \cdot VPL_{sucesso} + (1-p) \cdot VPL_{fracasso}$$

$$VME_I = 0,162.8270 - (1-0,162).100 = US\$1.252 \text{ milhões}$$

O prêmio pelo risco no projeto 1, portanto, é de US\$1.246 milhões.

A Tabela 12 apresentada o equivalente certo de cada projeto assumindo as premissas descritas acima, calculado analogamente ao que foi mostrado para o projeto 1, bem como o seu VME e prêmio pelo risco (PR), definido como sendo a diferença entre o VME e o EC.

Tabela 12. VME, EC e PR de cada projeto

Projeto	VME (milhões de US\$)	Equivalente certo (milhões de US\$)	Prêmio pelo risco (milhões de US\$)
Projeto 1	1.252	6	1.246
Projeto 2	1.416	136	1.279
Projeto 3	38	12	27
Projeto 4	2.108	154	1.954
Projeto 5	16	13	3
Projeto 6	1.166	97	1.069
Projeto 7	758	77	681
Projeto 8	1.029	2	1.027
Projeto 9	50	27	23
Projeto 10	405	151	254
Projeto 11	299	117	182
Projeto 12	1.875	143	1.732
Projeto 13	428	131	297
Projeto 14	580	63	517
Projeto 15	574	124	449
Projeto 16	461	135	326
Projeto 17	564	95	469
Projeto 18	2.509	140	2.368
Projeto 19	2.120	23	2.098
Projeto 20	2.872	155	2.717
Projeto 21	2.765	58	2.707
Projeto 22	2.062	138	1.924
Projeto 23	1.869	147	1.722

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 SELEÇÃO DOS PROJETOS

O critério utilizado para a seleção dos projetos que irão compor o portfólio da empresa será a maximização do seu equivalente certo total, de acordo com o proposto por Walls (1994). Para isso, será utilizada a programação inteira, estando a empresa sujeita a uma certa restrição de capital.

O capital disponível, assumido como sendo US\$1 bilhão, deve ser suficiente para cobrir os gastos da fase exploratória, isto é, aquisição e interpretação de sísmica e perfuração dos poços previstos no programa exploratório mínimo do contrato de concessão.

Assume-se, portanto, que, para os projetos escolhidos pela empresa, novas formas de financiamento estarão disponíveis quando do início da fase de desenvolvimento. Isso porque, uma vez passada a fase de exploração, os riscos tornam-se substancialmente menores, pois o volume a ser produzido já é conhecido com razoável nível de certeza.

Entre estas formas de financiamento para o desenvolvimento do prospecto, destacam-se empréstimos bancários, emissão de ações em bolsa de valores (aumento de capital), *project finance*, emissão de títulos de dívida, entre outros.

A maximização do equivalente certo total do portfólio será atingido utilizando-se de uma metodologia derivada da apresentada por Galesne, Fensterseifer, e Lamb (1999) para otimizar o valor presente líquido do portfólio, apresentado abaixo.

$$\text{Maximizar} \quad \Gamma = \sum_{j=1}^n b_j \cdot X_j$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n d_{jt} \cdot X_j \leq D_t$$

$$0 \leq X_j \leq 1$$

X_j inteiro

Onde,

- b_j VPL associado ao projeto
- d_{jt} Investimento necessário no período t para a realização do projeto j
- X_j Fração do projeto que será efetivamente implementada
- D_t Montante das disponibilidades financeiras no período t
- n Número de projetos estudados

Neste trabalho, o valor presente líquido será substituído pelo equivalente certo de cada projeto, conforme sugerido por Walls (1994) e Margueron (2005).

Além disso, dada a impossibilidade de implementar os projetos parcialmente, a variável X_j será binária, ou seja, só poderá assumir os valores 0 ou 1. A metodologia, portanto, consiste em:

$$\text{Maximizar} \quad EC_{total} = \sum_{j=1}^n EC_j \cdot X_j$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n I_j \cdot X_j \leq C$$

$$X_j = 0,1$$

Onde,

- EC_j Equivalente certo associado ao projeto j
- I_j Investimento em exploração no projeto j
- X_j Define se o projeto será ($X_j = 1$) ou não ($X_j = 0$) implementado
- C Capital disponível para a empresa
- n Número de projetos estudados

Para a situação estudada, tem-se que o capital disponível é US\$1 bilhão, e o número de projetos estudados é 23. Já os equivalentes certos de cada projeto no caso base são apresentados na Tabela 12, enquanto os investimentos em exploração estão na Tabela 5.

$$C = \text{US\$1 bilhão}$$

$$n = 23$$

A programação inteira, portanto, fica desta forma (em milhões de US\$):

$$\text{Maximizar} \quad EC_{total} = \sum_{j=1}^{23} EC_j \cdot X_j$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{23} I_j \cdot X_j \leq 1000$$

$$X_j = 0,1$$

Onde,

EC_j Equivalente certo associado ao projeto j

I_j Investimento em exploração no projeto j

X_j Define se o projeto será (1) ou não (0) implementado

Para a resolução deste problema, será utilizado o Solver do programa Microsoft Excel.

6 RESULTADOS

Neste capítulo será apresentado o portfólio que otimiza o equivalente certo da empresa, bem como uma análise de sensibilidade variando-se as principais variáveis envolvidas.

6.1 RESULTADOS OBTIDOS

Utilizando-se do Solver do Microsoft do Excel, no caso base descrito acima, chega-se ao portfólio ótimo apresentado na Tabela 13. A variável X_j , conforme explicado acima, assume o valor 1 se o projeto for escolhido, e 0 se o projeto for excluído do portfólio ótimo.

Tabela 13. Portfólio ótimo no caso base

Projeto	Equivalente certo (milhões de US\$)	X_j
Projeto 1	6	0
Projeto 2	136	0
Projeto 3	12	0
Projeto 4	154	1
Projeto 5	13	0
Projeto 6	97	1
Projeto 7	77	0
Projeto 8	2	0
Projeto 9	27	0
Projeto 10	151	1
Projeto 11	117	0
Projeto 12	143	1
Projeto 13	131	1
Projeto 14	63	0
Projeto 15	124	1
Projeto 16	135	1
Projeto 17	95	1
Projeto 18	140	1
Projeto 19	23	0
Projeto 20	155	1
Projeto 21	58	0
Projeto 22	138	1
Projeto 23	147	1

Fonte: Elaborado pelo autor

No caso base considerado, portanto, o portfólio ótimo é composto por 12 dos 23 projetos disponíveis: Projetos 4, 6, 10, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 20, 22 e 23. Este caso base, conforme apresentado anteriormente, considera um preço de petróleo de US\$70/barril, custo de capital de 8,15% ao ano em termos reais, obtido pelo modelo de CAPM, e coeficiente de aversão ao risco de 1,67.10-9 (obtido através de uma entrevista com a empresa estudada).

No ponto ótimo, a empresa estaria consumindo US\$999 milhões dos US\$1 bilhão disponíveis para investimentos iniciais. O equivalente certo total do portfólio é US\$1.609 milhões, em um total (para os 23 projetos) de US\$2.143 milhões.

No caso de sucesso total, isto é, assumindo o caso de sucesso para todos os projetos, o VPL total do portfólio seria US\$61.921 milhões, de um total de US\$105.392 milhões para todos os 23 projetos. Já no caso de fracasso, o VPL seria –US\$634 milhões. O valor monetário equivalente (VME) do portfólio é de US\$16.890 milhões, o que implica um prêmio pelo risco de US\$15.281 milhões.

Utilizando-se do método tradicional de maximização do VME, o portfólio ótimo seria o apresentado abaixo, na Tabela 14. Este portfólio tem um VME de US\$18.640 milhões. No caso de sucesso em todos os projetos, o seu VPL seria US\$65.917 milhões, enquanto a perda máxima a que a empresa estaria exposta seria de –US\$686 milhões. O equivalente certo deste portfólio é US\$1.169 milhões.

Tabela 14. Portfólio ótimo utilizando o método do VME

Projeto	VME (milhões de US\$)	X_j
Projeto 1	1.252	0
Projeto 2	1.416	1
Projeto 3	38	0
Projeto 4	2.108	1
Projeto 5	16	0
Projeto 6	1.166	1
Projeto 7	758	0
Projeto 8	1.029	0
Projeto 9	50	0
Projeto 10	405	0
Projeto 11	299	0
Projeto 12	1.875	1
Projeto 13	428	0
Projeto 14	580	0
Projeto 15	574	0
Projeto 16	461	0
Projeto 17	564	0
Projeto 18	2.509	1
Projeto 19	2.120	0
Projeto 20	2.872	1
Projeto 21	2.765	1
Projeto 22	2.062	1
Projeto 23	1.869	1

Fonte: Elaborado pelo autor

6.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Dada a incerteza embutida em outras variáveis que não somente o sucesso exploratório dos prospectos estudados, será feita uma análise de sensibilidade dos resultados obtidos variando-se algumas variáveis chave. São elas:

- (1) Preço de petróleo;
- (2) Taxa de desconto;
- (3) Coeficiente de aversão ao risco.

Preço do petróleo

Nos resultados mostrados acima, foi assumido um preço de petróleo estável (em termos reais) de US\$70/barril. Diversos são os fatores que determinarão os preços futuros de petróleo. Entre eles, destacam-se a demanda (uma função de crescimento econômico, evolução da matriz energética, surgimento de combustíveis alternativos, entre outros), a oferta e o custo de extração dos barris marginais que serão produzidos para atender a demanda existente.

Dada a grande complexidade envolvida na estimativa de cada uma destas variáveis e a volatilidade do preço de petróleo no passado, será feita uma análise de como a otimização do portfólio considerado se alteraria em diferentes cenários de preço de petróleo.

O não tratamento do preço de petróleo como uma variável aleatória se deve à grande complexidade que isso traria para o processo de otimização do equivalente certo do portfólio, sendo que este método não foi utilizado em nenhum dos trabalhos consultados sobre gestão de portfólio na indústria de petróleo.

O VPL dos projetos é diretamente proporcional ao preço de petróleo assumido na análise. Para cada US\$10/barril incrementais no preço de petróleo, o VPL de um projeto como os estudados aumenta em média 20%.

A Figura 12 ilustra a variação do VPL de cada projeto em diferentes cenários de preço de petróleo. Para o preço do gás (expresso em milhões de US\$/milhões de Btu), assume-se uma relação constante de 1/14 em relação ao preço de petróleo (em milhões de US\$/barril), em linha com a média histórica.

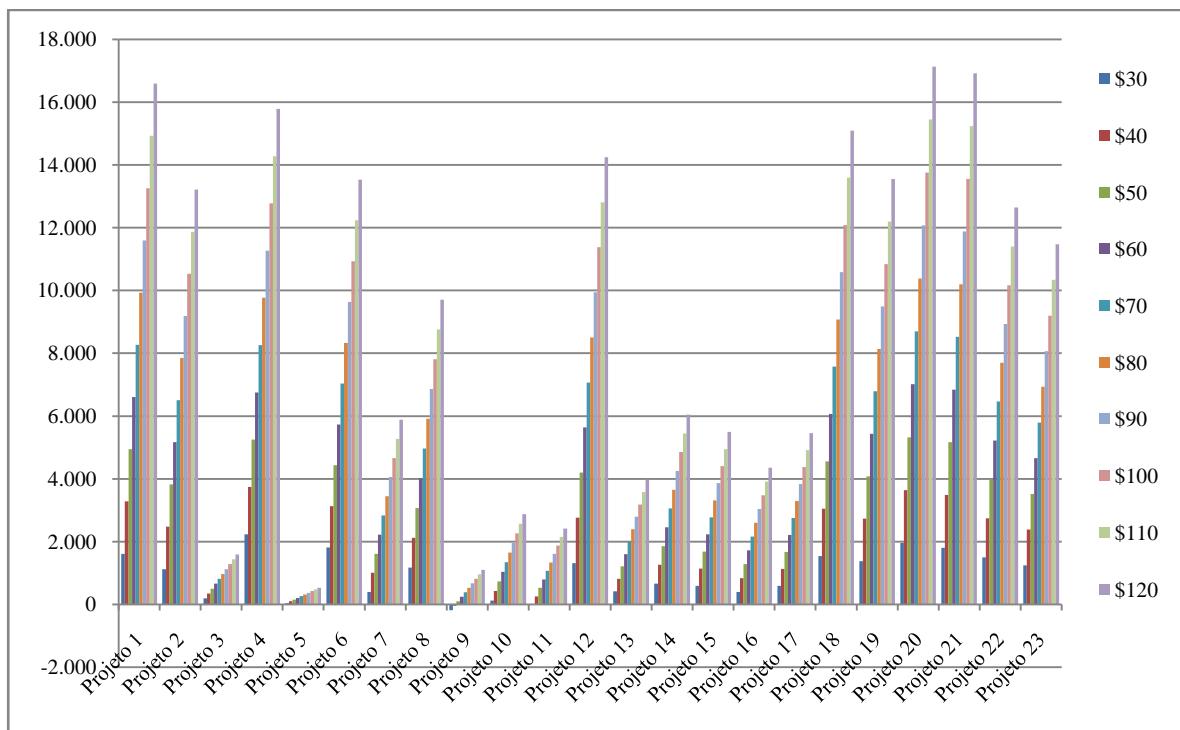


Figura 12. Análise de sensibilidade do VPL (milhões de US\$) ao preço de petróleo (US\$/barril) assumido

Fonte: Elaborado pelo autor

No entanto, é interessante notar que, embora a premissa de preço de petróleo tenha grande impacto no VPL individual de cada projeto, o portfólio ótimo pouco se altera com as variações deste fator. De fato, a Tabela 15 mostra que a premissa de preço de petróleo não tem grande influência na determinação do portfólio ótimo.

Tabela 15. Sensibilidade do portfólio ótimo ao preço de petróleo

Projeto	Preço de petróleo (US\$/barril)									
	US\$30	US\$40	US\$50	US\$60	US\$70	US\$80	US\$90	US\$100	US\$110	US\$120
Projeto 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 10	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 17	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor

Taxa de desconto

A taxa de desconto utilizada, ou seja, o custo de capital da empresa considerada, é basicamente uma função da taxa livre de risco, da aversão ao risco do mercado de capitais como um todo e do risco enxergado na atividade estudada (embutido do beta do setor, conforme explicado anteriormente). Como estas variáveis também podem se alterar ao longo do tempo, será feita uma análise de como isso impactaria o portfólio estudado.

Assim como a premissa de preço de petróleo, o custo de capital também tem grande influência no VPL dos projetos. Variações de um ponto percentual de taxa de desconto utilizada levam a uma variação de cerca de 15% em média no VPL dos projetos.

No entanto, mais uma vez, pelo fato do efeito da mudança na taxa de desconto ser semelhante para todos os projetos, seu impacto na otimização do portfólio é baixo. A Tabela 16 apresenta o portfólio ótimo para diferentes premissas de custo de capital. A única mudança, como se pode ver, é a entrada do Projeto 2 no lugar do Projeto 18 para as situações de custo de capital mais baixo.

Tabela 16. Sensibilidade do portfólio ótimo à taxa de desconto

Projeto	WACC									
	4,15%	5,15%	6,15%	7,15%	8,15%	9,15%	10,15%	11,15%	12,15%	13,15%
Projeto 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 18	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor

Coeficiente de aversão ao risco

O coeficiente de aversão ao risco foi obtido através de uma entrevista com um gerente da empresa estudada. Esta variável, no entanto, não pode ser vista como fixa ao longo do tempo. De fato, um dos fatores que pode afetá-la é, por exemplo, a situação financeira na qual a empresa se encontra. É natural que uma empresa mais capitalizada terá uma tolerância ao risco maior que uma empresa menos capitalizada.

Por este motivo, é prudente analisar como o portfólio ótimo da empresa variaria ao assumir um coeficiente de aversão ao risco diferente. Nesta sensibilidade, serão assumidos diferentes valores (de US\$100 milhões a US\$1 bilhão) para a variável tolerância ao risco (TR). O coeficiente de aversão ao risco, como explicado acima, é dado pelo inverso da tolerância ao risco, ou seja:

$$c = I/TR$$

O resultado é mostrado na Tabela 17.

Tabela 17. Sensibilidade do portfólio ótimo à aversão ao risco

Projeto	Coeficiente de aversão ao risco (<i>c</i>)									
	10,00	5,00	3,33	2,50	2,00	1,67	1,43	1,25	1,11	1,00
Projeto 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Projeto 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 5	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Projeto 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 9	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Projeto 10	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 11	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Projeto 12	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 17	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 18	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Projeto 19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 20	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Projeto 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Projeto 22	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Projeto 23	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor

7 CONCLUSÃO

Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões do método de otimização do portfólio utilizado e também sugestões de melhorias para trabalhos futuros relacionados a este tema.

7.1 CONCLUSÕES

A necessidade de se desenvolver projetos de petróleo em áreas com cada vez mais desafios faz com que as empresas de petróleo se deparem com incertezas que não são capturadas por modelos tradicionais de avaliação de projetos e gestão de portfólio, como a maximização do valor presente líquido.

Os métodos criados para incorporar a existência de incerteza nos projetos, como o uso do conceito do valor monetário equivalente do portfólio (VME) ou aumento arbitrário da taxa de desconto utilizada, mostram-se ineficientes quando utilizados na indústria de petróleo. Enquanto o primeiro não leva em consideração a aversão ao risco dos tomadores de decisão nas empresas, o segundo acaba por punir projetos de maior duração, o que é inaceitável numa indústria onde os projetos chegam a durar mais de quarenta anos.

O método apresentado neste trabalho mostrou-se capaz de incorporar na análise de decisão estas incertezas, de forma sistemática e compreensível, ao representar a forma como as empresas e seus gestores de fato tomarão as suas decisões.

A maximização do equivalente certo do portfólio, ou Teoria da Preferência, apresentada por Walls (1994), portanto, se diferencia dos métodos tradicionais de gestão de portfólio na indústria de petróleo ao levar em consideração a aversão ao risco do tomador de decisão, bem como as perdas a que a empresa pode estar exposta em caso de fracasso, sem punir os projetos por qualquer característica que não o seu risco e sua rentabilidade.

Sob este método, foi encontrado um portfólio ótimo entre 23 projetos disponíveis, composto pelos projetos 4, 6, 10, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 20, 22 e 23. Este portfólio possui um equivalente certo 38% maior que o portfólio ótimo obtido pelo método da maximização do

VME. Embora o VPL em caso de sucesso seja 6% menor que no método tradicional, a perda máxima a que a empresa está exposta em caso de fracasso também é 8% menor.

A análise de sensibilidade mostrou que o portfólio ótimo varia pouco com a taxa de desconto e premissa de preço de petróleo utilizada, uma vez que o efeito destas variáveis em todos os projetos é semelhante (isto é, a duração dos projetos e alavancagem a preço de petróleo de todos os projetos são semelhantes). Já o coeficiente de aversão ao risco tem um impacto razoável nos resultados obtidos, sendo que tomadores de decisão mais avessos ao risco tendem a favorecer projetos com prêmio pelo risco significativo.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A análise apresentada neste trabalho representa apenas a primeira das decisões a serem tomadas pela empresa ao longo da vida dos projetos. Uma vez escolhido o portfólio ótimo, a empresa parte para a fase de exploração dos blocos adquiridos. O resultado desta fase será fundamental para as decisões a serem tomadas pela empresa antes do início da fase de desenvolvimento, que tipicamente representa cerca de 80% dos investimentos de um projeto de petróleo.

Nesta segunda fase, a empresa deverá decidir quais projetos serão desenvolvidos e quais serão devolvidos para o órgão regulador. Para o desenvolvimento dos projetos cujos resultados na fase de exploração foram satisfatórios, a empresa deverá ainda decidir a forma de financiamento a ser usada. Isso pode incluir a venda de partes ou a totalidade de certos ativos, emissão de dívida ou de ações. Tais decisões, nas diversas fases dos projetos, não foram incluídas neste trabalho, e poderiam ser temas de estudos futuros na área. Tratar projetos de petróleo como opções é um dos métodos mais utilizados atualmente para se estudar as decisões a serem tomadas pelas empresas ao longo dos projetos.

Outra melhoria a ser implementada seria a inclusão de outros fatores na tomada de decisão, no caso do portfólio de projetos disponíveis ser mais heterogêneo. Dado o elevado grau de internacionalização das empresas petrolíferas atualmente, suas decisões de investimento costumam envolver projetos em diversos países. Isso faz com que seja necessário considerar outros riscos além do geológico, como o regulatório, o tecnológico (devido às diferenças nas

características dos reservatórios em diferentes países e o baixo conhecimento disponível em certas áreas de novas fronteiras), entre outros. Com diversos critérios sendo considerados, seria necessária a utilização de algum método para atribuição de pesos para cada um deles, como o AHP, por exemplo.

Além disso, há também a incerteza a respeito de algumas variáveis utilizadas neste trabalho, como preços de petróleo e custo. Embora a análise de sensibilidade apresentada acima tenha mostrado que o resultado final da otimização do portfólio apresenta pouca sensibilidade a alterações nestas variáveis, tratá-las como variáveis aleatórias seria uma opção alternativa para estudar os efeitos de sua variabilidade. Para isso, pode-se utilizar, por exemplo, o método de Monte Carlo.

Outra limitação importante do modelo utilizado é que muitas vezes a tomada de decisão é influenciada pelos interesses pessoais dos gestores da empresa, ao invés de basear-se puramente nos interesses da empresa e seus acionistas. Diferentes situações podem levar os gestores a serem mais ou menos avessos ao risco, levando a distorções nos resultados apresentados pelo modelo proposto neste trabalho. Além disso, gestores diferentes em uma mesma empresa podem tomar decisões diferentes em situações semelhantes, o que faz com que a premissa de um coeficiente de aversão único para a empresa não seja uma representação perfeita da realidade.

7.3 FINAL

Lembrando que este trabalho foi baseado no portfólio de projetos de uma empresa brasileira de exploração e produção de petróleo, sendo as premissas de custos, volumes, probabilidade de sucesso e curvas de produção de cada projeto baseadas no estudo da empresa certificadora de reservas DeGolyer and MacNaughton a respeito deste portfólio.

BIBLIOGRAFIA

BEKMAN, O. R.; COSTA NETO, P. L. O. **Análise Estatística da Decisão.** 4^a edição, São Paulo, Editora Edgar Blüncher ltda., 2006.

BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; EHRHARDT, M. C. **Financial Management: theory and practice.** 6^a edição. The Dryden Press, 1999.

COZZOLINO, J. **A simplified utility framework for the analysis of financial risk.** Economics and Evaluation Symposium of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, 1977.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation.** 2^a edição, Wiley, 1997.

DEGOLYER & MACNAUGHTON. **Appraisal report as of March 31, 2008 on the prospective resources attributable to certain prospects owned by The Oil Company in various license blocks in Brazil.** 2008. Disponível em <http://www.cvm.gov.br/>

DOUGHERTY, E. L., SARKAR, J., 1993, **Current Investments and Procedures: Results of a Survey of U.S. Oil and Gas Producers and Petroleum Consultants.** SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, 1993.

EHRLICH, P. J.; MORAES, E.A. **Engenharia Econômica.** 6^a edição, São Paulo, Editora Atlas, 2005.

FADIGAS FONTES TORRES, O. **Fundamentos da Engenharia Econômica e da Análise Econômica de Projetos.** São Paulo, Editora Thomson Learning, 2006.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER; LAMB, R. **Decisões de Investimentos da Empresa.** 3^a edição, São Paulo, Editora Atlas, 1999.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira.** 7^a edição, Habra, 2002.

GIBBONS JR, B. M.; **Oil and Gas Primer.** 1^a edição, Credit Suisse, 2002.

LAZO, J. G. L.; PACHECO, M. A. C.; VELLASCO, M. B. R. **Real option decision rules for oil field development under market uncertainty using genetic algorithms and Monte Carlo simulation.** PUC-Rio, 2000.

LUCENA, B. R. D.; LUCOSA, L. J. **Abordagem Bayesiana para a avaliação de risco geológico na exploração de petróleo e gás.** Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2007.

MARGUERON, M.V.; CARPIO, L. G. T. **Processo de Tomada de Decisão sob Incerteza em Investimentos Internacionais na Exploração e Produção.** Programa de Planejamento Energético (PPE) / COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2005.

MOTTA, R.; CALOBA G.; ALMEIDA L.; MAREIRA A.; NOGUEIRA M.; CARDOSO, L.; BERLINK, L. **Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry.** Society of Petroleum Engineers, 2000.

NEPOMUCENO FILHO, F.; SUSLICK, S. B. **Alocação de recursos financeiros em projetos de risco na exploração de petróleo.** Revista de Administração de Empresa (ERA) / EAESP / Fundação Getúlio Vargas (FGV), 2000.

OTIS, R.M.; SCHNEIDERMAN, N. **A Process for Evaluating Exploration Prospects.** AAPG Bulletin, 1997.

RAIFFA, H. **Decision Analysis: Introductory lecture on choices under uncertainty.** 6^a edição, M.I.T Press, 1968.

ROSE, P.R., **A Recurring Problem in Estimating Prospect Reserves - Determining Reasonable “Low-side” Values (P99 and P90).** Working Paper, Rose & Associates, 1998.

SHARPE, W.; ALEXANDER, G.; BAILEY, J. **Investments.** 6^a edição, Prentice Hall, 1998.

STAUFFER, T. **Risk Measurement for Oil and Gas Exploration: The Marriage of Geological and Financial Techniques.** OPEC Review, Volume 26, No. 2, pp. 183-201, Junho 2002.

SUSLICK, S. B.; FURTADO, R.; NEPUMOCENO, F. **Integrating Technological and Financial Uncertainty for Offshore Oil Exploration: An Application of Multi-Objective Decision Analysis.** Society of Petroleum Engineers Inc., 2001.

SUSLICK, S. B.; SCHIOZER, D.; RODRIGUEZ, M. R. **Uncertainty And Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production.** UNICAMP, 2007.

WALLS, MICHAEL R. **Corporate risk tolerance and capital allocation: A practical approach to setting and implementing an exploration risk policy.** Colorado School of Mines, 1994.

WILKERSON, J.P. **A case history application of risk preference techniques to evaluate petroleum exploration prospects.** University of Texas, 1988.

ANP – Agência Nacional de Petróleo: <http://www.anp.gov.br/>

EIA – Energy Information Administration (Department of Energy): <http://www.eia.doe.gov/>

Folha de São Paulo: <http://www.folha.com.br/>

Petrobras – Petróleo Brasileiro S/A: <http://www.petrobras.com.br/>

ANEXO A

Neste item são apresentados detalhadamente os modelos de fluxo de caixa descontado para cada um dos vinte e três projetos analisados, nos casos de sucesso e fracasso.

Tabela 18. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 1

Tabela 19. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 2

Tabela 20. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 3

Tabela 21. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 4

Tabela 22. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 5

Tabela 23. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 6

Tabela 24. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 7

Premissas de E&P	ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Fase de exploração:																																								
Bônus de assinatura:	USS M	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Sísmica	USS M	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Poços obrigatórios	USS M	0	0	59	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Poços não obrigatórios	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Custos de exploração	USS M	55	1	59	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0																
Fase de desenvolvimento:																																								
Capex de desenvolvimento	USS M	0	0	0	0	0	920	880	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																			
Capex total	USS M	55	1	59	0	59	920	880	300	0	1	0																												
Fase de produção:																																								
Curva de produção - petróleo	M bbl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Curva de produção - gás	Mcf	0	0	0	0	0	0	0	172	325	286	242	205	174	147	125	105	89	75	63	53	45																		
Curva de produção total	M boe	0	0	0	0	0	0	0	29	54	48	40	34	29	25	21	18	13	11	9	7	5	5																	
Cenário de preço																																								
Preço do Brent	USS/bbl	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70									
Preço do petróleo do projeto	0%	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70									
Preço do gás	USS Mcf	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5								
DRE - Caso de Sucesso																																								
Receita bruta	USS M	0	0	0	0	0	0	0	858	1.625	1.428	1.211	1.027	870	737	624	527	446	376	317	267	224	142	0	0	0														
(- Royalty	10%	0	0	0	0	0	0	0	-86	-162	-162	-162	-162	-162	-162	-162	-162	-162	-162	-162	-143	-121	-103	-87	-74	-62	-53	-45	-38	-32	-27	-22	-14	0	0	0	0	0		
Receita líquida	USS M	0	0	0	0	0	0	0	773	1.462	1.285	1.090	924	783	663	561	475	401	339	285	240	202	128	0	0	0	0	0	0											
(- Custos e despesas	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-56	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-79	-73	-66	-61	-56	-52	-49	-46	-43	-41	-37	-34	-30	-28	0	0	0	0	0	0	
Lucro operacional	USS M	0	0	0	0	0	0	0	717	1.384	1.212	1.024	863	727	611	513	429	358	297	246	205	165	94	-70	0	0	0	0	0											
(- Depreciação	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-64	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-114	-97	-82	-69	-59	-50	-42	-36	-30	-25	-21	-18	-11	0	0	0	0	0		
(- P&D	1%	0	0	0	0	0	0	0	-9	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-10	-7	-5	-4	-4	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0	0		
(- Participação especial	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-14	-168	-219	-261	-261	-261	-261	-261	-261	-261	-261	-261	-206	-148	-102	-72	-51	-34	-22	-16	-11	-6	-3	0	0	0	0	0	0	0		
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	0	631	1.070	1.019	976	876	767	666	577	494	423	359	302	253	211	175	147	82	-70	0	0	0	0	0									
(- Impostos	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-314	-364	-346	-332	-332	-332	-332	-332	-332	-332	-332	-332	-332	-299	-261	-216	-196	-168	-144	-122	-103	-86	-72	-60	-50	-38	-28	0	0	0		
(- Capes de exploração	USS M	-55	-1	-59	0	-59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Bônus de assinatura	USS M	-55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Sísmica	USS M	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
Perfuração	USS M	0	0	-51	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Fluxo de caixa livre	USS M	-55	-1	-51	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Fator de desconto	8%	1.00	0.92	0.85	0.79	0.73	0.68	0.62	0.58	0.53	0.49	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.31	0.29	0.26	0.24	0.23	0.21	0.19	0.18	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11	0.10	0.10	0.09	0.08	0.07	0.06	0.06</			

Tabela 25. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 8

Tabela 26. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 9

Premissas de E&P	ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Fase de exploração:																																								
Bônus de assinatura	USS M	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Sísmica	USS M	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Poços obrigatórios	USS M	0	0	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Poços não obrigatórios	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Custos de exploração	USS M	5	1	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Fase de desenvolvimento:																																								
Capex de desenvolvimento	USS M	0	0	0	0	0	460	430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Capex total	USS M	5	1	0	59	0	460	430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Fase de produção:																																								
Curva de produção - petróleo	M bbl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Curva de produção - gás	Mcf	0	0	0	0	0	0	0	40	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	49	39	30	23	18	14	4	0	0	0	0	0							
Curva de produção total	M boe	0	0	0	0	0	0	0	7	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0							
Cenário de preço																																								
Preço do Brent	US\$/bbl	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70								
Preço do petróleo do projeto	0%	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70								
Preço do gás	US\$ Mcf	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5						
DRE - Caso de Sucesso																																								
Receita bruta	USS M	0	0	0	0	0	0	201	311	311	311	311	311	311	311	311	311	311	311	311	245	193	151	117	90	68	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(-) Royalty	10%	0	0	0	0	0	0	-20	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-25	-19	-15	-12	-9	-7	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Receita líquida	USS M	0	0	0	0	0	0	0	181	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	221	173	135	105	81	62	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
(+) Custos e despesas	USS M	0	0	0	0	0	0	-15	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-17	-15	-13	-11	-9	-8	-6	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Lucro operacional	USS M	0	0	0	0	0	0	166	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	259	203	159	123	94	71	53	11	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
(-) Depreciação	USS M	0	0	0	0	0	0	-35	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-55	-43	-34	-27	-21	-16	-12	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
(+) P&D	1%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
(+) Participação especial	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	131	205	205	196	196	196	196	196	196	196	196	196	157	125	96	74	56	41	8	-69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
(+) Imposto de renda	34%	0	0	0	0	0	0	-44	-70	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-53	-42	-33	-25	-19	-14	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Lucro líquido	USS M	0	0	0	0	0	0	86	135	135	129	129	129	129	129	129	129	129	129	103	82	64	49	37	27	5	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
LAJIDA (LAJIDA + Depreciação)	USS M	0	0	0	0	0	0	166	259	259	251	251	251	251	251	251	251	251	200	159	123	94	71	53	11	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Margem	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	92%	93%	93%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	91%	92%	91%	90%	88%	86%	66%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%				
Fluxo de caixa - Caso de Sucesso																																								
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	166	259	251	251	251	251	251	251	251	251	251	200	159	123	94	71	53	11	-60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
(-) Impostos	USS M	0	0	0	0	0	0	-44	-70	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-67	-53	-42	-33	-25	-19	-14	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
(-) Capex de exploração	USS M	-5	-1	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Bônus de assinatura	USS M	-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Sísmica	USS M	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Perfuração	USS M	0	0	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Fluxo de caixa livre	USS M	-5	-1	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Fator de desconto	8%	1,00	0,92	0,85	0,79	0,73	0,68	0,62	0,58	0,53	0,49	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16															

Tabela 27. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 10

Premissas de E&P	ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047							
Fase de exploração:																																															
Bônus de assinatura:	USS M	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0													
Sísmica	USS M	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0														
Poços obrigatórios	USS M	0	0	0	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0														
Poços não obrigatórios	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0														
Custos de exploração	USS M	22	1	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0														
Fase de desenvolvimento:																																															
Capex de desenvolvimento	USS M	0	0	0	0	0	475	440	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0														
Capex total	USS M	22	1	0	59	0	475	440	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0														
Fase de produção:																																															
Curva de produção - petróleo	M bbl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0													
Curva de produção - gás	M Mcf	0	0	0	0	0	0	88	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	99	78	62	49	38	32	26	21	17	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Curva de produção total	M boe	0	0	0	0	0	15	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	16	13	10	8	6	5	4	4	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Cenário de preço																																															
Preço do Brent	USS/bbl	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70							
Preço do petróleo do projeto	0%	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70							
Preço do gás	USS Mcf	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
DRE - Caso de Sucesso																																															
Receita bruta	USS M	0	0	0	0	0	439	712	712	712	712	712	712	712	712	712	712	712	712	712	712	621	493	391	310	244	192	158	130	106	87	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
(- Royalty	10%	0	0	0	0	0	-44	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-71	-62	-49	-39	-31	-24	-19	-16	-13	-11	-9	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Receita líquida	USS M	0	0	0	0	0	395	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	641	559	444	352	279	220	173	142	117	96	78	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
(- Custos e despesas	USS M	0	0	0	0	0	-43	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-51	-49	-45	-42	-39	-37	-36	-35	-34	-33	-32	-30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Lucro operacional	USS M	0	0	0	0	0	352	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	590	510	399	310	239	182	137	108	83	63	45	25	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
(- Depreciação	USS M	0	0	0	0	0	-37	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-64	-56	-44	-35	-28	-22	-17	-14	-12	-10	-8	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
(- P&D	1%	0	0	0	0	0	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-6	-5	-4	-3	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
(- Participação especial	USS M	0	0	0	0	0	-11	-25	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-47	-33	-19	-12	-6	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	314	508	494	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	472	416	331	260	203	157	120	93	71	53	38	19	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
(- Imposto de renda	34%	0	0	0	0	0	-107	-173	-168	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-141	-118	-88	-69	-53	-41	-32	-24	-18	-13	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Lucro líquido	USS M	0	0	0	0	0	208	335	326	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	274	218	171	134	104	79	62	47	35	25	13	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
LAJIDA (LAJIR + Depreciação)	USS M	0	0	0	0	0	352	572	558	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	471	375	295	231	179	137	108	83	63	45	25	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Margem %	%	0%	0%	0%	0%	0%	89%	89%	87%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	83%	81%	79%	76%	71%	65%	58%	44%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%								
Fluxo de caixa - Caso de Sucesso																																															
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	0	352	572	558	536	536	536	536	536	536	536	536	536	471	375	295	231	179	137	108	83	63	45	25	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
(- Impostos	USS M	0	0	0	0	0	-107	-173	-168	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-161	-141	-118	-89	-69	-53	-41	-32	-24	-13	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
(- Capes de exploração	USS M	-22	-1	0	-59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bônus de assinatura	USS M	-22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sísmica	USS M	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perfuração	USS M	0	0	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de caixa lívre	USS M	-22	-1	0	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fator de desconto	8%	1,00	0,92	0,85	0,79	0,73	0,68	0,62	0,58	0,53	0,49	0,46	0,42	0,39	0,36	0,33	0,31	0,29	0,26	0,24	0,23	0,21	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05							

Tabela 28. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 11

Tabela 29. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 12

Premissas de E&P	ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047												
Fase de exploração:																																																				
Bônus de assinatura	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																	
Sísmica	USS M	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																		
Poços obrigatórios	USS M	0	0	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																		
Poços não obrigatórios	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																		
Custos de exploração	USS M	0	2	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																		
Fase de desenvolvimento:																																																				
Capex de desenvolvimento	USS M	0	0	0	0	0	0	1.330	1.330	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																		
Capex total	USS M	0	2	59	0	0	0	1.330	1.330	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																		
Fase de produção:																																																				
Curva de produção - petróleo	M bbl	0	0	0	0	0	0	0	27	36	55	73	73	73	68	59	51	45	39	34	29	25	22	19	17	14	13	11	9	8	7	6	5	0	0	0	0	0	0													
Curva de produção - gás	Mcf	0	0	0	0	0	0	0	51	106	106	106	106	106	106	106	89	74	62	51	42	35	29	24	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0															
Curva de produção total	M boe	0	0	0	0	0	0	36	54	72	91	91	91	86	77	69	62	56	48	41	36	31	26	22	19	16	14	9	8	7	6	5	0	0	0	0	0	0														
Cenário de preço																																																				
Preço do Brent	US\$/bbl	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70												
Preço do petróleo do projeto	0%	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70												
Preço do gás	US\$ Mcf	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5							
DRE - Caso de Sucesso																																																				
Receita bruta	USS M	0	0	0	0	0	0	2.172	3.085	4.362	5.640	5.640	5.640	5.640	5.307	4.666	4.121	3.647	3.243	2.792	2.409	2.079	1.797	1.547	1.334	1.151	994	855	662	574	501	432	373	0	0	0	0	0	0													
(-) Royalty	10%	0	0	0	0	0	0	-217	-308	-436	-564	-564	-564	-564	-531	-467	-412	-365	-324	-279	-241	-208	-180	-155	-133	-115	-99	-86	-66	-57	-50	-43	-37	0	0	0	0	0	0													
Receita líquida	USS M	0	0	0	0	0	0	1.955	2.776	3.926	5.076	5.076	5.076	5.076	4.776	4.199	3.709	3.283	2.919	2.513	2.168	1.871	1.618	1.392	1.201	1.036	895	770	595	517	450	389	336	0	0	0	0	0	0													
(+) Custos e despesas	USS M	0	0	0	0	0	0	-388	-447	-547	-647	-647	-647	-647	-621	-571	-528	-491	-459	-428	-401	-378	-350	-341	-326	-313	-302	-292	-252	-245	-239	-224	-217	-200	0	0	0	0	0	0												
Lucro operacional	USS M	0	0	0	0	0	0	1.567	2.330	3.379	4.248	4.248	4.248	4.248	4.155	3.628	3.180	2.792	2.460	2.176	1.767	1.429	1.259	1.051	874	723	592	477	343	272	211	155	107	-80	0	0	0	0	0	0												
(-) Depreciação	USS M	0	0	0	0	0	0	-69	-143	-204	-265	-265	-265	-265	-251	-224	-201	-182	-165	-141	-121	-104	-89	-77	-66	-56	-48	-41	-32	-24	-21	-18	-16	0	0	0	0	0	0													
(+) P&D	1%	0	0	0	0	0	0	-22	-31	-44	-56	-56	-56	-56	-53	-47	-41	-36	-32	-28	-24	-21	-18	-15	-13	-12	-10	-9	-7	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0											
(+) Participação especial	USS M	0	0	0	0	0	0	-63	-293	-727	-1.189	-1.189	-1.189	-1.189	-1.090	-901	-743	-609	-496	-399	-269	-195	-134	-96	-64	-42	-29	-20	-6	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0												
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	1.413	1.863	2.404	2.918	2.918	2.918	2.918	2.761	2.456	2.195	1.965	1.767	1.547	1.353	1.172	1.017	862	729	613	505	407	303	240	199	137	91	-80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
(+) Imposto de renda	34%	0	0	0	0	0	0	-480	-633	-818	-992	-992	-992	-992	-992	-935	-746	-668	-601	-526	-460	-396	-346	-304	-269	-234	-208	-172	-138	-103	-82	-65	-47	-31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
Lucro líquido	USS M	0	0	0	0	0	0	933	1.230	1.587	1.926	1.926	1.926	1.926	1.448	1.297	1.166	1.021	893	774	671	569	481	405	333	269	200	158	125	99	60	-80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
LAJIDA (LAJIDA + Depreciação)	USS M	0	0	0	0	0	0	1.482	2.006	2.609	3.183	3.183	3.183	3.183	2.073	1.845	1.650	1.479	1.331	1.162	1.014	877	759	670	553	448	330	264	211	155	107	-80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Margem %	%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%					
Fluxo de caixa - Caso de Sucesso																																																				
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	1.482	2.006	2.609	3.183	3.183	3.183	3.183	2.073	1.845	1.650	1.479	1.331	1.162	1.014	877	759	670	553	448	330	264	211	155	107	-80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
(-) Impostos	USS M	0	0	0	0	0	0	-480	-633	-818	-992	-992	-992	-992	-992	-935	-746	-668	-601	-526	-460	-396	-346	-304	-269	-234	-208	-172	-138	-103	-82	-65	-47	-31	0	0</td																

Tabela 30. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 13

Tabela 31. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 14

Tabela 32. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 15

Tabela 33. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 16

Tabela 34. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 17

Tabela 35. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 18

Tabela 36. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 19

Tabela 37. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 20

Premissas de E&P	ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047																								
Fase de exploração:																																																																
Bônus de assinatura	USS M	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																												
Sísmica	USS M	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																													
Poços obrigatórios	USS M	0	0	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																													
Poços não obrigatórios	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																													
Custos de exploração	USS M	39	6	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																												
Fase de desenvolvimento:																																																																
Capex de desenvolvimento	USS M	0	0	0	0	0	0	515	315	515	515	315	325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																													
Capex total	USS M	39	6	72	0	0	0	515	315	515	515	315	325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																													
Fase de produção:																																																																
Curva de produção - petróleo	M bbl	0	0	0	0	0	0	0	0	37	55	82	110	110	106	98	90	84	78	72	66	61	57	52	49	45	42	39	36	33	31	28	26	24	22	21	19	18	0																									
Curva de produção - gás	Mcf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																												
Curva de produção total	M boe	0	0	0	0	0	0	0	37	55	82	110	110	106	98	90	84	78	72	66	61	57	52	49	45	42	39	36	33	31	28	26	24	22	21	19	18	0																										
Cenário de preço																																																																
Preço do Brent	US\$/bbl	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70																						
Preço do petróleo do projeto	-15%	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60																						
Preço do gás	US\$ Mcf	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5																	
DRE - Caso de Sucesso																																																																
Receita bruta	USS M	0	0	0	0	0	0	0	2,172	3,258	4,900	6,515	6,515	6,286	5,802	5,370	4,970	4,612	4,257	3,940	3,646	3,384	3,123	2,891	2,675	2,483	2,291	2,121	1,963	1,821	1,681	1,556	1,440	1,336	1,233	1,142	1,057	0																										
(-) Royalty	10%	0	0	0	0	0	0	0	-217	-326	-490	-652	-652	-629	-580	-537	-497	-461	-426	-394	-365	-338	-312	-289	-268	-248	-229	-212	-196	-182	-168	-156	-144	-134	-123	-114	-106	0																										
Receita líquida	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	1,955	2,932	4,410	5,864	5,864	5,658	5,221	4,833	4,473	4,151	3,831	3,546	3,282	3,045	2,811	2,601	2,408	2,234	2,062	1,909	1,767	1,639	1,513	1,400	1,296	1,203	1,110	1,027	951	0																									
(+) Custos e despesas	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	-333	-424	-712	-848	-848	-828	-788	-751	-718	-688	-658	-631	-606	-584	-562	-543	-525	-509	-493	-478	-465	-453	-441	-431	-421	-412	-404	-396	-389	-3100	-100																								
Lucro operacional	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	1,622	2,508	3,698	5,016	5,016	5,172	4,829	4,434	4,081	3,755	3,463	3,173	2,915	2,675	2,461	2,248	2,059	1,883	1,726	1,570	1,430	1,302	1,186	1,072	970	875	790	706	631	562	-100																								
(-) Depreciação	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	-26	-56	-105	-163	-176	-176	-169	-156	-145	-134	-124	-115	-106	-99	-92	-85	-78	-73	-67	-62	-58	-53	-49	-46	-42	-39	-36	-33	-31	-29	-0																								
(+) P&D	1%	0	0	0	0	0	0	0	-22	-33	-49	-65	-65	-65	-63	-58	-54	-50	-46	-43	-39	-36	-34	-31	-29	-27	-25	-23	-21	-20	-18	-17	-16	-14	-13	-12	-11	0																										
(+) Participação especial	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	-72	-72	-334	-897	-1,481	-1,477	-1,477	-1,406	-1,256	-1,122	-999	-889	-780	-683	-594	-515	-438	-378	-322	-273	-231	-214	-160	-131	-109	-92	-76	-62	-49	-37	-31	0																							
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	1,503	2,085	2,647	3,307	3,298	3,191	2,964	2,761	2,573	2,404	2,236	2,086	1,946	1,820	1,694	1,574	1,462	1,361	1,254	1,158	1,068	988	900	820	746	679	612	552	492	402	-100																								
(+) Imposto de renda	34%	0	0	0	0	0	0	0	0	-511	-709	-900	-1,124	-1,121	-1,121	-1,085	-939	-875	-817	-760	-709	-662	-619	-576	-535	-497	-463	-426	-394	-363	-336	-306	-279	-254	-231	-208	-188	-167	0																									
Lucro líquido	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																	
LAJIDA (LAJIDA + Depreciação)	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																
Margem %	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%																
Fluxo de caixa - Caso de Sucesso																																																																
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	1,529	2,141	2,753	3,470	3,474	3,360	3,120	2,906	2,707	2,529	2,351	2,192	2,045	1,912	1,779	1,652	1,534	1,428	1,316	1,215	1,122	1,037	946	862	785	715	645	583	-100																										
(-) Impostos	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-511																																																							

Tabela 38. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 21

Premissas de E&P	ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047					
Fase de exploração:																																													
Bônus de assinatura	USS M	128	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Sísmica	USS M	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Poços obrigatórios	USS M	0	0	0	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Poços não obrigatórios	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0										
Custos de exploração	USS M	128	5	0	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Fase de desenvolvimento:																																													
Capex de desenvolvimento	USS M	0	0	0	0	0	0	0	500	800	550	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Capex total	USS M	128	5	0	96	0	0	0	500	800	550	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Fase de produção:																																													
Curva de produção - petróleo	M bbl	0	0	0	0	0	0	0	0	26	55	82	91	109	109	109	104	95	86	79	71	65	59	54	49	45	41	37	34	31	28	26	23	22	20	18	11	0	0						
Curva de produção - gás	Mcf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
Curva de produção total	M boe	0	0	0	0	0	0	0	26	55	82	91	109	109	109	104	95	86	79	71	65	59	54	49	45	41	37	34	31	28	26	23	22	20	18	11	0	0							
Cenário de preço																																													
Preço do Brent	US\$/bbl	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70					
Preço do petróleo do projeto	-15%	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60					
Preço do gás	US\$ Mcf	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
DRE - Caso de Sucesso																																													
Receita bruta	USS M	0	0	0	0	0	0	0	1,520	3,258	4,886	5,429	6,515	6,515	6,515	6,214	5,650	5,145	4,680	4,252	3,870	3,528	3,213	2,922	2,662	2,428	2,214	2,015	1,838	1,678	1,532	1,395	1,280	1,175	1,075	642	0	0							
(-) Royalty	10%	0	0	0	0	0	0	0	-152	-326	-489	-543	-652	-652	-652	-621	-565	-515	-468	-425	-387	-353	-321	-292	-266	-243	-221	-202	-184	-168	-153	-140	-128	-117	-107	-64	0	0							
Receita líquida	USS M	0	0	0	0	0	0	0	1,368	2,932	4,398	4,886	5,864	5,864	5,864	5,593	5,085	4,631	4,212	3,827	3,483	3,175	2,891	2,629	2,396	2,185	1,993	1,814	1,654	1,510	1,379	1,256	1,152	1,057	967	578	0	0							
(+) Custos e despesas	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-328	-624	-761	-806	-898	-898	-898	-872	-825	-782	-743	-707	-675	-646	-620	-596	-574	-554	-536	-519	-504	-491	-479	-467	-458	-449	-430	-400	-380	-360	-340	-320	-300				
Lucro operacional	USS M	0	0	0	0	0	0	0	1,040	2,308	3,637	4,080	4,966	4,966	4,966	4,721	4,260	3,848	3,469	3,120	2,808	2,528	2,294	2,034	1,822	1,631	1,457	1,294	1,150	1,009	900	789	694	609	527	374	100	0	0						
(-) Depreciação	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-17	-59	-110	-131	-157	-157	-157	-150	-136	-124	-113	-103	-94	-86	-78	-71	-65	-59	-54	-49	-45	-41	-37	-34	-31	-29	-26	-16	0	0	0						
(+) P&D	1%	0	0	0	0	0	0	0	-15	-33	-49	-54	-65	-65	-65	-62	-57	-51	-47	-43	-39	-35	-32	-29	-27	-24	-22	-20	-18	-17	-15	-14	-13	-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	0	0			
(+) Participação especial	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-12	-307	-879	-1,130	-1,468	-1,468	-1,468	-1,374	-1,199	-1,043	-900	-769	-653	-549	-456	-378	-311	-254	-207	-165	-129	-104	-84	-66	-51	-38	-29	-11	0	0	0						
LAJIR	USS M	0	0	0	0	0	0	0	0	996	1,910	2,600	2,764	3,276	3,276	3,276	3,134	2,869	2,630	2,410	2,206	2,023	1,858	1,706	1,556	1,419	1,294	1,173	1,060	958	858	763	675	599	530	461	341	100	0	0					
(+) Imposto de renda	34%	0	0	0	0	0	0	0	-339	-649	-884	-940	-1,114	-1,114	-1,114	-1,114	-975	-894	-819	-750	-688	-632	-580	-529	-483	-440	-399	-360	-326	-292	-260	-229	-204	-180	-157	-116	0	0	0						
Lucro líquido	USS M	0	0	0	0	0	0	0	658	1,261	1,716	1,824	2,162	2,162	2,162	2,069	1,893	1,736	1,590	1,456	1,335	1,226	1,126	1,027	937	854	774	699	632	566	504	445	395	350	304	225	100	0	0	0					
LAJIDA (LAJIR + Depreciação)	USS M	0	0	0	0	0	0	0	1,014	1,969	2,709	2,895	3,433	3,433	3,433	3,284	3,005	2,754	2,523	2,369	2,117	1,944	1,784	1,627	1,484	1,353	1,227	1,109	1,002	898	801	709	630	559	487	357	307	100	0	0					
Margem	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	74%	67%	62%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%			
Fluxo de caixa - Caso de Sucesso																																													
LAJIDA	USS M	0	0	0	0	0	0	0	1,014	1,969	2,895	3,433	3,433	3,433	3,284	3,005	2,754	2,523	2,369	2,117	1,944	1,784	1,627	1,484	1,353	1,227	1,109	1,002	898	801	709	630	559	487	357	307	100	0	0						
(-) Impostos	USS M	0	0	0	0	0	0	0	-339	-649	-884	-940	-1,114	-1,114	-1,114	-1,114	-975	-894	-819	-750	-688	-632	-580	-529	-483	-440	-399	-360	-326	-292	-260														

Tabela 39. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 22

Tabela 40. Modelo de fluxo de caixa descontado – Projeto 23