

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS
MESTRADO EXECUTIVO EM GESTÃO EMPRESARIAL**

**AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO SOB INCERTEZA: O
CASO DE PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO
E GÁS NA FRONTEIRA DO PRÉ-SAL**

**DISSERTAÇÃO APRESENTADA À ESCOLA BRASILEIRA DE
ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS PARA OBTENÇÃO DO
GRAU DE MESTRE**

AMAYA CALDAS VILLAR DE ALMEIDA

RIO DE JANEIRO

2021

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS

AMAYA CALDAS VILLAR DE ALMEIDA

**AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO SOB INCERTEZA: O
CASO DE PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO
E GÁS NA FRONTEIRA DO PRÉ-SAL**

RIO DE JANEIRO

2021

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS**

AMAYA CALDAS VILLAR DE ALMEIDA

**AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO SOB INCERTEZA: O
CASO DE PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO
E GÁS NA FRONTEIRA DO PRÉ-SAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Mestrado
Executivo Profissional, da Escola Brasileira de
Administração Pública e de Empresas da Fundação
Getúlio Vargas como requisito parcial para obtenção
do título de Mestre em Administração.

Orientador: Professor Dr. Luiz Gustavo Medeiros
Barbosa

RIO DE JANEIRO

2021

Almeida, Amaya Caldas Villar de

Avaliação de projetos de investimento sob incerteza : o caso de projetos de desenvolvimento de produção de óleo e gás na fronteira do pré-sal
Amaya Caldas Villar de Almeida. – 2021.

91 f.

Dissertação (mestrado) - Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, Centro de Formação Acadêmica e Pesquisa.

Orientador: Luiz Gustavo Medeiros Barbosa.

Inclui bibliografia.

1. Projetos de investimentos – Estudo de casos. 2. Petróleo - Prospecção.
3. Indústria petrolífera – Investimentos. 4. Administração de risco. I. Barbosa, Luiz Gustavo Medeiros. II. Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas. Centro de Formação Acadêmica e Pesquisa. III. Título.

CDD – 658.15

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS
MESTRADO PROFISSIONAL EXECUTIVO EM GESTÃO EMPRESARIAL
ESCOLA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA E DE EMPRESAS**

AMAYA CALDAS VILLAR DE ALMEIDA

“AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO SOB INCERTEZA: O CASO DE PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NA FRONTEIRA DO PRÉ-SAL”.

DISSERTAÇÃO APRESENTADO(A) AO CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EXECUTIVO EM GESTÃO EMPRESARIAL PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE(A) EM ADMINISTRAÇÃO.

DATA DA DEFESA: 27/07/2021

ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA

PRESIDENTE DA COMISSÃO EXAMINADORA: PROFº LUIZ GUSTAVO MEDEIROS BARBOSA

**PROFº LUIZ GUSTAVO MEDEIROS BARBOSA
ORIENTADOR(A)**

**PROFº ALVARO BRUNO CYRINO
MEMBRO INTERNO**

**PROFº SAULO BARROSO ROCHA
MEMBRO EXTERNO**

RIO DE JANEIRO, 27 DE JULHO DE 2021.

**PROFº/ª FLÁVIO CARVALHO DE VASCONCELOS
DIRETOR(A)**

**PROFº ANTONIO DE ARAUJO FREITAS JUNIOR
PRÓ-REITOR DE ENSINO, PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO**

*Dedico este trabalho aos meus pais
pelo incentivo e torcida incansáveis em todos os momentos de minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e madrinha pelo apoio e confiança em meu potencial, que sempre me incentivaram a buscar mais pelo meu futuro.

Ao meu namorado pelo caminho que trilhamos juntos e pelo incentivo a progredir, dividindo comigo seus objetivos de vida.

Aos colegas de turma pela troca contínua e pelo aprendizado com tantas vivências distintas, porém complementares.

Aos professores do curso, que nos incentivaram a reflexões importantes sobre não só a vida profissional e acadêmica, mas também com incentivo a novas perspectivas sobre crescimento pessoal.

A empresa PETROBRAS, meus amigos de trabalho e a minha equipe, pela oportunidade, compreensão e confiança em meus resultados.

RESUMO

A indústria de óleo e gás no Brasil apresentou crescimento acelerado na última década com a descoberta do Pré-sal. O petróleo é considerado uma commodity, tem seus preços estabelecidos em cadeia internacional, e o desenvolvimento de projetos em exploração e produção demanda altos investimentos e retorno apenas em médio prazo, com alto grau de risco envolvido. A avaliação da economicidade dos projetos de desenvolvimento da produção neste contexto se torna fundamental, com a seleção correta dos indicadores e dos parâmetros a serem adotados para avaliar se o desenvolvimento de um campo é viável ou não. O presente trabalho contempla o resgate às principais fontes de incerteza que impactam os resultados de um megaprojeto de investimento típico de exploração e produção, no contexto da fronteira do pré-sal. Propõe uma avaliação quantitativa da economicidade do projeto, através de estudo de caso comparativo contemplando uma análise de riscos do fluxo de caixa futuro descontado do projeto, simulado através da metodologia de Monte Carlo, para dois modelos distintos de regime fiscal aplicados hoje no cenário brasileiro: Partilha de produção e Concessão. Os resultados apontam para um efeito significativo da volatilidade do preço, que impacta até 10% o Valor Presente Líquido do projeto nos dois cenários. Nos distintos cenários de sensibilidade gerados, o modelo de partilha de produção apresenta maior parcela de Government Take (GT) do que o Modelo de Concessão, levando portanto a resultados econômicos menos atrativos do que o modelo de Concessão.

Palavras-chave: Projetos de investimento, Exploração e Produção, Análise de Riscos, Simulação de Monte Carlo, Análise econômica.

ABSTRACT

The oil and gas industry in Brazil presented accelerated growth in the last decade with the discovery of the Pre-salt Area. Oil is considered a commodity, its prices are established internationally, and the development of exploration and production projects requires high investments with a high degree of risk involved. The evaluation of the economics of production development projects in this context becomes essential, with the correct selection of parameters to assess whether the development of a field is viable or not. The present work contemplates the main sources of uncertainty that impact the results of a typical investment project for exploration and production, in the context of the pre-salt frontier. It proposes a quantitative assessment of the project's economic results, through a risk analysis of the discounted future cash flow of the project, simulated using the Monte Carlo methodology. The results point to a significant effect of price volatility, which impacts the project's Net Present Value by up to 20%.

Keywords: Investment projects, Exploration and Production, Risk Analysis, Monte Carlo Simulation, Economic analysis.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Polígono do pré-sal. Fonte: Petrobras (2016)	23
Figura 2 - Esquemático de partilha de produção. Fonte: ANP, 2017	31
Figura 3 - Percentual de excedente em óleo estabelecido no Campo de Libra. Fonte: ANP (2013)	31
Figura 4 - Representação do Fluxo de Caixa típico de um projeto de E&P. Fonte: Andreis, M. (2016)	34
Figura 5 - Capacidade de produção de petróleo em 2030 por região. Fonte: EPE, 2020	49
Figura 6 - Etapas do estudo. Fonte: o autor	57
Figura 7 - Fluxo de caixa descontado. Fonte: o autor	58
Figura 8 - Curva de produção - Caso Referência. Fonte: o autor	60
Figura 9- Caminho crítico das principais atividades do projeto. Fonte: o autor	63
Figura 10 - Cronograma de construção de poços. Fonte: o autor	63
Figura 11 - Cenários de preço de petróleo Brent. Fonte: EPE, 2020.	64
Figura 12 - Faixas de Precisão de Estimativas de Custos. Fonte: AACEI, 2016	71
Figura 13 - Curvas de produção probabilísticas. Fonte: o autor	73

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Comparativo entre prós e contras da adoção de VPL. Fonte: o autor.....	46
Tabela 2 - Comparativo entre prós e contras da adoção de TIR como critério de seleção.. Fonte: o autor.....	47
Tabela 3 - Estimativas de investimentos e custos operacionais. Fonte: Adaptado de Portaria MME 213/2019.....	62
Tabela 4- Investimentos totais do cenário determinístico. Fonte: o autor.....	63
Tabela 5- Alíquotas de Participação Especial. Fonte: o autor, adaptado de Congresso Nacional.....	66
Tabela 6 - Tabela para cálculo do excedente em óleo da União.	67
Tabela 7 - Variações de curva de produção. Fonte: o autor	72
Tabela 8 - Resultados econômicos dos cenários de Concessão. Fonte: o autor	75
Tabela 9 - Resultados de sensibilidade de preços e curva de produção no regime de Concessão. Fonte: o autor.....	76
Tabela 10- Sensibilidade à TMA no regime de Concessão. Fonte: o autor	76
Tabela 11- Resultados do Cenário Partilha de Produção. Fonte: o autor	77
Tabela 12- Variação TMA para os cenários. Fonte: o autor	78
Tabela 13 - Resultados de Sensibilidade de Curvas e Preços - Modelo Partilha. Fonte: O autor.....	79

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1- Relevância da Produção do Pré-sal brasileiro. Fonte: ANP, 2020.....	22
Gráfico 2- Produção dos principais campos brasileiros. Fonte: ANP, 2020	23
Gráfico 3- Histórico de preços de petróleo (Referência WTI - US\$/bbl). Fonte: EIA, 2021	40
Gráfico 4- Histórico recente de taxas diárias de sonda e ociosidade. Fonte: IHS Markit, 2017	42
Gráfico 5- Curvas de preço. Fonte: o autor.	70
Gráfico 6- Distribuição de probabilidades CAPEX e OPEX. Fonte: o autor.....	72
Gráfico 7 - Fluxo de Caixa - Caso Base. Fonte: o autor.....	75
Gráfico 8- Fluxo de Caixa - Modelo Partilha de Produção. Fonte: o autor.....	77
Gráfico 9- Histograma de resultados - VPL. Fonte> o autor.	80
Gráfico 10 - Simulação TIR - Fonte: o autor.....	80
Gráfico 11 - Resultados VPL em cenário de sensibilidade de variação de preço. Fonte: o autor.....	81
Gráfico 12 - Histograma CAPEX.....	82

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Objetivos	16
1.2	Delimitação do estudo	17
1.3	Relevância do estudo.....	18
1.4	Estruturação do Trabalho	19
2.	CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR DE ÓLEO E GÁS.....	20
2.1	O mercado de óleo e gás.....	20
2.2	Regimes Fiscais	24
2.2.1	Contrato de concessão	26
2.2.2	Contrato de Cessão Onerosa	28
2.2.3	Contrato de partilha de produção	29
2.3	Ciclo de vida de um projeto de investimento de óleo e gás.....	32
3.	FATORES DE RISCOS NO SETOR DE ÓLEO E GÁS	34
3.1	Incertezas técnicas e geológicas	37
3.2	Incerteza econômica.....	38
3.3	Outros fatores de incerteza.....	42
4.	METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS.....	43
4.1	Valor Presente Líquido (VPL)	43
4.2	Taxa interna de Retorno (TIR)	46
4.3	ROI (Return on Investments).....	47
4.4	Brent de Equilíbrio.....	48
4.5	Outros indicadores relacionados à projetos de E&P	49
4.6	Análise quantitativa de riscos.....	50
5.0	METODOLOGIA DA PESQUISA	54
5.1	Tipologia da Pesquisa	54
5.2	Coleta de dados.....	55
6.	APLICAÇÃO DO MODELO	56
6.1	Estrutura.....	56
6.2	Levantamento das premissas para avaliação determinística	58
6.2.1	Curva de Produção.....	59
6.2.2	Estimativa de investimentos e custos operacionais.....	60
6.2.3	Premissas econômicas	64

6.2.4	Premissas tributárias e modelo fiscal	65
6.3	Levantamento das variáveis para análise de risco	68
6.3.1	Preços de Petróleo	68
6.3.2	Investimentos e custos operacionais	70
6.3.3	Curva de Produção.....	72
7	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	74
7.1	Caso Base determinístico- Modelo Concessão.....	74
7.2	Caso Base determinístico- Modelo Partilha da Produção	76
7.3	Análise de riscos	79
8	CONCLUSÃO	83
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87

1 INTRODUÇÃO

O Gerenciamento de Projetos voltado a resultados torna-se prática cada vez mais frequente nas organizações. Sua emergência está diretamente ligada às novas demandas do mercado para que as empresas apresentem resultados satisfatórios: características como agilidade, adaptação, capacidade de inovação e, sobretudo, a busca por aprimoramento contínuo tornam-se fundamentais para a manutenção da competitividade das organizações.

O projeto se apresenta e é implementado através de um ciclo, composto por fases bem estabelecidas com início, desenvolvimento e conclusão, e é através deste ciclo de vida que se obtém a estrutura básica para seu gerenciamento e identificação dos principais riscos e incertezas envolvidas em sua implementação. (PMI, 2017)

É parte fundamental do planejamento do projeto a análise de viabilidade, através de indicadores de economicidade e de retorno futuro associado ao projeto. Esses indicadores garantem subsídio ao processo de tomada de decisão, e ilustram potenciais cenários comparativos para verificar o valor do investimento ao longo do tempo, e observar se as receitas esperadas futuras serão suficientes para cobertura dos custos e obrigações financeiras propostas. (GITMAN, 2010)

Em se tratando do setor de óleo e gás, a avaliação de viabilidade dos projetos é ainda mais importante, dada a intensidade de capital requerida para desenvolvimento de um projeto, somada à rapidez das inovações em tecnologias de produção e ao alto grau de incertezas envolvido nestas atividades.

Destacam-se como grande fonte de risco os fatores geológicos de um campo, a necessidade de desenvolvimento de novas tecnologias, além de grande volatilidade dos preços de referência de óleo e gás. Esta volatilidade está relacionada com fatores macroeconômicos e políticos, e não se limita à relação entre oferta e demanda de óleo e seus substitutos no mercado. (HELLAND e TORGERSEN, 2014)

Além disso, outros fatores setoriais e regulatórios também impactam os resultados de um projeto de desenvolvimento da produção e apresentam incertezas envolvidas. Apesar de inicialmente definidos, este é um setor de projetos com tempo de maturação

elevado, apresentando longo período entre a decisão de entrada em um leilão até o efetivo desenvolvimento da produção e início de geração de receitas. Por isso, é cada vez mais necessário que se demonstre atributos como dinamismo e, principalmente, flexibilidade na administração de uma carteira de projetos deste setor.

A literatura apresenta vasto material sobre técnicas analíticas tradicionais utilizadas para a avaliação de projetos de investimentos deste setor, entretanto estas técnicas de avaliação determinística não representam de forma integral as incertezas que podem impactar diretamente os resultados do projeto. (FONSECA et al, 2017)

Considerando as restrições orçamentárias e o alto grau de risco envolvido, as empresas prospectam e promovem incremento de produção através da composição de uma carteira de projetos de investimento, que deve ser criteriosamente composta, de forma a minimizar o índice de insucessos e otimizar o retorno total dos investimentos realizados.

Desta forma, a aplicação de um modelo de análise de riscos, complementar à análise determinística de indicadores de retorno de investimentos e de economicidade são fundamentais para mitigação de riscos, e para avaliar o potencial retorno de um projeto complexo de uma forma mais efetiva.

Diante deste contexto, emerge a seguinte pergunta de pesquisa, que será observada neste estudo: *Em que medida os fatores de riscos do segmento de exploração e produção podem impactar a economicidade de um projeto de investimento típico do pré-sal brasileiro?*

1.1 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho, que visa responder o problema de pesquisa, é identificar e mensurar os principais fatores de risco que podem impactar os resultados de um projeto de desenvolvimento da produção.

Este objetivo principal é desdobrado em quatro objetivos específicos:

(i). Identificar as principais metodologias de avaliação e seleção de projetos de investimentos, bem como os indicadores aplicáveis;

(ii). Apresentar as grandes fontes de riscos e incertezas de projetos típicos de

desenvolvimento da produção;

(iii). Aplicação de metodologia de análise de risco ao Fluxo de Caixa descontado de um projeto típico do pré-sal, através de Simulação de Monte Carlo.

(iv) Comparativo entre a aplicação desta análise de riscos a dois modelos fiscais distintos, hoje vigentes no marco regulatório brasileiro: regime de concessão e regime de partilha de produção.

1.2 Delimitação do estudo

O presente trabalho tem como foco avaliação de fatores de riscos de projetos de desenvolvimento da produção no setor de óleo e gás, com proposta de análise de riscos de um projeto hipotético localizado no polígono pré-sal brasileiro, e comparativo entre regimes fiscais distintos. O foco, portanto, deste estudo abrange a fase de desenvolvimento da produção do campo, não cabendo análise dos custos e decisões atreladas às fases anteriores da vida útil do campo, desde a fase exploratória.

Neste sentido, a pesquisa ficará restrita à avaliação de projetos sob a égide do Modelo Fiscal brasileiro vigente, bem como o Marco Regulatório atual regimentado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Não é escopo da pesquisa explorar alternativas de escopo e descrição das atividades operacionais do projeto. Além disso, apesar de propor uma quantificação do valor de um projeto, não é finalidade do trabalho propor metodologia para comparação e seleção entre projetos, tampouco avaliar interdependência com outros projetos de um portfólio.

Adicionalmente, o modelo apresenta uma visão simplificada dos conceitos atrelados à engenharia de reservatórios, geologia e geofísica, que impactam diretamente a variável produção ao longo do tempo, mas não cabe ao estudo uma abordagem profunda sobre este enfoque.

Por fim, é importante acrescentar que o estudo foi construído para dimensionar a atratividade econômica de um projeto de desenvolvimento da produção sob a ótica de potenciais operadores, sem aprofundamento de motivadores e dos objetivos que o Estado e sociedade possuem em relação a estes modelos fiscais.

1.3 Relevância do estudo

A indústria de óleo e gás e sua respectiva cadeia de *supply chain* movimenta bilhões de dólares diariamente, através de extensa atividade industrial e de desenvolvimento de tecnologia. Os resultados deste setor são fundamentais para a economia brasileira, e representam cerca de 20% do PIB brasileiro nos últimos anos. (PWC, 2014)

A volatilidade dos preços de óleo faz com que as grandes empresas atuantes deste setor objetivem cada vez mais a otimização da produção e projetos mais rentáveis em seu portfólio. Neste sentido, a viabilidade técnico-financeira de um projeto de desenvolvimento da produção é dependente do mapeamento e análise de riscos associados a incertezas de produção, técnicas, de preço e de viabilidade.

Pelo grande ciclo de maturação destes projetos, os retornos esperados desta indústria estão normalmente atrelados a investimentos de médios e longos prazos, e a exposição ao risco e incertezas gera um cenário propício à utilização de métodos quantitativos de análise de decisão sob incerteza. Neste ambiente, as análises tradicionais e determinísticas de indicadores como Valor Presente Líquido (VPL) se tornam limitadas.

Desta forma, a pesquisa traz sua contribuição através do estudo e levantamento dos principais fatores de risco que impactam, no contexto do pré-sal brasileiro, os resultados de um projeto de desenvolvimento da produção de óleo e gás. Adicionalmente, pressupõe a aplicação de modelo riscado de análise de fluxo de caixa descontado, que possibilita a mensuração quantitativa de como estas variáveis podem impactar na atratividade do projeto.

Esta análise torna-se ainda mais importante dado o contexto atual do setor de energia, que apresenta a emergência de novas fontes de energia renováveis, com custos cada vez mais competitivos e maior abrangência de aplicação, podendo levar à redução da demanda de combustíveis fósseis no longo prazo.

Em se tratando do cenário recente brasileiro, tem-se a divulgação da agenda de novos leilões para áreas do pré-sal com alto potencial de volume de produção, que trarão novos desafios à indústria para o encurtamento do prazo de maturação e desenvolvimento destes recursos potenciais.

1.4 Estruturação do Trabalho

O presente estudo está estruturado em oito capítulos, sendo eles: Introdução, Contextualização do Setor de óleo e gás, Fatores de Risco no setor de óleo e gás, Metodologia de avaliação de projetos, Análise de Riscos, Metodologia da Pesquisa e Estudo de Caso, Discussão dos Resultados e Conclusões, além das Referências Bibliográficas.

O Capítulo 1 apresenta uma introdução ao tema que será abordado nesta dissertação, com destaque para os objetivos e o problema de pesquisa.

O Capítulo 2 é dedicado à contextualização do setor de óleo e gás, com a finalidade de explorar as principais características que permeiam essa indústria de commodities. Neste sentido, é fundamental a análise do histórico da indústria, associado aos regimes fiscais disponíveis no Brasil para a exploração e produção de óleo e gás, bem como o padrão de ciclo de vida de um projeto de investimentos típico dessa categoria.

Os Capítulos 3, 4 e 5 por sua vez, apresentam uma breve revisão da literatura sobre os temas explorados nesta dissertação, como as metodologias de análise de investimentos determinísticas e riscadas comumente aplicadas a projetos de investimento, além da abordagem de incertezas tratadas no estudo de caso desta dissertação.

O Capítulo 6 apresenta a metodologia de pesquisa aplicada ao estudo, que contemplou a análise de riscos aplicada ao estudo de caso de um projeto de desenvolvimento de um campo fictício de petróleo típico do padrão pré-sal brasileiro.

O Capítulo 7, por sua vez, descreve os resultados das análises e das simulações geradas através do modelo para o caso base, além das análises de sensibilidade geradas com a alteração de parâmetros do estudo.

O Capítulo 8 finaliza a dissertação com as conclusões do estudo, com resgate dos objetivos iniciais levantados, e destaque para recomendações para trabalhos futuros.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR DE ÓLEO E GÁS

A estrutura do setor de óleo e gás mundial apresenta características próprias, e por ser uma commodity, impacta sobremaneira a configuração dos projetos de investimento neste setor. Desta forma, a Seção 2.0 contém uma contextualização do setor, destaque para os principais players e a introdução aos Modelos Fiscais aplicáveis ao marco regulatório brasileiro.

2.1 O mercado de óleo e gás

A exploração e produção de petróleo dependem de uso intensivo de capital, tecnologia, além de desenvolvimento logístico e de capital humano. (FEUILLET-MIDRIER, 2011).

O início da exploração comercial do petróleo como fonte de energia ocorreu nos Estados Unidos, nos anos de 1850, com poços terrestres de pouca profundidade. Posteriormente, este combustível foi aplicado aos motores de gasolina e diesel, com a expansão da indústria automotiva. A busca do petróleo levou a importantes descobertas nos EUA, Venezuela, Trinidad, Argentina e Oriente Médio.

No período que precede a Segunda Guerra Mundial, os EUA configuram-se como principal produtor do mundo, seguido pela Venezuela, México, Rússia, Irã e Iraque. As décadas seguintes destacam o início das atividades de exploração no mar, inicialmente apenas em campos rasos e, com o avanço da tecnologia, houve avanço na lâmina d'água a ser explorada. (THOMAS, 2004)

Os anos de 1970 e 1980 destacam as grandes descobertas no Mar do Norte e no México, com o avanço das novas tecnologias para produção neste cenário. Destaca-se a redução nos custos de exploração e produção neste período, com a otimização dos investimentos e surgimento de novo ciclo de inovações tecnológicas.

Hoje como principais desenvolvimentos no mundo o tight/shale gas, que são conceituados como descobertas não convencionais e apresentam custo de extração mais baixo em comparação à tecnologia de extração offshore. (ANP, 2010)

No ano de 2019, observou-se que as reservas mundiais provadas de petróleo atingiram o montante de 1,7 trilhão de barris, com resultados similares aos anos anteriores. Em termos de reservas, a Venezuela permanece como principal país

detentor de reservas, e o Brasil permanece na 15 posição do ranking, com um volume de 12,7 bilhões de barris. (ANPa, 2020)

Os volumes produzidos, por sua vez, também apresentam estabilidade em relação ao ano de 2018, com total de produção em 95,2 milhões de barris/dia, sendo os Estados Unidos os principais produtores de petróleo no período, com crescimento de participação significativo, da ordem de 10% (ANPa, 2020)

O Brasil, por sua vez, configura-se atualmente como décimo maior produtor mundial, e apresentou crescimento de 7,4% no volume produzido no período, totalizando 2,9 milhões de barris/dia, que correspondem a 3% do volume mundial total. (ANPa, 2020)

Em 2020, mesmo com os efeitos da pandemia e da crise mundial causadas pela eclosão do contágio por COVID, a produção média anual de óleo brasileira bateu recorde, atingindo patamares de acima de 2,9 bilhões de barris/dia, com aumento de cerca de 5% em relação à produção do ano anterior, que gerou cerca de 2,8 bilhões de barris/dia. (ANPa, 2020)

Esse avanço acelerado da produção vem sendo desenhado no Brasil desde 1953, com a criação da Petrobras, inicialmente detentora do monopólio da produção. Até os dias de hoje, a empresa possui papel de protagonismo na produção de petróleo brasileira, responsável hoje por cerca de 75% da produção total brasileira, e operadora de 93% do volume total produzido no mesmo período (ANPa, 2020)

Em 1970, destaca-se o início da produção marítima dessa empresa, após o declínio da produção terrestre no Recôncavo baiano. O avanço na lamina d'água a ser explorada foi crescente, até a viabilização da exploração do pré-sal, em águas ultra-profundas. (THOMAZ, 2004)

A descoberta do pré-sal trouxe à tona um potencial significativo de acumulações que podem render até 100 bilhões de barris a serem desenvolvidos, propiciando ao Brasil um lugar de destaque em termos de reservas mundiais (EIA, 2021)

O Brasil possui atualmente 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos, cuja área é de 7,175 milhões de km², mas apenas 12 Bacias em produção atualmente com contratação para as atividades de exploração e produção. A principal delas no contexto atual, é a Bacia de Santos, na qual estão concentradas as plataformas de operação do Pré-sal.

Ainda em 2017, foi ultrapassado o marco de produção operada acumulada de 1 bilhão de barris na camada pré-sal do Brasil, e atualmente a produção da camada do pré-sal já contribui em mais de 68% da produção total operada pela empresa no Brasil. Em 2020, o Campo de Tupi, na Bacia de Santos, foi o campo que mais produziu petróleo, com média acima de 1000 Mbbl/d, e foi responsável por cerca de 32,5% da produção nacional. (ANP, 2020)

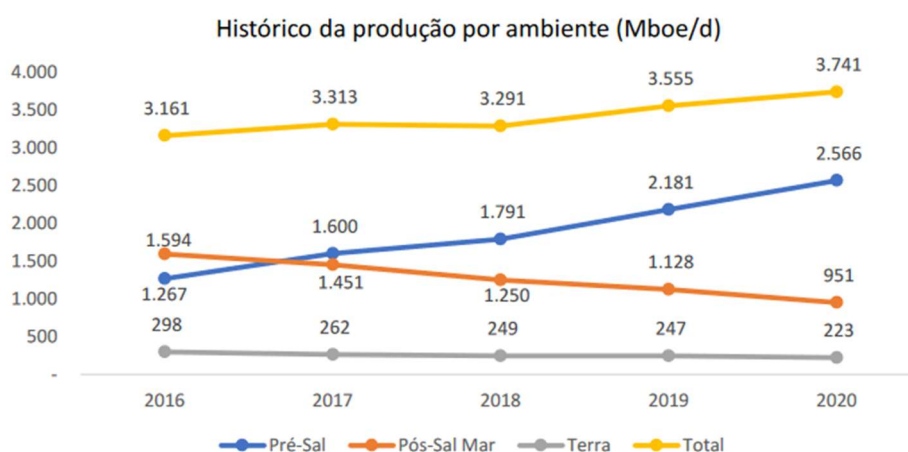


Gráfico 1- Relevância da Produção do Pré-sal brasileiro. Fonte: ANP, 2020.

Neste sentido, é importante destacar o conceito do pré-sal, uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos com uma camada de sal que atinge cerca de 2 mil metros de espessura.

No atual contexto exploratório brasileiro, a possibilidade de ocorrência do conjunto de rochas com potencial para gerar e acumular petróleo na camada pré-sal encontra-se no chamado Polígono Pré-sal, uma área de aproximadamente 800 km de extensão por 200 km de largura, no litoral entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. Este contexto de “polígono do pré-sal” foi instituído pela Lei 12.351/10, e influencia diretamente a forma pela qual os Campos que estão nesta área serão explorados. Pela legislação vigente, todas as áreas dentro do polígono só podem ser licitadas no modelo de partilha da produção. (PETROBRAS, 2016).

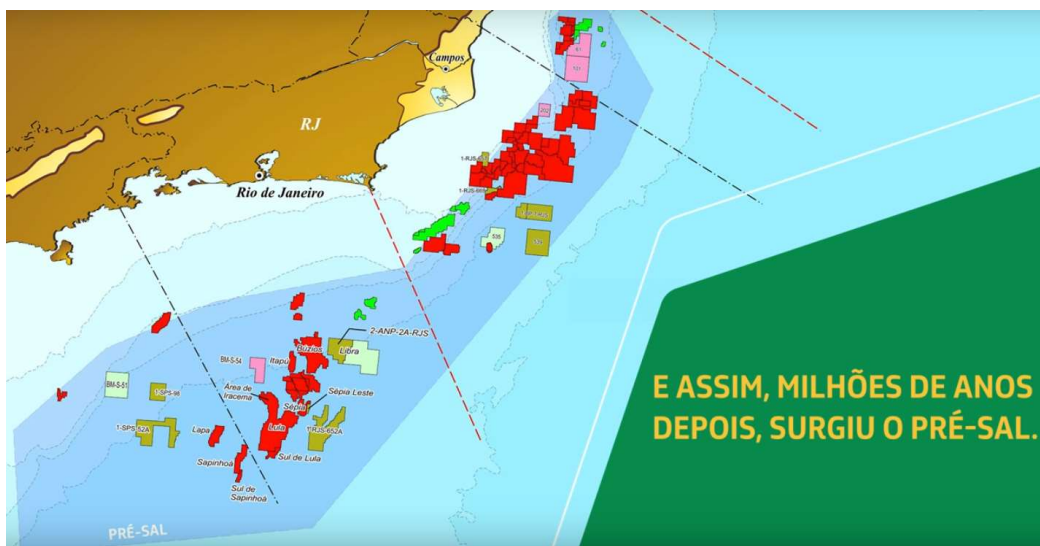


Figura 1 – Polígono do pré-sal. Fonte: Petrobras (2016)

O volume produzido nesta área do pré-sal já atingiu o volume de produção do pós-sal, contando para tal com tempo de maturação dos projetos inferior a 20 anos (desde 2006), e com uma quantidade de poços muito inferior, dado seu alto potencial de produção. O Gráfico 1 apresenta um resumo desta produção média no Brasil, relativa ao mês de Outubro de 2020, onde os principais Campos produtores (Búzios e Tupi) já estão situados na zona do pré-sal, com recordes de produtividade de poços acima de 40 kbpd. (ANP, 2020)

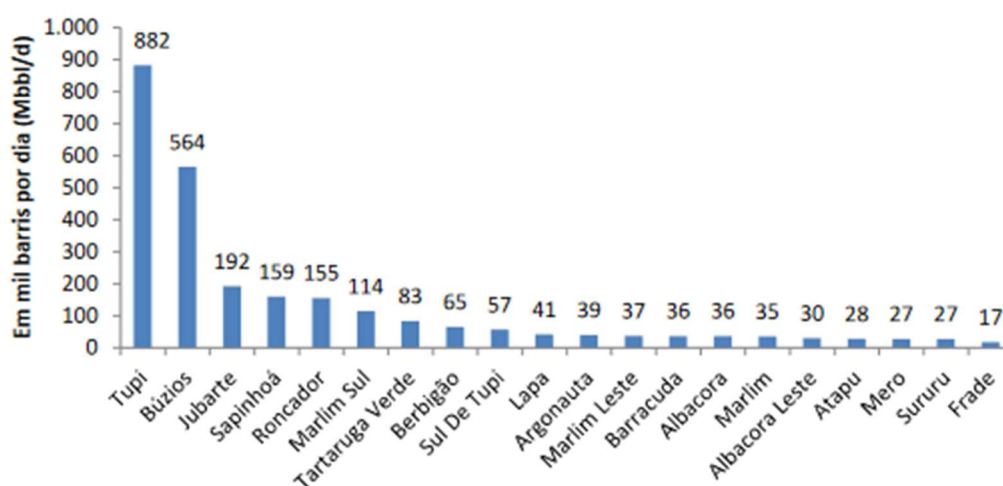


Gráfico 2- Produção dos principais campos brasileiros. Fonte: ANP, 2020

Apesar da grande produtividade, a produção em áreas do pré-sal requer alguns desafios tecnológicos a serem vencidos, nos quais destacam-se: profundidade média de 5000m a 7000m, lâmina de água superior a 2000m, reservatórios carbonáticos heterogêneos com elevada razão gás-óleo (RGO) e pressão, além da distância média da costa superior a 300km, o que traz diversos desafios logísticos para destinação e processamento do gás produzido. (CAMPOS et al, 2017)

Para RICCOMINI (2012), por sua vez, os desafios compreendem ainda a geométrica complexa dos domos salinos, a heterogeneidade dos reservatórios e a combinação de efeitos do comportamento do sal e potenciais riscos de produção.

Todas estas características tornam a viabilização de projetos neste ambiente um desafio, com necessidade de desenvolvimento de tecnologias pioneiras e customizadas, com equipamentos aplicáveis a este conjunto de projetos, além da necessidade de desenvolvimento de cadeia de fornecedores local, com o fomento da indústria nacional, para garantia de atendimento aos requisitos de conteúdo local propostos nos contratos de exploração dos campos.

A camada do pré-sal ainda apresenta grande potencial de desenvolvimento, além da infraestrutura e dos projetos já implantados, apesar dos desafios já elencados nesta Seção. A empresa PETROBRAS, principal player neste polígono, apresentou em 2020 seu Plano de Investimentos para os próximos 05 anos (2021-2025), no qual cerca de 70% dos recursos e investimentos para projetos serão alocados em ativos do pré-sal, cerca de US\$ 32 bilhões. (PETROBRAS, 2020)

2.2 Regimes Fiscais

O regime contratual aplicável para definição da propriedade dos hidrocarbonetos pode impactar diretamente os resultados obtidos com a implantação dos projetos. Este, inclusive, é fator importante para a decisão de investimento em dado país, e como há potenciais de risco caso este regime fiscal não esteja bem estruturado ou seja muito restritivo, é um fator extensamente avaliado pelas empresas.

O petróleo é uma fonte de energia não-renovável e, portanto, limitado para gerações futuras. Este é o conceito fundamental e basilar para a definição de sua forma

de exploração, discutido desde Hotteling no início do século XX. Em escala global, são observados critérios como propriedade do óleo e dos riscos associados a exploração do petróleo em sua atividade para definição dos mecanismos de participação governamental na regulação da indústria de óleo e gás.(JOHNSTON, 2007)

Neste sentido, é classificado como regime fiscal o conjunto de legislação, tributos aplicáveis e especificações contratuais que se aplicam a extração de hidrocarbonetos de uma região. (JOHNSTON, 2007).

Cabe ressaltar que o potencial de risco apresenta dois grandes fatores principais: incerteza para os novos players e incerteza de atratividade de investimentos e, portanto, receita através de impostos e participações governamentais para o Estado. Nesta linha, há literatura vasta que explora as condições de contorno de diversos regimes fiscais praticados ao redor do mundo, e sua relação com os efeitos fiscais e de incentivo a investimentos externos. Como fatores em comum a estes estudos, destaca-se a necessidade de flexibilidade nos contratos e termos adequados para viabilizar cenários atrativos tanto para Governo quanto para empresas. [TORDO (2007), JOHNSTON (2007), TOLMASQUIM E PINTO JUNIOR (2011),SAUER ET AL (2016), MARIANO ET AL, 2018]

Em escala mundial, há diversas formas de estruturação de regimes contratuais para o setor de petróleo, tais como o monopólio estatal, concessões, partilha de produção e serviços. (SAUER ET AL, 2016)

Por sua vez, JOHNSTON (2007) , MARIANO ET AL (2018) e MARQUES (2015) também apresentam como principais tipos o Modelo de Concessão e o Modelo de Serviços. Esses grupos de regimes são aplicados de maneiras distintas globalmente, entretanto podem ser estruturados em grandes grupos para entendimento de forma mais didática do ambiente regulatório da indústria de óleo e gás.

Tolmasquin e Pinto Junior (2011) apresentam como característica fundamental de classificação dos regimes fiscais a propriedade do óleo, seja do Estado ou da empresa produtora. Adicionalmente, o perfil de risco e a propriedade deste risco também são pontos fundamentais ao se avaliar os distintos modelos fiscais aplicados globalmente. Um exemplo claro é a necessidade de assunção de parte dos riscos

exploratórios pelo governo em ambientes inovadores, onde há o desejo de incentivar a exploração de novas fronteiras de atuação. Caso o risco se mantenha apenas para as empresas, pode ocorrer afastamento de interesse de *players* e rodadas de licitação vazias.

Neste contexto, JOHNSTON (2007) resume o modelo fiscal a duas grandes questões: como o lucro obtido com a atividade de exploração e produção de petróleo é repartido entre Estado e empresas, associado ao fator de como os custos associados com essa atividade são recuperados pelas empresas. A parcela do governo, também conhecida como *government take (GT)*, é composta pelos mecanismos de tributos, taxas e compensações financeiras que definem a participação do Estado nas receitas geradas.

Cabe também ao Governo, via opção de modelo fiscal a ser aplicado, avaliar ainda a melhor alternativa para o ritmo de produção de petróleo, em uma relação sustentável de otimização dos recursos naturais no longo prazo e de estabelecimento de um fluxo contínuo de arrecadação de verba. (TORDO, 2007)

Esta Seção, portanto, apresenta breve descrição dos regimes fiscais hoje praticados no Brasil, e regulamentadas pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Biocombustíveis e Gás Natural): regime fiscal de concessão, de cessão onerosa e de partilha, com enfoque principal aos efeitos destes distintos regimes ao Fluxo de Caixa dos projetos e, portanto, à sua atratividade.

2.2.1 Contrato de concessão

Previsto pela Lei nº 9.478/1997, denominada como “Lei do Petróleo”, foi instrumento que trouxe mudança significativa na forma de atuação do Estado na alocação de recursos e de contratos com empresas, e regulamentou o fim do monopólio da Petrobras na indústria de óleo e gás.

Através da publicação desta Lei, houve a instituição da – à época- Agência Nacional do Petróleo (ANP), além do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a fim de possibilitar a regulação do setor com a entrada de novos players. (BRASIL, 1997)

É importante salientar que o petróleo é um bem estratégico para o desenvolvimento do país e, que, portanto, a regulação é ponto chave para garantia de que a exploração deste recurso finito está ocorrendo de forma adequada.

Neste modelo, os recursos naturais e os depósitos de petróleo permanecem sob o domínio da União, entretanto cabe ao Concessionário a propriedade do petróleo produzido. Ou seja, há transferência de propriedade do hidrocarboneto apenas após a extração (LUCCHESI, 2019)

Assim, o desenvolvimento de atividades deste setor passa a ser regulado através dos contratos de concessão, que permitem que empresas habilitadas participem de processo licitatório prévio para sua escolha. (SAUER et al, 2016)

Neste formato de contrato, a empresa concessionária assume os riscos e custos associados às fases do ciclo de vida do desenvolvimento do campo, mas também tem direito a todo o petróleo produzido, desde que sujeito à tributação específica, durante o período estabelecido no contrato. Até o momento, já ocorreram 16 rodadas de leilões para Áreas em Concessão desde a promulgação da Lei do Petróleo, e em 2019 foi autorizada a publicação do 17º edital regido sob este Modelo Fiscal. (ANP, 2020)

Destaca-se que, ao longo dos anos, ocorreram atualizações nos critérios de seleção das empresas vencedoras do certame, e não há repetibilidade nos quesitos e percentuais adotados, associados aos critérios de pagamento de bônus de assinatura no momento de assinatura do contrato de concessão, conteúdo local mínimo, e os compromissos associados ao programa exploratório mínimo para aquisição de dados. (LUCCHESI, 2019)

O período de vigência do contrato de concessão impacta diretamente a estratégia de produção no período contratual, a fim de garantir a otimização de retornos com o aproveitamento dos recursos. Apesar de potencialmente renovável, tem período estabelecido fixo para exploração e para produção. (RAVAGNANI et al, 2012)

Sobre duração e a possibilidade de renovação contratual, na Concessão, a duração do contrato da Rodada 02, que incluiu Tupi, o maior campo produtor do Brasil em volume médio de produção, foi definida como “cinco anos para a fase de exploração e 27 anos para a fase de produção, prorrogáveis por cláusulas e condições estabelecidas no contrato de concessão”. (ANP, 2020)

Para avaliar os impactos ao fluxo de caixa e atratividade de um projeto de investimento sob este regime, é importante avaliar a participação governamental associada a ele.

Além do bônus de assinatura, compõe esta parcela ainda de remuneração ao Estado os tributos convencionais incidentes sobre a renda (imposto de renda, por exemplo), royalties, Participação Especial e taxa por ocupação ou retenção de área.

Os royalties são pagos como instrumento de compensação pela propriedade do petróleo extraído comercialmente, e possuem normalmente alíquotas variáveis de até 30% ao redor do mundo. No modelo de concessão brasileira, considera-se uma alíquota de 10% incidente sobre a receita gerada com a produção mensal, que pode ser reduzida de acordo com os riscos envolvidos no negócio. (LUCCHESI, 2019)

Considera, ainda, o pagamento de uma parcela de Participação Especial (PE), prevista no artigo 45 da Lei N 9478/97, e regulamentada pelo Decreto 2705/1998. Como características gerais, destaca-se que é calculada trimestralmente, baseada em uma alíquota progressiva de até 40% da receita do projeto.

Essa parcela tem como fato gerador a produção de petróleo, e sua estrutura constitui compensação financeira pela produção realizada. Com relação a esta parcela de Participação Especial, é possível viabilizar a dedução da base de cálculo de: royalties, investimentos não depreciáveis, custos operacionais, despesas de abandono e a depreciação dos equipamentos.

Este cálculo irá ser função basicamente dos fatores volume de produção, quantidade de anos em operação, e lâmina d'água. Importante destacar que, em casos de campos com mais de um módulo em operação, o cálculo da alíquota da Participação e de sua base de pagamento estará atrelado ao campo, e não ao projeto em específico. Adicionalmente, esta parcela de Participação especial estará associada à Receita Líquida Tributável.

Além disso, o regime de concessão prevê ainda como obrigatório o investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D), correspondente a 1% da receita bruta gerada.

2.2.2 Contrato de Cessão Onerosa

Este modelo está previsto legalmente para aplicação conforme consta na Lei nº 12.276/2010, que autorizou a cessão de até cinco bilhões de barris equivalentes de

petróleo para a Petrobras. Em contrapartida, a Petrobras pagou à União, prioritariamente com títulos da dívida pública mobiliária federal.

Este contrato, assinado em 2010, se refere à seis áreas definitivas cedidas à Petrobras sem a necessidade de constituição de um novo processo de leilão. Neste momento, foi direcionado à Petrobras a assunção de todos os dispêndios (investimentos e custos operacionais) relacionados à execução das operações. Adicionalmente, assume o risco da operação de e ocorre a transferência de propriedade do hidrocarboneto produzido dentro dos limites e prazos especificados no contrato.

Neste modelo de contrato assinado, não há previsão para pagamento de Participação Especial (PE), porém mantém-se a alíquota de 10% de royalties. Adicionalmente, neste contrato a previsão de dispêndios em P&D reduz para 0,5% em relação ao contrato de concessão. (MARIANO, 2018).

Destaque para o fato de que a Cessão Onerosa, apesar de vigente, não pode ser mais aplicada a novos contratos futuros, estando limitada aos Campos dispostos na Lei 12.276/2010. Para MARIANO (2018), ainda, este modelo de acordo de transferência de direitos se aproxima a um contrato de concessão, porém sem a exigência de pagamento de participação especial em troca.

2.2.3 Contrato de partilha de produção

Através da promulgação da Lei nº 12.304/2010, houve a autorização da criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A., denominada Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e o formato de contrato de Partilha aplicado à realidade brasileira.

Cabe à PPSA a gestão destes contratos de Partilha de Produção de forma ativa, apresentando inclusive poder de veto nas decisões do consórcio vencedor.

Neste regime, a empresa contratada exerce as atividades de E&P e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume de produção correspondente aos royalties devidos, bem como de parcela do excedente em óleo. Não há que se falar em Participação Especial neste caso, mas sim a participação governamental é obtida através da obtenção de parte do hidrocarboneto produzido.

Cabe a introdução dos conceitos de custo em óleo (CO) e excedente em óleo (EO), que são fundamentais para entender como o modelo de projetos sob a égide deste contrato é constituído.

Custo em óleo está associado ao volume de petróleo que é correspondente aos custos e investimentos realizados pelo contratado durante as fases do ciclo de vida do projeto desde a exploração até o abandono.

Conforme descrição na Lei 12.304/2010, o custo em óleo é a *“participação na produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos, pagáveis apenas em caso de descoberta comercial, correspondentes aos custos e investimentos realizados pelo contratado na realização de atividades de exploração”*. (BRASIL, 2010)

Por sua vez, o excedente em óleo está associado a parcela da produção que será repartida entre União e a empresa contratada, após as deduções de pagamento de royalties e dedução do custo em óleo.

Ainda sob a visão da Lei 12.351/2010III -excedente de óleo: parcela de óleo, gás natural e outros fluidos de hidrocarbonetos a serem distribuídos entre o Governo Federal e contratados conforme critérios definidos no contrato, resultante da diferença entre o volume total de produção e as parcelas correspondentes ao custo do óleo, os royalties devidos e, quando exigido, a participação referida no Art. 43 (Brasil, 2010).

Ainda sob a visão da Lei 12.351/2010, o excedente em óleo é *“parcela de óleo, gás natural e outros fluidos de hidrocarbonetos a serem distribuídos entre o Governo Federal e contratados conforme critérios definidos no contrato, resultante da diferença entre o volume total de produção e as parcelas correspondentes ao custo do óleo, os royalties devidos e, quando exigido, a participação referida no Art. 43”* (BRASIL, 2010)

O excedente em óleo, portanto, é uma fórmula calculada através da dedução dos volumes de custo em óleo e de royalties do volume total da produção. Há um teto para a recuperação desse custo em óleo, definido nos termos do contrato de partilha. Ou seja, a partir deste momento, o delta produção será de posse do Governo. (LUCCHESI, 2019).

Ainda, neste contrato, há que avaliar o risco exploratório de forma mais abrangente: uma vez que não sejam encontrados volumes significativos e comerciais,

não há retorno para o agente. A parcela mínima de excedente em óleo é critério para definição dos consórcios vencedores em um leilão. (MARIANO, 2018)

O esquemático a seguir representa, de forma simplificada, os efeitos destas parcelas de custo em óleo e excedente em óleo no regime de partilha.



Figura 2 - Esquemático de partilha de produção. Fonte: ANP, 2017

O primeiro contrato assinado sob estes termos do contrato de partilha de produção no Brasil se refere ao Campo de Libra, situado na Bacia de Santos. Neste caso, a parcela do excedente em óleo foi associado a uma alíquota mínima, que varia conforma a produção média diária dos poços e as projeções futuras de preços de petróleo.

		Média da produção diária de petróleo dos poços produtores (bbl/d)												
	De	até	0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001
			4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
Preço Brent (US\$/bbl)	0	60,00	=OF-31,72%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF-0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF-0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	=OF-0,93%	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,53%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

Figura 3 - Percentual de excedente em óleo estabelecido no Campo de Libra. Fonte: ANP (2013)

2.3 Ciclo de vida de um projeto de investimento de óleo e gás

Como já observado, a indústria de óleo e gás tem alta intensidade de capital, fato que, por sua vez, eleva a necessidade de otimização do uso dos recursos financeiros das empresas. Dada a longa maturação dos projetos no setor (com ciclos de vida superiores a 10 anos para implantação e 40 anos para 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 investimentos são realizados através da implementação de projetos de exploração e produção. De forma simplificada, pode-se representar as principais fases da exploração e produção de um campo petrolífero através de quatro grandes grupos de atividades: Exploração, Desenvolvimento, Produção e Abandono.

Na fase de exploração, há intensiva atividade exploratória através de aquisição de dados e de perfuração de poços exploratórios que, quando bem sucedidas, evoluem para a descoberta de hidrocarbonetos. Esta fase é iniciada após a aquisição do direito de explorar, regulado pelos leilões da ANP. (ANDREIS, 2016)

Os poços perfurados nesta fase inicial, podem ou não ser reaproveitados durante a fase de desenvolvimento do campo, dependendo de seus resultados. Normalmente, é nesta fase também que há a inclusão de execução de um Programa Exploratório Mínimo (PEM), normalmente acordado com a Agência Reguladora, destinado à avaliação do campo. No caso brasileiro dos primeiros bids do Pré-sal, estabeleceu-se um mínimo de campanha de 2 poços de aquisição de dados de reservatórios (ADR's) e um sistema de produção antecipada (SPA), ou seja, quando há a interligação temporária de poços a um sistema de produção já existente a fim de viabilizar testes e obter dados dinâmicos de produção e depleção do poço. (ANDREIS, 2016)

Através desta análise, há como se averiguar a economicidade das reservas encontradas e, caso seja atestada viabilidade, há a declaração de comercialidade do campo. Caso o campo não seja comercial, há a possibilidade de devolução/abandono da área. Historicamente, a taxa média de sucesso mundial em projetos na fase exploratória é baixa, e remonta a valores próximos de 33%, ou seja, um a cada três poços perfurados. Esse

percentual apresenta significativa variação, dependendo de fatores regionais, geográficos e de conhecimento de tecnologia adequada para as atividades.

Já na fase de desenvolvimento da produção, que ocorre após a declaração de comercialidade, há o investimento em campanha de perfuração e completação de poços atinge seu grau máximo, levando ao recorde de exposição financeira do projeto, concentrando o investimento necessário para que um determinado campo esteja pronto para produzir petróleo ou gás. Adicionalmente a estes investimentos, destacam-se ainda gastos significativos com o sistema de coleta e com a unidade de produção, que, respectivamente, garante a movimentação da produção e que viabilizará o processamento e estoque do óleo/gás. (ANDREIS, 2016)

É também na fase de desenvolvimento que deve ser definida a infraestrutura logística que será utilizada para escoar a produção de óleo e gás até o litoral. Nos projetos offshore brasileiros, é comum a utilização de grandes embarcações como navios aliviadores para o transporte do óleo, e para o gás há normalmente infraestrutura de gasodutos para escoamento da produção.

A etapa de desenvolvimento é finalizada com o término dos investimentos previstos no Plano de Desenvolvimento submetido à aprovação da ANP (Agência Nacional do Petróleo), e é sequenciada pela etapa de produção.

A fase de produção contempla o período em que há extração contínua de hidrocarbonetos, e há dispêndio com métodos para garantir a continuidade da produção quando há queda de pressão no reservatório ou quando o volume de produção é reduzido, fenômeno conhecido como depleção. Comumente, são aplicados métodos para aumentar a recuperação do campo e manter sua pressão, como a injeção de água ou gás. (SILVA, 2011)

Este ciclo de vida do projeto de exploração e produção tem relação direta com o comportamento esperado do fluxo de caixa esperado. A Figura 4 sintetiza esta relação das variáveis fase e fluxo de caixa no tempo.

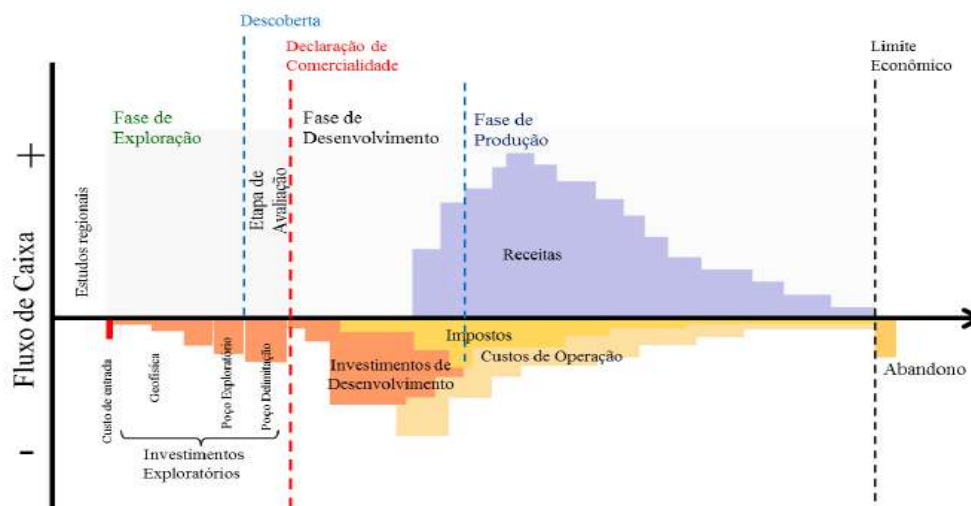


Figura 4 - Representação do Fluxo de Caixa típico de um projeto de E&P. Fonte: Andreis, M. (2016)

Na fase de exploração de um determinado campo, apresenta-se um típico fluxo de caixa livre negativo, pois são realizados investimentos como aquisição da área, gastos exploratórios e de desenvolvimento. Neste momento, é crucial o investimento em campanhas de aquisição de dados, como a inclusão de programas sísmicos e de obtenção de informações estáticas e dinâmicas do campo. (ANDREIS, 2016)

Ainda na fase de desenvolvimento, há desembolso significativo de investimentos que viabilizam a construção/aquisição de infra-estrutura de coleta, escoamento e da unidade de produção.

Com o início da produção, e a geração de receitas, o fluxo de caixa livre acumulado se torna positivo, devido às receitas geradas serem maiores que os investimentos, custos operacionais e tributos pagos. O retorno de capital através da produção de petróleo cresce bastante nos primeiros anos, estabiliza-se e depois declina até o abandono do campo.

Ao final do ciclo de vida útil, a partir do momento em que o fluxo de receitas não é suficiente para cobrir os investimentos e custos operacionais necessários, é realizado o abandono técnico e/ou econômico do campo, com fechamento de poços e devolução da área.

3. FATORES DE RISCOS NO SETOR DE ÓLEO E GÁS

Uma vez que a avaliação de projetos pressupõe a elaboração de estimativas e de estabelecimento de premissas para análise, é importante a avaliação do cenário no qual os projetos estão inseridos, e quais as principais fontes de risco para os resultados a serem obtidos.

O setor de E&P (Exploração e Produção) engloba atividades de natureza muito arriscada, que por muitas vezes apresenta baixa probabilidade de sucesso, porém também pode apresentar grandes margens de retorno. (MARGUERON, 2003)

Ainda sob esta ótica, HELLAND e TORGESEN (2014) abordam que a avaliação de investimentos em projetos de petróleo deve ser cautelosa, em consequência às incertezas de diversas variáveis que impactam diretamente os resultados encontrados.

Embora seja importante reconhecer que no processo de elaboração de estimativas os gerentes de projeto se esforcem para fornecer estimativas precisas de duração, custo e fluxo de caixa dos projetos, estes valores são incertos e só melhor detalhados e conhecidos no futuro, após a efetiva implantação do projeto. (ALENCAR et al, 2012).

Neste sentido, é necessário conceituar dois princípios: risco e incerteza. Ao estabelecer um cenário de referência para avaliação, este tem determinada probabilidade de ocorrência, ou seja, pode-se dizer que o projeto é avaliado sob incerteza. A esta probabilidade de ocorrência de um determinado evento, associa-se ao risco, ou seja, a probabilidade de ocorrência de um evento indesejado relacionado as consequências adversas que eles possuem.

Ainda sobre a diferenciação entre incerteza e risco, pontua a ISO 31000 (Normas de Gestão de riscos), risco é o efeito direto da incerteza, e que é “*muitas vezes expresso em termos de uma combinação de consequências de eventos e a probabilidade de ocorrência associada*”. (ISO, 2010, p.9)

Destaca CHENG et al (2019) que o conceito de risco está atrelado à incerteza que afeta o sistema de maneira desconhecida, e que gera distúrbios de variação nos resultados de um projeto.

Sob a mesma ótica, avalia JORION (2006) que o risco está associado à volatilidade dos resultados esperados, e que, portanto, tem definição associada à probabilidade de ocorrência de determinados resultados no futuro.

A magnitude do risco da operação é determinada através da avaliação das incertezas a ela relacionadas. A análise prospectiva do projeto é fundamental no processo de tomada de decisão uma vez que seu retorno financeiro, através da geração de caixa, se dará no futuro, que, por definição, é incerto, com riscos financeiros associados. (MARGUERON, 2003)

Neste ponto, cabe a breve conceituação de análise prospectiva, que aqui é referenciada como a avaliação dos impactos futuros do fluxo de caixa do projeto, desconsiderando assim os custos já realizados, que são afundados na análise.

DIXIT E PINDICK (1994) introduzem, ainda sob esta ótica, além do conceito de incerteza, as características de irreversibilidade e *timing* de aplicação nos processos decisórios de investimento. Atrelam à incerteza o conceito de variabilidade em relação às futuras potenciais recompensas pelo investimento realizado. Por sua vez, irreversibilidade está associada aos altos montantes de custos afundados e não recuperáveis, característicos dessa indústria, e para isso o timing correto da decisão, com o nível de informação requeridos, é fundamental.

Podem ser destacadas incertezas como: mudanças regulatórias, operacionais e ambientais; alterações na infraestrutura logística de refino e processamento; evolução das tecnologias de exploração e recuperação; e mudanças no regime fiscal e nas políticas dos países produtores. (BRASHEAR et al, 1999)

Para HELLAND e TORGENSEN (2014) , por sua vez, são incertezas importantes a qualidade e o quantitativo de reservas de um campo e o preço do petróleo.

DIXIT E PINDICK (1994) conceituam as incertezas sob três naturezas distintas, associadas a (i) incerteza de mercado (ou econômica), (ii) incerteza estratégica e a (iii) técnica, sendo a última diretamente relacionada às eventuais variações e imprecisões de reservatórios ou de necessidades técnicas. Abordam como incerteza estratégica como o relacionamento com outros agentes, sejam outros players do mercado ou até mesmo o posicionamento do governo.

Em pesquisa recente conduzida junto aos principais players da indústria de óleo e gás do Brasil, destacaram-se como riscos principais a visão de riscos regulatórios, de condições de mercado nacionais e internacionais, riscos operacionais e condições de riscos associados a recursos humanos. (KPMG, 2020)

SUSLICK (2004), em adição, verificam além dos riscos geológicos e de comportamento de preços no mercado internacional, a relevância de fatores de risco associados à disponibilidade e pioneirismo de tecnologia e inovação, além de aspectos setoriais e de políticas locais.

Para fins desta pesquisa, estes fatores serão detalhados em 03 macrogrupos: de natureza associada à incertezas técnicas, econômicos e outros.

3.1 Incertezas técnicas e geológicas

Podemos destacar as variáveis de risco de natureza geológica, associadas às características dos reservatórios e a quantificação das acumulações de óleo. O quantitativo de recursos existentes em um campo, a reserva recuperável, e a consequente produção de um campo de petróleo, são os principais parâmetro de entrada no modelo de fluxo de caixa de um projeto de E&P, e afetam diretamente a receita projetada. (LIMA, 2002)

Não é objetivo desta pesquisa detalhamento profundo das incertezas técnicas associadas à reservatórios, formações geológicas e geofísicas, entretanto é fundamental a introdução a alguns conceitos importantes que impactam diretamente a metodologia de definição de um projeto de investimento em desenvolvimento da produção.

Com objetivo de viabilizar análise comum para distintos players e países na indústria de óleo e gás, foi proposto pela SPE (*Society of Petroleum Engineers*) um sistema de gestão e classificação dos recursos de petróleo. Neste contexto, os recursos petrolíferos são “os volumes de hidrocarbonetos que ocorrem naturalmente dentro da crosta terrestre”. (SPE, 2018).

O conceito de reserva está associado ao recurso de óleo que é comprovadamente comercial, e viável técnico-comercialmente para ser explorado e produzido. (SPE, 2018).

Esta quantificação de reserva recuperável irá depender da qualidade do reservatório, de sua espessura, e de variáveis estáticas (modelo geológico dos poços e prospecção sísmica) e dinâmicas (parâmetros de fluxo) do Campo em análise. SUSLICK (2004)

Assim, define uma probabilidade de sucesso geológico, associado a probabilidade de se descobrir acumulação de hidrocarbonetos que seja viável de explorar comercialmente, e atribui essa visão aos seguintes fatores: probabilidade de hidrocarbonetos (geração), probabilidade de geração de um reservatório; probabilidade de migração desse hidrocarboneto para a área estudada; probabilidade de formação de trapa que impeça o vazamento do hidrocarboneto. (SUSLICK, 2004)

Normalmente são definidas com base em analogia de outros campos similares, e através de campanha de aquisição de dados sísmicos, conforme THOMAS (2004).

Estas campanhas sísmicas são complementadas com dados obtidos através de testes de formação e perfis de produção. O Fator de Recuperação, neste sentido, irá depender fortemente dos métodos aplicados para recuperação do campo, como a injeção de gás ou injeção de água, que auxiliam a recuperação do óleo existente no reservatório.

Os estudos dos reservatórios precisam ser ajustados para fornecer resultados de boa qualidade, considerando as principais incertezas relacionadas ao projeto devido à informação restrita disponível durante a fase inicial. As estimativas de reservas irão depender diretamente destes estudos.

Neste ponto, é crucial observar que não é só o volume inicial de reservas que poderá impactar o resultado de um projeto, mas o comportamento do reservatório ao longo do tempo, e o declínio da produção também acabam por tornar essa variável fundamental.

Desta forma, o emprego de técnicas de simulação para avaliação do comportamento dos reservatórios é ferramenta fundamental para viabilizar a análise de diversos cenários de comportamento da produção ao longo do tempo. Avaliar os riscos associados aos processos geológicos que viabilizam a existência de petróleo para extração é parte fundamental de uma análise de riscos robusta.

3.2 Incerteza econômica

Os fatores econômicos, por sua vez, estão associados às expectativas futuras do preço do barril do petróleo, dos custos de exploração e do tamanho dos reservatórios que vão limitar a produção, ou seja, estão associados à probabilidade de realização do fluxo de caixa estimado. (MARGUERON, 2003).

Desta forma, são aquelas variáveis diretamente envolvidas na construção do fluxo de caixa do projeto, que irão determinar as receitas bruta e líquida, bem como os investimentos, custos de operação, royalties, impostos. Destaca-se como variável importante a definição da taxa de desconto utilizada na determinação do valor presente líquido (VPL) do projeto, e o preço futuro de venda do petróleo. (FARIA, 2015)

O petróleo cru pode ser considerado uma commodity, visto que é comercializado internacionalmente, e tem sua demanda sensível às flutuações na atividade econômica global. Algumas vezes os movimentos no preço do óleo como, por exemplo, um aumento profundo nos preços do óleo que resultem de tensões geopolíticas, pode orientar flutuações na atividade econômica. Portanto, esses vínculos também podem influenciar a demanda por óleo.

As referências principais de preços são o Brent e o West Texas Intermediate (WTI), que são respectivamente negociados nas bolsas de Londres e dos EUA.

Neste contexto, a projeção de preços é considerada atividade crucial pelas companhias petrolíferas, sobretudo nos processos de orientação de planejamentos estratégicos de longo prazo e, conseqüentemente, em seus processos de tomada de decisão de investimentos. A redução do patamar de preços de referência traz alguns desafios, como por exemplo a inviabilização de projetos com custos de extração envolvidos maiores, considerando-se uma maior necessidade de tecnologia para extrair/processar o óleo.

A análise do recente histórico de preços demonstra o quanto a incerteza relacionada aos preços do petróleo pode impactar diretamente os resultados do setor. Até 2019, o mercado apresentava continuidade de preços spot de petróleo ao redor de US\$ 60/bbl.

Os impactos da pandemia do COVID e da necessidade urgente de medidas de isolamento trouxe um choque significativo na demanda desse recurso, sobretudo quando há avaliação de demanda de derivados como querosene de aviação (QAV) e gasolina. A

circulação de pessoas, seja via aérea ou terrestre sofreu de forma abrupta redução significativa neste período. (EIA, 2021)

O cenário foi impactado, ainda, por alterações na lógica de oferta do petróleo: o acordo para limitação de produção dos países membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) foi finalizado em março e não renovado, gerando desequilíbrio significativo entre oferta e demanda do recurso. Como consequência, o ano de 2020 foi marcado pelo recuo dos preços a até US\$ 20/bbl em maio, com posterior estabilização em torno de US\$ 40/bbl. (EIA, 2021)

O Gráfico 3 apresenta o histórico recente de oscilação de preços da referência de óleo Brent e West Texas Intermediate (WTI), que são referência para comparativo de preços internacionais.

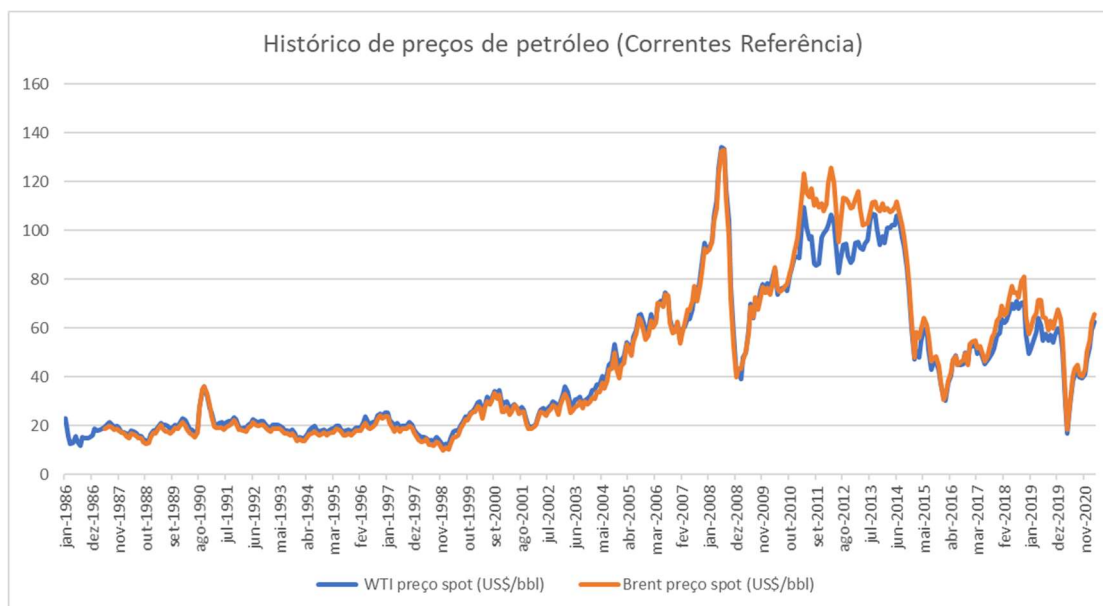


Gráfico 3- Histórico de preços de petróleo (Referência WTI - US\$/bbl). Fonte: EIA, 2021

Além dos preços, há que se destacar relevância nas incertezas associadas aos custos para implantação de um projeto. Neste segmento, destacam-se como principais valores os investimentos (CAPEX), associados às fases de desenvolvimento do campo e os custos operacionais (OPEX) associados à fase de produção.

Os movimentos de aquecimento/baixa dos preços de petróleo e, por consequência do mercado de óleo e gás, trazem impacto direto aos custos associados para a produção. Em momentos de alta dos preços de referência, os contratos de longo prazo

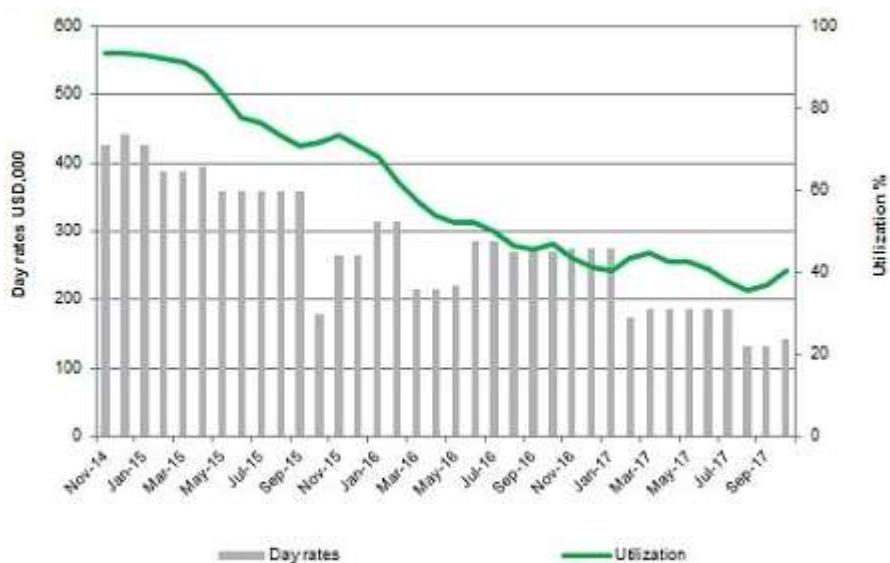
associados a prestação de serviços e aquisições de materiais tendem a apresentar também incremento de custos.

TOEWS (2015) estabelece uma relação quantitativa entre os preços de petróleo históricos e os impactos nos custos de perfuração e completação, que são representativos nos custos totais de um projeto de investimento de desenvolvimento da produção. Sugere, portanto, que um aumento de 10% no preço do petróleo pode aumentar a atividade de perfuração global em 4% e os custos de perfuração em 3%, respectivamente.

Na mesma linha de atuação, IHS (2017) verifica correlação positiva entre novos contratos para atividade de sondas e preços de petróleo. Um exemplo claro é o efeito que a variação de preços do petróleo tem sobre os principais serviços desta indústria, como a tarifa diária de sondas. Em um cenário de preços referenciais de óleo baixo, há a redução na demanda por contratação de serviços, e há tendência de queda no custo de novos contratos deste setor.

Observa-se no histórico de preços esta relação, após a crise dos preços do petróleo iniciada em 2014, representada no Gráfico 4. Houve redução de patamar de custos diários de sonda para águas ultra-profundas de US\$ 400mil/dia para cerca de US\$ 200mil/dia.

Apesar de a pesquisa focar apenas em um subgrupo do total de dispêndios associados com um projeto de investimentos típico, demonstra uma correlação significativa entre preços e custos.



3.3 Outros fatores de incerteza

Os riscos financeiros estão ligados à capacidade de investimentos da firma (capital exploratório), ao número de prospectos disponíveis, às ações não técnicas (políticas, sociais e ambientais) que podem embargar o processo exploratório, e ao risco da probabilidade de sucesso estar errada. Destaca-se, ainda, como risco financeiro a metodologia de pagamento do projeto a ser desenvolvido, e o custo de capital envolvido na transação.

Neste sentido, incluem-se ainda os riscos políticos, relacionados a política de impostos locais e nacionais, regulamentos ambientais e preocupações globais. Além disso, a instabilidade internacional que poderia prejudicar o desequilíbrio níveis de importações. Se o investimento que está sendo estudado é internacional, existe um risco político adicional de nacionalização, restrições operacionais, ou seja, uma rede de problemas na política no país receptor dos recursos. A consideração de tal risco é fundamental, dado o histórico de perdas financeiras incorridas devido à interferência de ordem política no setor de petróleo.

Para MARGUERON (2003), cabe uma simplificação: todas as modalidades de risco discutidas nas Seções anteriores podem ser classificadas como riscos financeiros, uma vez que podem resultar em perdas financeiras para a organização, causando impactos negativos em seu fluxo de caixa.

4. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

Nesta Seção, serão detalhadas as ferramentas de engenharia de custos que permitem a avaliação de um projeto.

O processo de tomada de decisão em projetos de investimento depende de análises quantitativas associadas ao fluxo de caixa esperado futuro, bem como aos seus riscos inerentes. (BORDEAUX-RÊGO et al., 2006).

Inicialmente, serão abordados os indicadores tradicionais de análise de projetos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Retorno sobre investimento (ROI) e Brent de Equilíbrio (BE).

4.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um indicador econômico que quantifica em valor presente todos os custos e benefícios líquidos de um determinado projeto ao longo da sua vida econômica. Para isso é definida uma taxa de desconto e uma data base para a qual são descontados todos os fluxos econômicos do projeto.

A taxa de desconto é também denominada taxa de retorno, taxa mínima de retorno ou custo de oportunidade do capital, e representa o retorno devido ao investimento no projeto, que deixa de ser obtido por meio de uma outra. (BREALEY et al, 2013)

Os fluxos de caixa do projeto são considerados como vetores monetários pontuais, com todas as receitas e despesas ocorridas em um determinado período de tempo concentradas em uma mesma data. A fórmula de cálculo está expressa abaixo .

$$VPL = \sum_{k=0}^n \frac{E(CF_k)}{(1+i)^{K+j}}, \text{ onde: } (1)$$

E= Valor Esperado

CF_k= Valor Genérico do Fluxo de Caixa líquido no período k

i= Taxa de desconto ou TMA

K= Período no instante K do fluxo de caixa

j= Posição do vetor (início de período; meio; fim)

A taxa de desconto está, normalmente, associada à teoria do custo médio ponderado de capital da empresa (WACC, ou CMPC). (DAMODARAN, 2004)

Pode-se, portanto, relacioná-la ao retorno exigido do investimento realizado, composto por parcela própria e de terceiros, obtido através da Equação:

$$WACC = k_d(1 - \mathcal{T}) \frac{D}{D+E} + k_e \frac{E}{D+E} \quad (2)$$

Há uma ponderação efetiva entre o custo de capital próprio (K_e) e o custo de capital de terceiros (K_d), devidamente corrigido pelo benefício da dívida (D) através da dedução da base tributária do imposto de renda ($1 - \mathcal{T}$), onde E configura o capital próprio da empresa no modelo (GITMAN, 2010)

O VPL positivo significa que a atualização dos benefícios supera a dos custos estimados e seu montante representa o montante que a empresa estará agregando ao seu patrimônio ao realizar o projeto. Boa parte das organizações hoje emprega este critério para avaliação de projetos, mas não de forma isolada.

Este critério é construído através da avaliação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) futuro do projeto, comparando de forma determinística as potenciais receitas futuras e os dispêndios associados com a implantação do projeto.

Segundo GITMAN (2010), em bases teóricas, o VPL seria o melhor enfoque de avaliação de projetos dentro da teoria de orçamento de capital. Os motivos seriam o reinvestimento implícito à TMA, e aplicabilidade com resultado garantido a quaisquer fluxos de caixa. Além destas vantagens, destacam-se a aplicação na avaliação de projetos com qualquer tipo de fluxo de caixa, a fácil aplicação, e a possibilidade de seleção de grupos de projetos que agregam mais valor a empresa.

Como desvantagens, destacam-se a dificuldade de determinar a priori a taxa de desconto do projeto e a dificuldade de comparação entre projetos dada a característica de medida absoluta. Além disso, assume como premissa o reinvestimento dos retornos do projeto com a mesma taxa requerida para garantir o VPL, e assume apenas um cenário, o mais esperado de fluxos de caixa. (GITMAN, 2010)

Este indicador também é criticado por diversos autores, pois avaliado de forma determinística pode, ainda, resumir a análise de forma passiva, sem geração de ações para viabilizar maior retorno associado ao projeto.

Apesar das limitações, o cálculo do VPL remanesce atualmente como técnica fundamental utilizada para verificação de atratividade dos projetos associados ao setor de óleo e gás. Neste ponto, apresenta este indicador como método utilizado por cerca de 67% das 33 organizações participantes em seu estudo. (PINHO, 2013)

Na mesma linha, GRAHAM & HARVEY (2001) apresentam o método como ferramenta primária nas decisões de investimento, e BREALEY et al (2013) associam à aplicação deste método de avaliação de projetos cerca de 75% das organizações atualmente.

Apesar de importantes à discussão, os autores acima observados apresentam seus estudos não diretamente relacionados à indústria de óleo e gás, mas sim de várias indústrias com características distintas industriais e de grandes projetos.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> -Facilidade de aplicação, baseada em fluxo futuro de caixa associado ao projeto (BREALEY et al, 2013) - Consideração do valor do dinheiro no tempo, associado ao retorno esperado do projeto, considerando para tal a taxa de juros associada ao risco do projeto. (GITMAN, 2010) -Permite a comparação entre projetos associados e avaliação do melhor retorno econômico associado, caso estes projetos apresentem prazos similares de implantação. (DAMODARAN, 2004) - Avaliação do fluxo de caixa total do projeto, associado ao custo de oportunidade do capital, e não ao retorno 	<ul style="list-style-type: none"> - Apresenta apenas uma visão determinística do fluxo de caixa esperado, ou seja, são considerados variáveis fixas. Desta forma, o cálculo de VPL é rígido e não pode refletir corretamente a incerteza associada aos projetos. (CHENG, 2019) - Desconsidera restrição de orçamento, na medida em que preconiza que, à taxa de juros corrente, serão viabilizados todos os fundos necessários para a realização de seus projetos rentáveis. (BREALEY et al, 2013) - Estabelece uma taxa fixa e selecionada inicialmente para o retorno do projeto, e que será utilizada pra desconto do fluxo de caixa (DAMODARAN, 2004).

contábil associado ao ativo. (BREALEY et al, 2013). - Pode ser aplicado para comparativo inicial entre projetos que apresentem fluxos de caixa de natureza distinta. (BREALEY et al, 2013)	- Para seleção entre projetos de fluxos de caixa de prazos distintos, é limitada para avaliar maior exposição financeira e prazos distintos para retorno. (BREALEY ET AL, 2013) (DAMODARAN, 2004)
---	---

Tabela 1 - Comparativo entre prós e contras da adoção de VPL. Fonte: o autor

4.2 Taxa interna de Retorno (TIR)

É possível a utilização, além do critério de VPL, o método da Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR estabelece a taxa econômica necessária para igualar o valor de um investimento com seus retornos futuros. Significa a taxa de remuneração que deve ser fornecida pelo projeto de modo que este iguale o seu investimento, após um período. (BREALEY et al, 2013)

A TIR é calculada utilizando-se a mesma descrita anteriormente, porém igualando-se o VPL a zero e utilizando a TIR como incógnita de taxa de desconto. Entre duas alternativas econômicas com TIR diferentes, a que apresenta a maior taxa representa o investimento que proporciona o maior retorno. O investimento será economicamente atraente somente se a TIR for maior do que a taxa mínima de atratividade. (DAMODARAN, 2004)

Como variação ao método de VPL, o método da TIR supõe implicitamente que os fluxos de caixa recebidos durante o projeto são reinvestidos à taxa da TIR. Por sua vez, a metodologia de VPL que os fluxos são reinvestidos ao custo de oportunidade de capital. Este fato implica em classificações de projetos muitas vezes conflitantes, um projeto com maior TIR poderia não ser o de maior VPL, as regras de decisão entrariam em desacordo. (GITMAN, 2010)

Além disso, há a dificuldade de análise em projetos com fluxos de caixa não convencionais, com ocorrência de taxas múltiplas de retorno. Neste caso, que possui mais de uma taxa de desconto que era o VPL, este critério não é conclusivo, podendo ser aplicada uma metodologia de TIR modificada para obtenção de resultado analisável. (BREALEY ET AL, 2013)

Em conjunto com o VPL, a TIR é um dos principais indicadores utilizados para avaliação de projetos. Essa alta utilização da TIR pode estar ligada à preferência dos gestores a medidas de retorno em detrimento a retornos monetários (GITMAN, 2010).

Vantagens	Desvantagens
<p>- Apresenta aplicação fácil similar ao cálculo do VPL, apresentando a mesma resposta nos casos em que o VPL apresente função continuamente decrescente de sua taxa de desconto. (BREALEY et al, 2013)</p> <p>- Também há a consideração do valor do dinheiro no tempo, transmitindo de forma direta a seleção de investimento aos tomadores de decisão. (GITMAN, 2010)</p> <p>- O resultado apresentado avalia uma taxa de juros, e não um vetor monetário estático como o caso do VPL. (DAMODARAN, 2004)</p>	<p>- Dependendo do comportamento de fluxo de caixa do projeto, pode levar a taxas múltiplas de retorno. Esse fato ocorre quando há inflexão dos fluxos esperados, o que leva a mais de uma solução (TIR) ao problema. (BREALEY et al, 2013).</p> <p>- Quando da comparação de projetos mutuamente excludentes, avaliar de forma isolada a maior TIR como critério de seleção pode levar a definição de carteira subótima, sendo necessária a avaliação de TIR de forma incremental. (BREALEY ET AL, 2013) (DAMODARAN, 2004)</p> <p>- Assume como premissa que o custo de capital do fluxo de caixa esperado do projeto irá se comportar de forma similar ao longo da vida útil do projeto. (BREALEY et AL, 2013)</p> <p>- Apresenta, assim como o VPL, necessidade de adoção de valor determinístico e pre-selecionado para a taxa de retorno do projeto. (GITMAN, 2007).</p>

Tabela 2 - Comparativo entre prós e contras da adoção de TIR como critério de seleção.. Fonte: o autor

4.3 ROI (Return on Investments)

Este indicador é tido como complementar às análises de VPL e TIR, e portanto é comumente empregado na indústria de forma complementar.

Este indicador pode ser determinado pela seguinte razão: lucro anual obtido e os investimentos efetuados. O ROI permite avaliar o investimento na mesma linha de avaliação que é feita pela análise de balanço, através dos conceitos de rentabilidade do ativo e rentabilidade do patrimônio líquido.

Desconsidera a análise de variação do valor ao longo do tempo, e portanto, tem sua eficácia isolada reduzida. Entretanto, traz como vantagem avaliar o investimento na mesma linha de avaliação da análise de balanço, com conceito de rentabilidade. (PINHO et al, 2012)

4.4 Brent de Equilíbrio

Temos o indicador conhecido como “Brent de Equilíbrio”, aplicável especificamente à indústria de óleo e gás. Este indicador econômico representa o nível de preço do petróleo Brent (preço fixo) que torna o VPL do projeto igual a zero, e é decomposto em quatro parcelas, relacionadas ao custo unitário de produção (CUP). Por sua vez, este é calculado através da relação entre valor presente dos dispêndios e valor presente da produção econômica equivalente.

O Custo Unitário de Produção (CUP) é o preço do barril de óleo que faz o VPL do projeto ser igual a zero. É um indicador econômico que quantifica o custo total (dispêndios) do projeto por unidade produzida, na situação de $VPL=0$. O CUP pode ser desdobrado em investimento, custo operacional e tributos por unidade de produto.

Este indicador pode ser considerado como uma sensibilidade de robustez, pois define a partir de qual preço referência de óleo o projeto traz retorno econômico. Atualmente, em escala mundial, observa-se projetos com Brent de equilíbrio em patamares até US\$ 80/ bbl. Com isso, só se tornam viáveis economicamente caso o comportamento dos preços futuros exceda este valor. A Figura 5 demonstra essa relação.

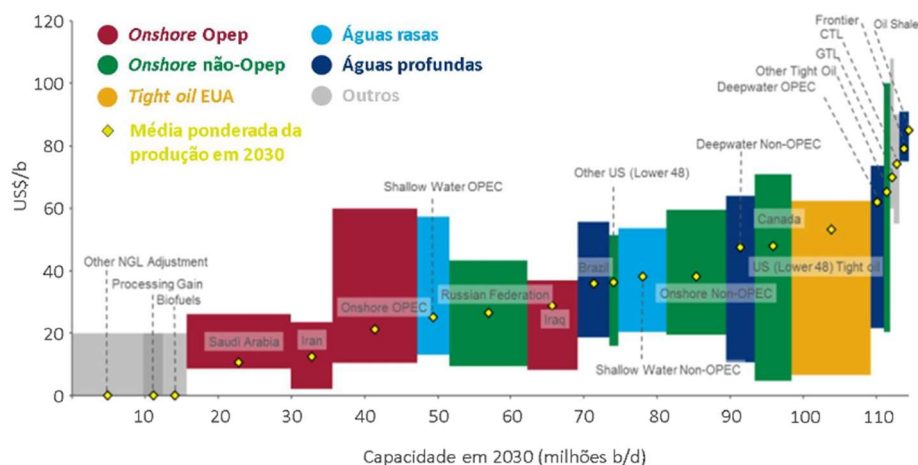


Figura 5 - Capacidade de produção de petróleo em 2030 por região. Fonte: EPE, 2020

4.5 Outros indicadores relacionados à projetos de E&P

A Exposição Financeira é um indicador que evidencia o risco econômico do projeto quantificando (em valor presente) o valor mais negativo acumulado no fluxo de caixa líquido. Este indicador é importante para avaliar sobretudo projetos de exploração e produção com início de curva de investimentos bastante acentuada. Para empresas com restrição de caixa no curto prazo, é importante a avaliação deste indicador.

Por sua vez, temos destacado na literatura o índice de lucratividade (IL), ou índice de rentabilidade (IR), que é obtido através da razão entre o valor presente líquido gerado por unidade de investimento. Mede, portanto, o valor do projeto por unidade de custo inicial na data inicial do fluxo de caixa.

O critério de decisão seria aceitar o projeto sempre que o IR for maior que um, pois quando ocorre significa que o valor presente líquido do projeto é positivo. Este critério é altamente aplicável em casos para priorização de projetos, onde há limite de recursos orçamentários e há a necessidade de ranqueamento de projetos. Opta-se, desta forma, por seguir com os projetos que apresentam maior retorno por unidade monetária investida. Por vezes, na prática, esta avaliação é denominada “Torre de Capex”.

O conceito de payback também é importante para indústria de E&P, sobretudo porque a implantação dos projetos desse setor é demorada e, portanto, o início de geração de receitas também. Este indicador econômico representa a liquidez do projeto quantificando o tempo, a partir do início do projeto, necessário para a recuperação do capital investido.

No caso de projetos desta indústria, o payback pode ser considerado desde o início do projeto, ou o período após o início da operação. Este conceito é limitado pois desconsidera a variação do valor no tempo, e isto pode ser ajustado através do cálculo de payback descontado. Além disso, esta medida de payback desconsidera todos os fluxos pós o corte, sendo, portanto, possível de aplicação apenas como indicador complementar. (BREALEY et al, 2013)

O ponto de nivelamento, ou break even point, econômico representa a quantidade de produção a ser comercializada que permite recuperar os dispêndios do projeto, ou seja, é o nível de produção que torna o VPL igual a zero. (FARIA, 2015)

Temos, ainda outros indicadores auxiliares e complementares, como por exemplo o CAPEX/BOE , que pode fornecer algumas informações importantes para a empresa, medidas através da razão de unidades de investimentos necessárias para cada barril de óleo equivalente produzido.

Esta relação pode ser impactada por vários fatores, dos quais destacam-se: nível de tecnologia aplicado ao projeto; produtividade dos poços existentes (maior produtividade por poço significa uma necessidade menor de investimento em campanha de poços e em interligações para obtenção do mesmo resultado de produção); nível de conteúdo local exigido; necessidade de construção de infraestrutura para escoamento da produção. Empresas que fazem comparação deste indicador entre seus projetos conseguem avaliar a melhor alocação de recursos para um dado nível de produção.

4.6 Análise quantitativa de riscos

Os indicadores até então descritos na Seção anterior são considerados parte fundamental da metodologia tradicional de avaliação de projetos, contando para tal com estimativas determinísticas e discretas de um resultado futuro possível. Desta forma, apresentam grande sensibilidade em relação aos gastos realizados nas primeiras etapas.

Estes indicadores compõem a nomeada análise tradicional de investimentos, que por vezes é questionada como pouco flexível a necessidades de mudanças e com baixo grau de autonomia do gestor em relação aos resultados estáticos. Diversos autores na literatura questionam estes resultados obtidos através deste método, dos quais são destacados DIXIT e PYNDICK (1994), LIMA (2002) e DIAS (2014)

DIXIT e PYNDICK (1994) abordam que este tipo de análise não quantifica de forma adequada a irreversibilidade da decisão, e que assim não fica claro o valor de investir no momento adequado, com o nível de informações disponível suficiente.

Na mesma linha de raciocínio, DIAS (2014) computa como fundamental avaliar a postura pro-ativa do decisor, em termos de mudanças no cenário inicialmente proposto.

Por isso, a análise tradicional deve ser complementada com outras alternativas de valoração de projetos. Pequenas alterações em valores referentes às fases iniciais da utilização de um campo, principalmente nas fases intensivas em investimentos pesados, podem provocar um impacto muito significativo no resultado global do projeto, antecipando inclusive seu corte econômico.

Embora a taxa de desconto deva considerar essas incertezas, os estudos determinísticos não possibilitam a verificação da totalidade de eventos que podem ocasionar mudanças nos valores das variáveis de entrada, resultando em alterações, por exemplo, na TIR, no VPL e no IR calculados. (DIXIT e PINDYCK, 1994)

Sendo assim, as incertezas aplicáveis a um projeto de investimento fazem com que a indústria de óleo e gás seja um caso clássico para a aplicação de métodos de análise de decisão em situação de incerteza, e 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.

A necessidade de ferramentas adicionais, além dos indicadores tradicionais, é ainda mais necessária em cenários onde ainda há incerteza de reservas, e acesso a novos blocos exploratórios com acesso à informação limitado.

Através da análise de riscos objetiva-se avaliar, de forma probabilística, o impacto da variação simultânea de um rol de variáveis no fluxo de caixa descontado do projeto. Possibilita, assim, verificar a magnitude da influência das incertezas, provendo uma informação adicional à análise determinística do projeto.

A análise de risco com simulação examina o comportamento de um sistema por meio da construção de um modelo matemático que contenha os principais aspectos do sistema real, e que descreve os valores de uma variável dependente a partir dos prováveis resultados das variáveis independentes. (BREALEY et al, 2013)

A simulação de Monte Carlo, amplamente empregada para análise de riscos, envolve a avaliação do impacto das variáveis sobre o resultado do projeto. Este método, também conhecido como SMC, baseia-se na geração de números aleatórios, obtidos a partir de

curvas de probabilidades das variáveis do projeto. Esta operação é repetida centenas de vezes (normalmente utilizam-se 5.000 ou 10.000 iterações, a depender da acurácia desejada do modelo), obtendo uma amostra de possíveis VPL's do projeto. Em seguida, são construídos os histogramas e cálculos estatísticos que irão auxiliar o processo de tomada de decisão de investimentos. (ALENCAR et al, 2012)

Para se obterem melhores resultados, com a redução de erros ou redução de experimentos para o mesmo nível de erro, são aplicadas técnicas de redução de variância. Uma das mais efetivas é a amostragem Hipercubo latino (*Latin Hypercube*), que se baseia na estratificação da função cumulativa de distribuição de probabilidade. (GITMAN, 2010)

Esta técnica apresenta vantagem, na medida em que possibilita que a amostragem selecione valores em todo o intervalo dos atributos do modelo, o que reduz o numero total de amostras requeridas para que as distribuições de probabilidade não sejam alteradas. (Maschio et al, 2016)

Softwares como @Risk e CrystalBall, suplementos de Excel, são aplicados neste processo com frequência.

A simulação e a distribuição do retorno gerada pode determinar não apenas o valor esperado, como também a probabilidade de atingir ou superar certo retorno. Segundo BREALEY et al (2013), esse tipo de análise permite examinar a distribuição completa dos resultados do projeto. Através desta análise, também é possível a verificação de quais dos fatores possuem mais influência no resultado do projeto, através de um ranqueamento de fatores comumente chamado de “Gráfico Tornado”.

Para projetos de exploração e produção, temos normalmente como fatores a serem analisados: nível de preços, curva de produção, taxa de desconto, nível de investimentos e de custos operacionais.

Aos parâmetros variáveis são atribuídas distribuições estatísticas como, por exemplo, as distribuições normal, log-normal e triangular, a depender das características das variáveis a serem analisadas. Percebe-se que, desta forma, a simulação estocástica trata de forma mais realista os possíveis resultados do projeto.

Genericamente, pode-se observar que a análise de risco é uma análise da dispersão dos indicadores do projeto em relação a seus valores médios esperados. Segundo BREALEY et al (2013), esse tipo de análise permite examinar a distribuição completa

dos resultados do projeto. Através desta análise, também é possível a verificação de quais dos fatores possuem mais influência no resultado do projeto, através de um ranqueamento de fatores comumente chamado de “Gráfico Tornado”.

As incertezas nos preços do óleo e do gás devem ser modeladas utilizando-se processos estocásticos. O processo estocástico mais popular é o Movimento Geométrico Browniano (MGB), mas outros estudos também aplicam o processo estocástico de Reversão para a Média (MRM) combinada com saltos para modelar o preço do petróleo. (SILVA et al, 2011)

Em relação aos investimentos, pode-se destacar como grande fonte de incerteza os contratos de sonda para a campanha de poços, e os materiais para interligação dos poços. Além disso, o investimento relacionado à unidade de produção também tem influência relevante no projeto. Por sua vez, os custos operacionais sofrem grande influência dos custos de afretamento da plataforma, aos contratos de manutenção e, novamente, à tarifa diária de sonda para realização de intervenções em poços e workover.

Além destas variáveis, cabe ainda avaliar ainda o efeito de atrasos na implantação do projeto no seu resultado econômico, pois normalmente projetos deste segmento são considerados na literatura como “Mega-projetos”, com investimentos superiores a US\$ 5 bilhões, e com alto risco de atrasos em atividades.

Para a realização da análise de risco do cronograma, existem softwares específicos como @Risk para MS Project, onde pode-se determinar distribuições de probabilidade para durações das atividades e assim realizar a simulação. Desta forma, há integração entre a análise de risco de prazo e de custos, tornando mais robusta a análise. (SILVA et al, 2011)

5.0 METODOLOGIA DA PESQUISA

5.1 Tipologia da Pesquisa

Com o objetivo de gerar confiabilidade à pesquisa, é fundamental que seja aplicado método adequado de levantamento de dados e de análise dos resultados.

De acordo com VERGARA (2016), a metodologia de pesquisa pode ser classificada quanto aos seus fins e meios. Em relação aos fins, observa-se que o trabalho proposto apresenta uma proposta de pesquisa quantitativa explicativa, visto que busca a explicação de provável relação de mensuração entre as variáveis atratividade de um projeto típico de desenvolvimento da produção e fatores de risco que impactem potencialmente o valor esperado do projeto.

Quanto aos meios aplicados para a pesquisa, trata-se de um estudo de caso, visto que se restringe a um estudo com alto grau de detalhamento de um caso hipotético de projeto típico do polígono pré-sal, considerando para tal as especificidades e características deste segmento.

Conforme YIN (2005), a adoção de estudo de caso como estratégia de pesquisa contempla desde a lógica de planejamento da pesquisa, as técnicas para a coleta de dados e o formato de análise destes dados, e é adequada para investigações das motivações (porquês) e da maneira (como) determinados eventos ocorrem.

YIN (2005) define, ainda, que os estudos de caso podem ser únicos ou múltiplos, a depender do objetivo da pesquisa. Desta forma, sob a perspectiva metodológica, este estudo corresponde a uma pesquisa aplicada através de estudo de caso comparativo, com o objetivo de mensurar o nível de exposição de risco de um projeto típico do pré-sal, comparando os resultados obtidos entre modelos fiscais distintos (concessão e partilha) aplicáveis na indústria de óleo e gás brasileira.

O protocolo de desenvolvimento do estudo de caso envolveu a revisão dos estudos relevantes e publicações sobre o tema na pesquisa, prosseguida de simulação da análise de riscos de um projeto hipotético desenvolvido na camada pré-sal brasileira.

5.2 Coleta de dados

Com base nos objetivos da pesquisa, houve levantamento bibliográfico a respeito dos principais fatores que impactam a atratividade de um projeto de desenvolvimento da produção, além de detalhamento das principais teorias de análise de investimentos de um projeto, incluindo a abordagem tradicional e de análise de riscos ao conteúdo.

Para obtenção desses dados, foi realizada uma pesquisa bibliográfica considerando material relevante já publicado recentemente sobre o tema e artigos disponibilizados em periódicos, em adição a informações disponibilizadas em websites de empresas atuantes no mercado de óleo e gás brasileiro

YIN (2005) destaca a necessidade de delimitação do caso como etapa essencial ao trabalho. Neste estudo, observamos a limitação do caso a um cenário hipotético de projeto de investimentos do Pólo Pré-sal, usando para tal dados aproximados característicos deste tipo de projeto específico do Brasil.

Para a análise do fluxo de caixa de um projeto hipotético de desenvolvimento da produção, foi conduzida uma pesquisa documental elaborada através das informações disponibilizadas publicamente pela ANP e outros órgãos reguladores (MME, Petrobras, PPSA, etc), além de relatórios de auditorias sobre o tema e estatísticas governamentais disponibilizadas em canais oficiais sobre projetos correlatos.

6. APLICAÇÃO DO MODELO

6.1 Estrutura

Este estudo contempla a análise econômica de um projeto de E&P , com utilização do método riscado de análise de atratividade. O método inicialmente aplicado será o cálculo do Fluxo de Caixa Descontado do Projeto, com premissas determinísticas, que posteriormente será comparado ao resultado da análise probabilística de risco obtida através de Simulação de Monte Carlo. Observa-se, neste sentido, as principais variáveis de um projeto de E&P que serão modeladas no estudo de caso proposto, subclassificados entre receitas e dispêndios.

Para a Receita, aplicam-se três variáveis principais: o preço de venda do óleo e o volume produzido do projeto.

Com relação aos dispêndios, destacam-se: investimentos, custos operacionais e tributos. Neste primeiro grupo, estão incluídos os investimentos em poços e sistema de coleta, os estudos e engenharia, e os custos da unidade de processamento do óleo. No segundo grupo, são importantes o custo de infra-estrutura para logística e escoamento de óleo e gás, os custos de intervenção em poço, manutenção e logística. Com relação aos tributos, é fundamental observar o Modelo Fiscal ao qual o projeto está sujeito.

Não será explorado neste modelo o risco regulatório, e serão consideradas as premissas de tributação e de participação governamental conforme modelos vigentes atuais aplicados no cenário brasileiro.

Além da estimativa dos fluxos de caixa esperados, para a definição do fluxo de caixa descontado é necessária ainda a determinação do custo de oportunidade de capital (ou taxa de desconto).

A atratividade do projeto foi proposta a medição de acordo com os seguintes indicadores econômicos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Índice de Lucratividade e Brent de Equilíbrio.

A análise de risco considera fatores de risco que podem impactar os resultados do projeto, já destacadas ao longo da Seção anterior, quais sejam: (i) Preços do Petróleo, (ii) Nível de Investimentos e custos operacionais, (iii) expectativa de produção. Estes fatores serão avaliados de forma probabilística, com o objetivo de gerar uma visão riscada dos indicadores do projeto.

A Simulação de Monte Carlo será realizada através de software @Risk, da empresa Palisade. A vantagem da ferramenta é poder avaliar possibilidades de acontecimentos em um projeto, estimando a probabilidade de cada uma delas vir a ocorrer.

A Figura 6 consolida as principais etapas que compõem o modelo de estudo de caso a ser avaliado.

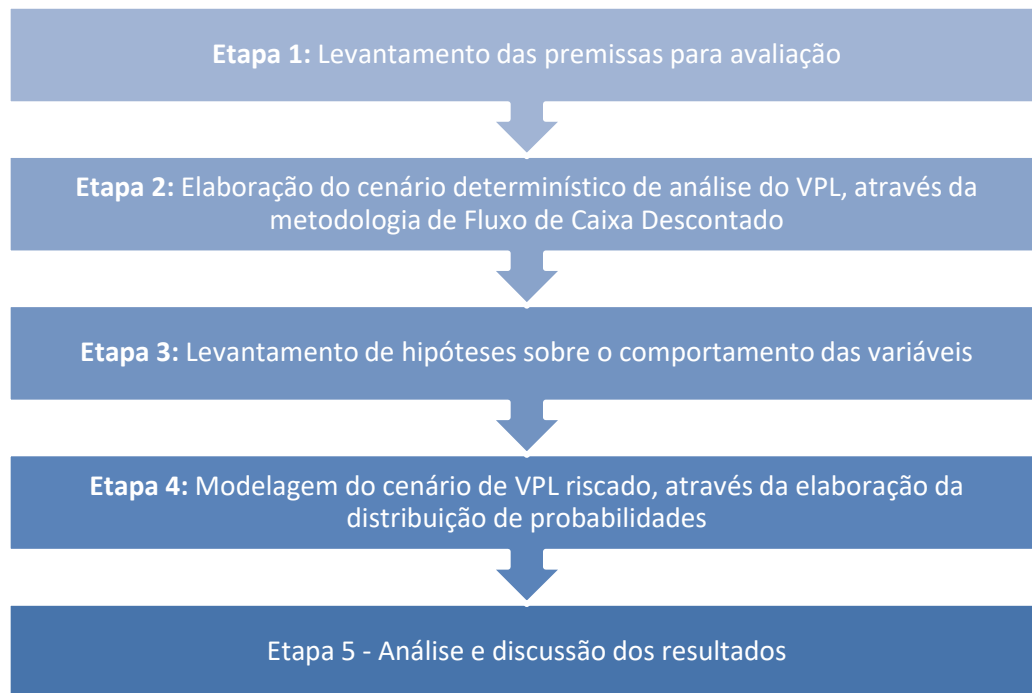


Figura 6 - Etapas do estudo. Fonte: o autor

A Etapa 1 contempla o levantamento de todas as variáveis necessárias para a constituição do fluxo de caixa determinístico descontado do projeto. O perfil de produção do projeto deve ser construído com base na análise do potencial médio dos poços produtores, da expectativa de prazo para interligação da infraestrutura de poços à unidade, do comportamento da produção de gás e água, além do perfil de declínio da produção proposto.

Ainda nesta etapa, é fundamental que sejam levantados os perfis de custos operacionais e de investimentos que comporão o projeto, além do comportamento dos preços do petróleo e as premissas tributárias associadas ao Modelo Fiscal.

A Etapa 2 inclui a elaboração do fluxo de caixa, e análise dos resultados determinísticos dos principais indicadores do projeto.

Por sua vez, a Etapa 3 traz o contexto de análise de riscos para o projeto, com a definição das distribuições de probabilidades que serão adotadas para as variáveis de estudo.

As Etapas 4 e 5, por fim, trazem a estruturação do modelo riscado da análise, com a consequente discussão dos resultados obtidos. Através do modelo, espera-se obter uma fonte de análise das principais variáveis que impactam o resultado de um projeto de investimentos, focando na comparação do resultado riscado entre regimes fiscais distintos.

6.2 Levantamento das premissas para avaliação determinística

O modelo está estruturado conforme Fluxo de caixa descontado típico de um projeto do polígono pré-sal brasileiro, em fase de desenvolvimento da produção. Para tal, foram adotadas algumas premissas simplificadoras da análise, com base no levantamento de dados em bases científicas e estudos preliminares associados a essa categoria de projetos.

A estrutura básica do estudo de Fluxo de Caixa Descontado está elaborada conforme a Figura 7, e cada um destes principais componentes será abordado nos tópicos a seguir.

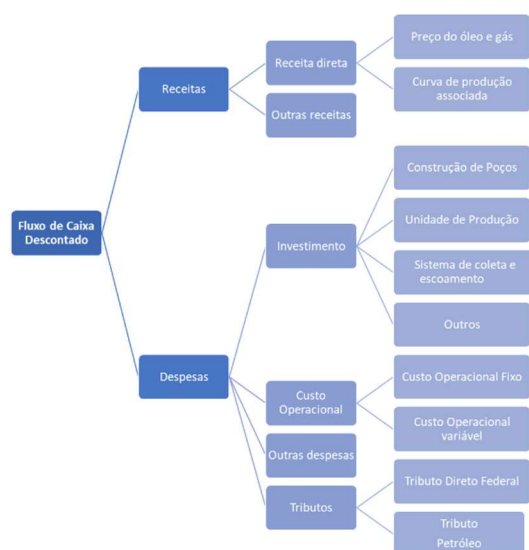


Figura 7 - Fluxo de caixa descontado. Fonte: o autor

6.2.1 Curva de Produção

Com o objetivo de estabelecer o perfil de produção do projeto fictício, foram estabelecidas algumas premissas chave com base nos projetos hoje em implantação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS):

- **Unidade de produção:** Atualmente, as unidades de produção em operação ou construção neste Pólo Pré-Sal apresentam capacidades de 100 a 180 kbpd de processamento de óleo por dia, e uma capacidade de compressão de gás de cerca de 6 MM m³/d. São adotadas neste sistema unidades estacionárias de produção (UEP's), que possuem capacidade de produzir, processar e estocar o óleo produzido.

Para fins deste modelo, adotaremos como caso base uma unidade de produção com capacidade de processamento de 150 kbpd, que inicia a operação a partir de jan/2023, conforme modelo já adotado em outras unidades de desenvolvimento de Lula e Atapu (CAMPOS et al, 2017). Foi considerado como tempo de vida útil da plataforma o período de 30 anos, o que viabilizaria produção associada até 2053.

- **Produtividade dos poços:** Apesar de poços recordes com produção média mensal acima de 50 kbpd na Bacia de Santos, a produtividade média dos poços em dezembro de 2020 no pré-sal da Bacia de Santos divulgada pela ANP em seu Boletim Mensal foi de cerca de 25 kbpd. Esta é a referência a ser adotada para o estudo. (ANP, 2020)

Normalmente, o comportamento esperado é de que, no início da produção do campo, seja viável que a vazão do poço esteja de acordo com seu potencial máximo, e que haja decaimento de produção por poço ao longo do tempo, pelos efeitos de redução de pressão no reservatório. Daí, a necessidade de avaliar o melhor quantitativo de poços para viabilizar a melhor forma de exploração do campo, definido através da malha de drenagem do campo.

- **Definição da malha de drenagem:** Com base na capacidade da UEP, na produtividade média dos poços, e em projetos recentes de desenvolvimento da produção do pré-sal, foi adotada uma malha de drenagem composta por 08 poços produtores e 08 poços injetores, conforme a expectativa para o último projeto que entrou em operação recentemente no pré-sal, no campo de Atapu. (PETROBRAS, 2020b).

- **Modelo de declínio da curva de produção:** Para a análise de curva de produção, é fundamental observar um comportamento de declínio, visto que a partir de certo tempo

após a unidade estar com todos os poços interligados e em produção plena é esperado comportamento de redução de produção de óleo.

A taxa de declínio irá depender de diversos fatores, sobretudo em relação aos métodos de recuperação primária e secundária que viabilizam a manutenção de pressão do reservatório, além do comportamento da produção de água e de gás com o tempo. De forma simplificada, será considerada uma curva de declínio exponencial, curva comumente neste tipo de estudo, com taxa de declínio de 10% ao ano.

- **Tempo de ramp up da unidade:** Foi considerado um período de 12 meses para interligação de todos os poços que contribuem para o ramp up do projeto e atingimento do top de produção da unidade.

O recorde de tempo de ramp up observado no pré-sal foi de 7,7 meses após o primeiro óleo, obtido pela unidade P-75, relativa ao projeto de Desenvolvimento da Produção do segundo módulo de Búzios. (PETROBRAS, 2019)

Com base nestas informações, o modelo de curva de produção base deste estudo irá se comportar conforme Figura 8.

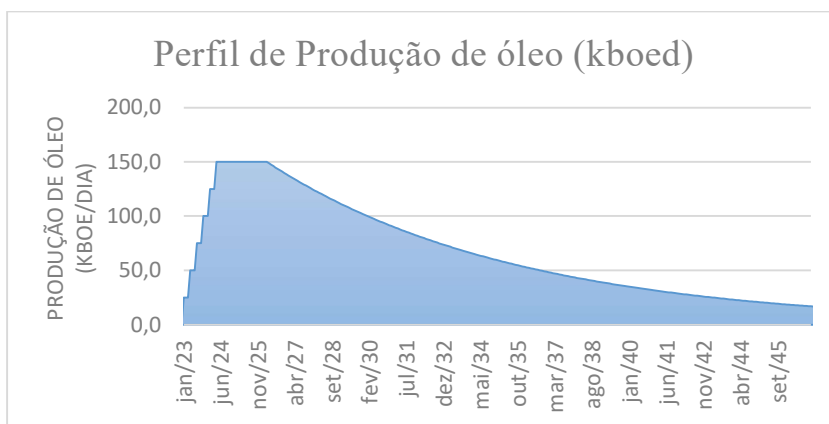


Figura 8 - Curva de produção - Caso Referência. Fonte: o autor

6.2.2 Estimativa de investimentos e custos operacionais

Os dispêndios em um projeto podem ser classificados como investimentos de capital (*capital expenditure*, *CAPEX*) ou custos operacionais (*operational expenditure*, *OPEX*). Na primeira categoria, são englobados os valores associados à aquisição de bens de capital e equipamentos, que geram resultado para a empresa. Por sua vez, os custos

operacionais , também conhecidos pela sigla OPEX (Operational expenditure), estão associados aos desembolsos para viabilizar a operação do projeto.

O investimento (CAPEX) para um projeto de desenvolvimento da produção é composto basicamente por três grandes grupos: gastos com a unidade de produção, do tipo FPSO; gastos com a infraestrutura submarina, que viabiliza a interligação dos poços produtores e injetores, além dos gastos envolvidos com a construção dos poços.

A unidade estacionária de produção (UEP) considerada para este estudo é do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), de capacidade de processamento de óleo de 150 kbpd e 6 MM de m³/d de processamento de gás.

O sistema submarino é composto pelas instalações e equipamentos que conectam a cabeça de poço à unidade de produção. Inclui os investimentos associados à linhas de produção e injeção, umbilicais eletro-hidráulicos, e equipamentos como manifolds e árvores de natal molhada (ANM's) que auxiliam no controle do escoamento dos fluidos.

Por sua vez, os investimentos associados à construção dos poços envolvem gastos com atividades de perfuração e completação, que viabilizam a perfuração e condicionamento do poço para produção ou injeção.

Já os custos operacionais (OPEX) estão diretamente associados aos gastos para viabilizar a continuidade de produção, sejam os custos fixos de manutenção e de infraestrutura para escoamento do gás, ou os custos variáveis associados a produtos químicos e diesel para viabilizar as operações.

Além dos custos operacionais e investimentos, há ainda gastos associados com o descomissionamento do projeto, para desconexão de linhas, corte e limpeza dos risers, além do recolhimento de linhas e equipamentos. Este custo de abandono é alocado no período final do projeto, e viabiliza sua finalização de forma segura para o meio ambiente.

A estimativa de custos operacionais, de investimentos e de gastos com abandono foi realizada de forma simplificada, com base nos valores propostos na Portaria MME 213/2019, estabelecida para cálculo da compensação devida à Petrobras pelos investimentos já realizados nos Campos de Búzios, Atapu, Itapu e Sépia. Foi adotado como referência o campo de Atapu para estimativa dos investimentos unitários e custos operacionais, conforme Tabela 3.

Foi adicionado, ainda, o custo do sistema de escoamento de gás, que não estava na abrangência da citada Portaria. Desta forma, foi incluído o custo de US\$ 100 MM associado a esta disciplina.

Campo	Poços	Equipamentos Submarinos	Plataformas de Produção*	Custo Operacional Fixo	Custo Operacional Variável	Abandono
	<i>Custo unitário - US\$ MM</i>			<i>US\$ Milhões/Ano/Plataforma</i>	<i>(US\$/boe)</i>	<i>(US\$ Milhões/Plataforma)</i>
Búzios	185,8	94,9	2.314,00	244	2	696,6
Sépia	172,1	87,8	2.116,60	214,3	1,9	566,9
Atapu	167,1	76,6	1.687,50	187,8	1,9	456,6
Itapu	176,1	95,1	1.629,10	208,3	1,9	401,3

Tabela 3 - Estimativas de investimentos e custos operacionais. Fonte: Adaptado de Portaria MME 213/2019

Para elaboração do Fluxo de Caixa, é importante ainda a alocação destes vetores no tempo. Desta forma, foi construído um cronograma simplificado de atividades do projeto, considerando os tempos médios de construção de poços e de interligação realizados.

É importante destacar que a Portaria MME 213/2019 considera o valor associado à unidade de produção alocado ao ano do primeiro óleo do ano. Neste sentido, foi utilizado o valor corrigido para o ano de 2023, que é a previsão de primeiro óleo deste projeto fictício.

Foi considerado tempo médio de construção de poços de 100 dias, sendo 70 dias associados à perfuração, e 30 dias associados à completção. A campanha de poços começa nesta projeção em 2020, pois foi considerada a disponibilidade de apenas 01 sonda para realização da campanha total. Esta estratégia, apesar de potencial antecipação de gastos, gera redução de riscos associados à problemas operacionais ocorridos ao longo dessas atividades, e redução também de riscos de operações simultâneas em áreas próximas no Campo.

Para a campanha de interligação, foi considerado tempo médio de 50 dias para interligação de cada poço. O caminho crítico da implantação do projeto pode ser observada na Figura 9, e a campanha de poços (perfuração e completção) na Figura 10.

Caminho crítico	2019				2020				2021				2022				2023				2024			
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Construção - UEP																								
Campanha de construção de Poços																								
Interligação de poços																								
1 óleo																								

Figura 9- Caminho crítico das principais atividades do projeto. Fonte: o autor

Caminho crítico	2019				2020				2021				2022				2023				2024			
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Poço 1																								
Poço 2																								
Poço 3																								
Poço 4																								
Poço 5																								
Poço 6																								
Poço 7																								
Poço 8																								
Poço 9																								
Poço 10																								
Poço 11																								
Poço 12																								
Poço 13																								
Poço 14																								
Poço 15																								
Poço 16																								

Figura 10 - Cronograma de construção de poços. Fonte: o autor

Com o objetivo de distribuir os recursos no tempo, foi considerada uma distribuição linear no tempo dos investimentos. O fluxo de caixa é calculado de forma anual, e está distribuído conforme Tabela 4.

INVESTIMENTO (US\$ MM)					
	Poços	Sistema de Coleta	Unidade de Produção	Escoamento	Total
2.020	336,2	24,0	726,3		1.086,5
2.021	667,0	36,0	728,3		1.431,2
2.022	668,8	113,3	728,3	100,0	1.610,4
2.023	501,6	490,9	2,0		994,5
2.024	501,6	503,0	-		1.004,6
TOTAL	2.675,2	1.167,2	2.184,8	100,0	6.127,2

Tabela 4- Investimentos totais do cenário determinístico. Fonte: o autor.

Foi considerado prazo de depreciação de equipamentos em 20 anos para a unidade de produção, e de 10 anos para os equipamentos do sistema submarino.

Faz-se importante observar que a análise do fluxo de caixa considera uma visão tomada de decisão em um projeto já em desenvolvimento da produção e, portanto, não inclui os gastos associados com bônus de assinatura, gastos exploratórios e de avaliação.

6.2.3 Premissas econômicas

O perfil de preços é variável fundamental para a análise. Neste estudo, foi usada como referência análise proposta pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020), que define três cenários de projeção de preços futuros. (EPE, 2020).

Será usado no Caso Base determinístico os valores de Brent futuros associados ao cenário Referência. Os cenários de preços mais elevados estão associados a um potencial contexto de aumento da demanda mundial de petróleo, pela migração mais lenta à alternativas de energia alternativa ao petróleo, e pelos custos de desenvolver as reservas remanescentes. (EPE, 2020).

Para o período pós 2030, foi considerada manutenção de preços do ano de 2030 previsto na pesquisa.



Figura 11 - Cenários de preço de petróleo Brent. Fonte: EPE, 2020.

É importante observar que os a corrente Brent é um cenário de referência, e que as correntes de óleo normalmente associadas aos projetos do pré-sal possuem características distintas, com necessidade de inclusão de um *spread* de qualidade de óleo, conforme observado nas correntes de óleo de projetos do pré-sal.

6.2.4 Premissas tributárias e modelo fiscal

Conforme observado anteriormente, os regimes fiscais apresentam as regras principais para definição da parcela que o Governo obtém sua parcela de resultado, composta pela visão de tributação, royalties, participações especiais, excedente em óleo e outras regras estabelecidas a depender dos contratos de produção.

O estudo contemplará dois regimes fiscais base para análise: regime fiscal de Concessão e de Partilha da Produção.

Para o Regime de Concessão, são considerados como parcelas da Participação Governamental (GT) os Royalties, calculados com alíquota de 10%, e a parcela de Participação Especial, obtida progressivamente em relação à Receita Líquida de Produção até o teto máximo de 40%.

Os Royalties possuem incidência direta sobre a receita bruta observada através da venda de óleo. Por sua vez, a Participação Especial será calculada sob a parcela da Receita Líquida de Produção, em caráter progressivo, observadas as regras da Resolução ANP n12 de 2014 e do Decreto 2.705/98. A Receita Líquida compreende a receita bruta da produção, deduzidas as parcelas de investimentos na fase de exploração e produção, provisão de gastos com abandono, participação governamental e de terceiros.

$$RLP = RBP - (PG + PG + INV + PGA + OG), \text{ onde: } (3)$$

RLP = Receita Líquida da Produção;

RBP= Receita Bruta da produção

PG = Participações Governamentais

INV = Investimentos

PGA = Provisão de gastos com abandono

OG = Outros gastos dedutíveis

A dívida de participação especial está diretamente associada ao volume de produção no campo, de forma consolidada. Ou seja, caso haja mais de um projeto no mesmo campo, é fundamental que a participação especial seja apurada de forma conjunta, a cada

trimestre. Por simplificação, a apuração de participação especial neste estudo será apurada de forma única anual, na mesma linha de temporalidade do fluxo de caixa proposto.

Conforme estabelecido no artigo 22 do Decreto 2705/98, as alíquotas de cálculo de Participação Especial são progressivas, e dependem da lâmina d'água dos campos e do volume produzido. Para este estudo, iremos considerar lâmina d'água acima de 400m, pois se trata de um projeto do pré-sal.

	Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
1 ano	Até 1.350	-	isento
	Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
	Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
	Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
	Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
	Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40
2 ano	Até 1.050	-	isento
	Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
	Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
	Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
	Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
	Acima de até 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40
3 ano	Até 750	-	isento
	Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
	Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
	Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
	Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
	Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40
A partir do 4 ano	Até 450	-	isento
	Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
	Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
	Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
	Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
	Acima 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

Tabela 5- Alíquotas de Participação Especial. Fonte: o autor, adaptado de Congresso Nacional

No Regime de Partilha de Produção, as condições contratuais de aplicação serão adaptadas ao contrato definido para o item em específico. Para este estudo, foram consideradas as premissas definidas no primeiro Leilão formatado neste regime, ocorrido em 2013 para produção do Campo de Libra.

Neste cenário, os royalties incidentes diretamente sobre a produção remontam à alíquota definida em 15% sobre a receita bruta. Adicionalmente, no regime de partilha de produção, há a definição de porcentagem mínima de óleo lucro do Governo Federal, estabelecida em Libra em 41,65% para um preço de óleo Brent previsto em US\$ 105/bbl. Esta alíquota considera um limite de recuperação de gastos de até 50%, também referenciado no Leilão de Libra.

EXCEDENTE EM ÓLEO OFERTADO À UNIÃO													
Brent (US\$)	Média da produção diária por poço (bbl)												
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
0,00	1,00%	9,93%	25,80%	32,03%	35,32%	37,39%	39,09%	40,17%	40,79%	41,36%	41,88%	42,34%	42,76%
20,01	9,93%	9,93%	25,80%	32,03%	35,32%	37,39%	39,09%	40,17%	40,79%	41,36%	41,88%	42,34%	42,76%
40,01	9,93%	9,93%	25,80%	32,03%	35,32%	37,39%	39,09%	40,17%	40,79%	41,36%	41,88%	42,34%	42,76%
60,01	15,20%	15,20%	28,80%	34,14%	36,95%	38,73%	40,19%	41,11%	41,65%	42,13%	42,57%	42,97%	43,33%
80,01	22,21%	22,21%	32,79%	36,94%	39,13%	40,51%	41,65%	42,36%	42,78%	43,16%	43,50%	43,81%	44,09%
100,01	26,67%	26,67%	35,33%	38,73%	40,52%	41,65%	42,58%	43,16%	43,51%	43,82%	44,10%	44,35%	44,58%
120,01	29,76%	29,76%	37,09%	39,96%	41,48%	42,44%	43,22%	43,72%	44,01%	44,27%	44,51%	44,72%	44,91%
140,01	32,03%	32,03%	38,38%	40,87%	42,18%	43,01%	43,69%	44,12%	44,37%	44,60%	44,81%	44,99%	45,16%
160,01	35,71%	35,71%	40,47%	42,34%	43,33%	43,95%	44,46%	44,78%	44,97%	45,14%	45,30%	45,38%	45,56%

Tabela 6 - Tabela para cálculo do excedente em óleo da União.

Considerando o limite de 50% para recuperação de custos após o início da produção, valores que ultrapassem este limite geram créditos para os anos posteriores sem atualização monetária.

Além das Participações Governamentais, há que se observar os demais impostos aos quais a receita de produção está associada. São considerados, portanto, o imposto de renda sobre pessoa jurídica (IRPJ), e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, que juntos remontam ao valor de 34%, e são incidentes sobre o lucro líquido, onde 25% correspondem a taxa de IRPJ e os demais 9% correspondem a alíquota equivalente da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

Além destes impostos que incidem sobre o lucro líquido, há ainda outros tributos e contribuições que incidem sobre a receita, e os custos e investimentos que viabilizam a produção. Nesta categoria, destacam-se: PIS/COFINS, que incidem sobre a receita bruta

em alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente. Para fins de simplificação, não serão considerados neste estudo potenciais créditos de impostos.

6.3 Levantamento das variáveis para análise de risco

Conforme fluxo de análise estabelecido na Seção anterior, serão consideradas distribuições de probabilidade na análise de risco para as seguintes variáveis: (i) Preços do Petróleo, (ii) Nível de Investimentos e custos operacionais, (iii) expectativa de produção e (iv) taxa de desconto (TMA).

Nesta Seção, são abordadas as premissas para elaboração do modelo de análise riscada do fluxo de caixa projeto fictício proposto. Foi adotado o Método de Simulação de Monte Carlo para esta análise, através da definição das variáveis de estudo e das distribuições de probabilidade associadas a estas variáveis.

6.3.1 Preços de Petróleo

A variável preços é fundamental para viabilizar ou não o retorno de um projeto, e por se tratar de uma commodity possui comportamento histórico de alta volatilidade no mercado, impactado diretamente pelos movimentos de oferta e demanda do bem no mercado.

Essas flutuações no preço apresentam certa dificuldade de previsão de movimentos. Neste cenário, a adoção de processos estocásticos auxilia na elaboração de previsões riscadas através da utilização de intervalos de confiança da previsão com base nos dados históricos. O processo estocástico, portanto, apresenta uma variável que se desenvolve no tempo de modo parcialmente aleatório. (DIXIT E PINDYCK, 1994)

De acordo com DIAS (2014), uma das técnicas mais utilizadas para a modelagem do preço futuro de petróleo emprega a técnica do Movimento Geométrico Browniano (MGB), que possui boa aderência e é relativamente simples de aplicação.

O modelo MGB representa um processo estocástico em tempo contínuo, sendo o limite de um passeio aleatório. Como principais características, apresenta uma análise com base no valor atual da variável, e não no histórico de realizações. É o processo mais

utilizado para avaliação de variáveis como ações, preços e outras variáveis financeiras e econômicas, na medida em que utiliza a distribuição normal com tendência e volatilidade em processos constantes. (DIXIT E PINDYCK, 1994)

Nesta linha, a variável P deverá seguir uma distribuição lognormal, com média e variância obtidas através do modelo MGB. (FONSECA et al, 2017)

Para aplicação do modelo MGB, a variável a qual será atribuída uma distribuição de probabilidade comporta-se de acordo com a seguinte equação de processos estocásticos: (DIAS, 2014)

$$dP = \alpha dt + \sigma dz \quad (4)$$

onde:

dP = Preço

α – tendência (*drift*)

σ – volatilidade

dz – incremento ou processo de Wiener, onde $dz = \varepsilon\sqrt{dt}$ e $\varepsilon \sim N(0,1)$

$$P_{t+1} = P_t \exp\left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2}\right) dt + \sigma dz \quad (5)$$

Substituindo dz:

$$P_{t+1} = P_t \exp\left(\alpha - \frac{\sigma^2}{2}\right) dt + \varepsilon\sigma\sqrt{dt} \quad (6)$$

Portanto, para a obtenção do valor do preço P(t) e sua variância em um dado tempo T, as quatro variáveis devem ser definidas: O preço inicial P(0), taxa de tendência e a volatilidade do preço do petróleo. (DIAS, 2014)

Foram utilizados dados de séries históricas do petróleo Brent para obtenção das variáveis de tendência e volatilidade, considerando os valores reais deflacionados através do indicador CPI (*consumer price index*) da inflação americana, desde jan/90, com uma

série histórica mensal de 30 anos. Foi considerado o preço inicial de US\$ 50/bbl, associado à projeção de preços spot futuros de dez/20.

O cálculo de volatilidade e tendência dos preços de petróleo através de série de preços histórica possui caráter simplificador, na medida em que há ocorrência de períodos de choques de preços ou oscilações significativas de aumento dos preços que podem influenciar os resultados, entretanto traz boa aproximação para séries futuras.

Com base neste modelo, a taxa anual de tendência (drift) encontrada foi de 5,16% ao ano e a volatilidade obtida através do desvio padrão da amostra de dados obtido foi de 31,51% aa. Esta volatilidade é próxima à encontrada por Dias (2014) em estudo anterior, de cerca de 30%. O Gráfico 7 consolida os cenários de preço determinísticos tratados neste estudo, e a visão de preços médios obtido com a distribuição do MGB.

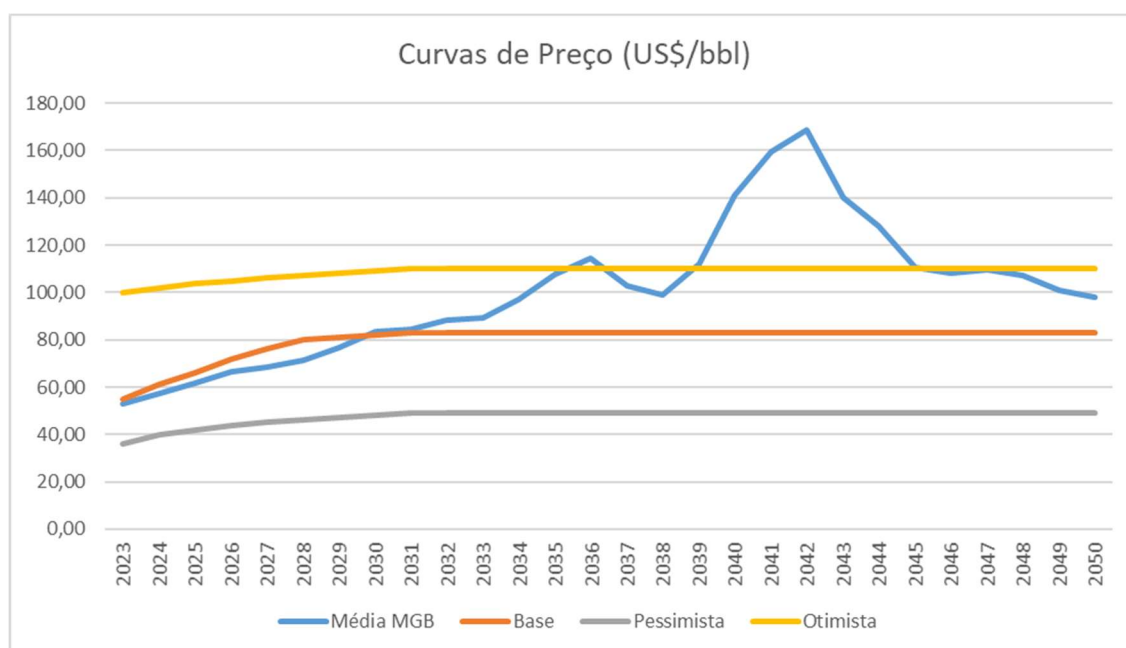


Gráfico 5- Curvas de preço. Fonte: o autor.

6.3.2 Investimentos e custos operacionais

Conforme proposta da Associação para o Desenvolvimento da Engenharia de Custos (AACEI), os projetos associados ao setor de Engenharia, Contratação e Construção para Processos Industriais podem ter sua faixa de precisão associada a seu nível de maturidade típico de definição do projeto, subdividida em 05 grandes grupos.

		<i>Característica Principal</i>	<i>Característica Secundária</i>	
CLASSE DE ESTIMATIVA	NÍVEL DE MATURIDADE DAS ENTREGAS DE DEFINIÇÃO DO PROJETO Expresso como % da definição completa	USO FINAL Finalidade típica da estimativa	METODOLOGIA Método geralmente utilizado para estimativas	FAIXA DE PRECISÃO ESPERADA Intervalos típicos nas faixas mínimas e máximas
Classe 5	0% a 2%	Análise da adequação do conceito	Índices de capacidade, modelos paramétricos, julgamento ou analogia	Mín: -20% a -50% Máx: +30% a +100%
Classe 4	1% a 15%	Estudo de viabilidade	Fatores relativos a equipamentos ou modelos paramétricos	Mín: -15% a -30% Máx: +20% a +50%
Classe 3	10% a 40%	Autorização ou controle de orçamento	Custos unitários semi-detalhados com itens de linha lançados em nível de detalhe de conjunto	Mín: -10% a -20% Máx: +10% a +30%
Classe 2	30% a 75%	Controle ou licitação/proposta	Custos unitários detalhados com levantamento detalhado obrigatório	Mín: -5% a -15% Máx: +5% a +20%
Classe 1	65% a 100%	Verificação da estimativa ou licitação/proposta	Custos unitários detalhados com levantamento detalhado	Mín: -3% a -10% Máx: +3% a +15%

Figura 12 - Faixas de Precisão de Estimativas de Custos. Fonte: AACEI, 2016

Estas classes de estimativa estão relacionadas ao percentual de definição concluída do projeto, e a maturidade das entregas. Cabe ao analista, com base nestes critérios, avaliar a alocação do projeto segundo esta escala. Para o caso fictício, inferiu-se que o projeto em questão estaria em Fase de implantação, já com a fase de engenharia básica concluída, e em processo de construção de poços. Desta forma, consideramos o range de variação previsto em -5% e +15% (Classe 2).

O objetivo da classificação é de avaliar faixas de precisão, mas pode ser adotado como boa referência para uma análise riscada simplificada. Foi selecionada uma distribuição de probabilidades triangular para elaboração do estudo, dada sua característica de aplicação em cenários onde não há histórico estatístico significativo, e considera uma alta probabilidade de ocorrência da variável próxima à média.

O comportamento foi definido da seguinte forma: cenário pessimista associado a variação de +15%, cenário base o valor do investimento e do custo determinísticos e o cenário otimista com variação de -5%, conforme gráfico abaixo.

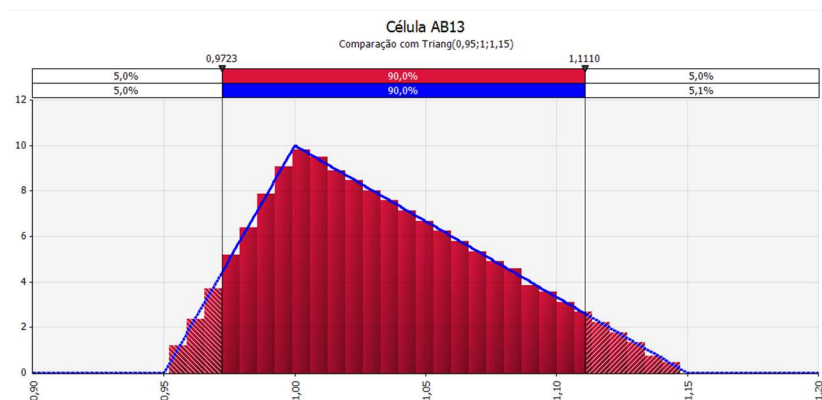


Gráfico 6- Distribuição de probabilidades CAPEX e OPEX. Fonte: o autor

6.3.3 Curva de Produção

Foram gerados três casos de curva de produção para o projeto em análise: Caso Base, visão otimista e visão pessimista. Para geração destes cenários, foi considerada variação nos parâmetros de produtividade dos poços, taxa de declínio e comportamento da RGO do campo ao longo do tempo.

É importante observar que nesses cenários são mantidas as mesmas características de malha de drenagem e de unidade de produção, ou seja, mantendo os demais fatores inalterados para estratificar apenas o efeito da variação da curva de produção de óleo e gás. As variações de premissas estão destacadas na Tabela 7.

	Cenário Base	Cenário Otimista	Cenário Pessimista
Produtividade inicial	25	40	15
RGO	200	180	250
Taxa de declínio	10%	7%	15%
Tempo de plateau	2 anos	3 anos	1 ano
Tempo para entrada dos poços	3 meses	2 meses	4 meses

Tabela 7 - Variações de curva de produção. Fonte: o autor

Será adotada uma distribuição triangular para as curvas Base, Otimista e Pessimista, e os cenários estão demonstrados graficamente na Figura 13.

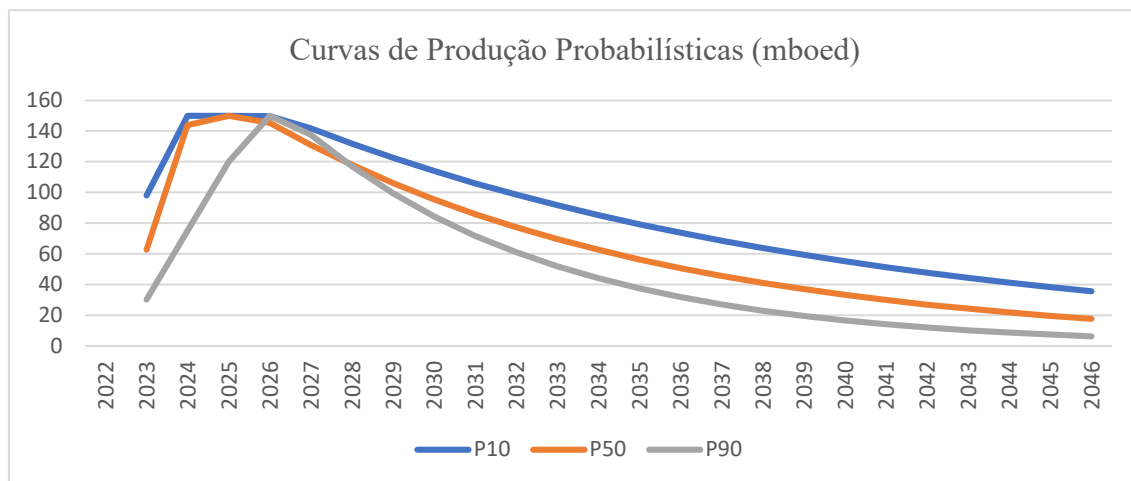


Figura 13 - Curvas de produção probabilísticas. Fonte: o autor

7 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Esta Seção traz uma discussão associada aos resultados quantitativos obtidos do Modelo descrito na Seção anterior. Os resultados serão dispostos em dois grupos: o primeiro, associado aos resultados do Caso Base determinístico, calculado com o valor esperado das variáveis. Posteriormente, há a avaliação riscada dos resultados do projeto, com fins de observar suas divergências à análise tradicional.

A análise apresenta os resultados para o projeto hipotético nos modelos fiscais de concessão e de partilha.

O objetivo desta Seção é de demonstrar de forma aplicada os principais impactos dos fatores de risco à atratividade de um projeto de investimento, e comparar esses resultados em 02 Modelos de regime Fiscal: Concessão e Partilha da Produção aplicáveis ao cenário de óleo e gás da indústria brasileira.

7.1 Caso Base determinístico- Modelo Concessão

O Caso Base de projeto demonstrou viabilidade, com indicadores de rentabilidade e de Valor Presente Líquido positivos, com VPL de 5.384 MM no Cenário de Preços Base, e receitas brutas de aproximadamente US\$ 50 Bi MM.

Adicionalmente, apresenta TIR de 24,6%, acima do valor da TMA aplicada ao fluxo de caixa, de 10%. O comportamento do fluxo de caixa, considerando as receitas e dispêndios associados está disposta no Gráfico abaixo.

A inversão do Fluxo de Caixa está associada à ao momento em que o VPL se torna positivo, e já no primeiro ano de receitas já impacta o resultado de forma significativa.

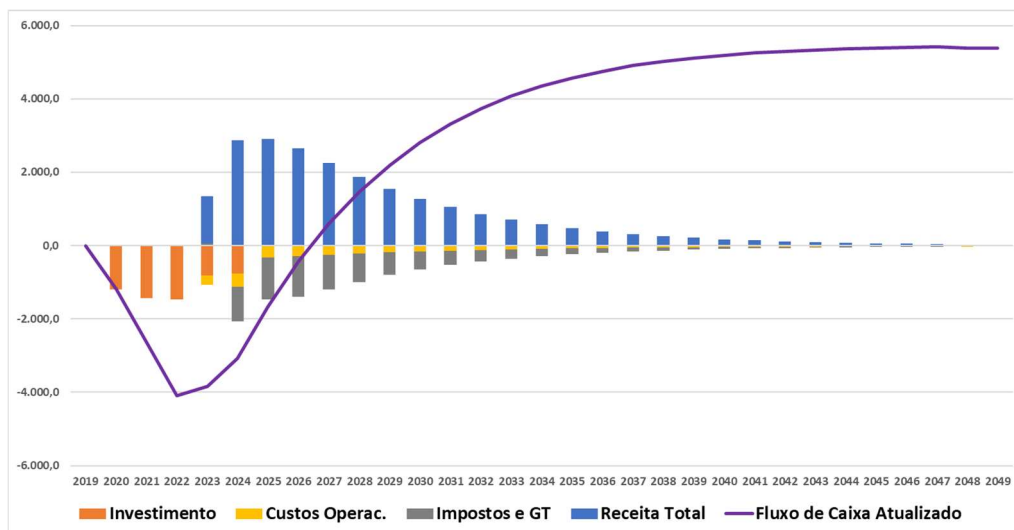


Gráfico 7 - Fluxo de Caixa - Caso Base. Fonte: o autor.

Conforme observado na Seção 3.2, a variável preço é uma das incertezas mais significativas que impactam o resultado dos projetos. Nesta linha, foram considerados três cenários de referência de preços e seus resultados para o projeto estão detalhados na Tabela 8.

Indicadores - Caso determinístico	Cenários de Preço Base	Cenários de Preço Otimista	Cenários de Preço - Pessimista
VPL (US\$ MM)	5.384	8868	1958
TIR (%)	25%	32%	17,30%
RECEITA BRUTA (US\$ MM)	50.522	65877	32.475,00
CAPEX (US\$ MM)	6.127	6127	6.127,19
OPEX (US\$ MM)	8.944	9098	8.768,30
PARCELA DO GOVERNO (GT - US\$ MM)	17.818	25075	9.538,04
FLUXO DE CAIXA NOMINAL (US\$ MM)	17.633	25.577	8.041
CAPEX/BOE (US\$/BOE)	10	10,06	10,06

Tabela 8 - Resultados econômicos dos cenários de Concessão. Fonte: o autor

O projeto apresenta indicadores positivos no cenário de preços Base e, apesar da significativa variação entre os cenários, mesmo em uma visão robusta de preços apresenta retornos positivos. O Brent de Equilíbrio, calculado em US\$ 38,1/bbl, reforça este atendimento, e explicita que, mesmo em um cenário de preços mais baixo, o projeto se viabiliza.

É medida de robustez, ainda, a combinação de cenários pessimistas de preço com cenários de curva de produção menos otimizadas. Sob esta ótica, é possível avaliar se o pior cenário determinístico ainda atende os requisitos de atratividade requeridos. A Tabela demonstra que, mesmo no cenário de combinação entre fatores pessimistas de

preços e produção, a receita gerada ainda é suficiente para cobrir os investimentos e despesas, gerando VPL positivo em US\$ 309 MM.

<i>Indicadores - Caso determinístico</i>	Cenários de Preço Base	Cenários de Preço Otimista	Cenários de Preço - Pessimista
VPL (US\$ MM)	5.384	11206	309
TIR (%)	25%	36%	11,00%
RECEITA BRUTA (US\$ MM)	50.522	82.968	25.892
CAPEX (US\$ MM)	6.127	6.127	6.128
OPEX (US\$ MM)	8.944	9.887	8.300
PARCELA DO GOVERNO (GT - US\$ MM)	17.818	33.188	6.673
FLUXO DE CAIXA NOMINAL (US\$ MM)	17.633	33.766	4.791
CAPEX/BOE (US\$/BOE)	10	8	13

Tabela 9 - Resultados de sensibilidade de preços e curva de produção no regime de Concessão. Fonte: o autor.

Ainda sob esta perspectiva, é importante avaliar a sensibilidade de outra variável que impacta significativamente os resultados do Fluxo de Caixa: a taxa de desconto a qual o fluxo está submetido.

Conforme abordado na Seção 0, a TMA está diretamente associada ao custo de capital médio da empresa, e sua composição acionária entre *equity* e dívidas. A título de sensibilidade, foram avaliados os efeitos aos principais indicadores do projeto abordados neste trabalho, conforme Tabela 10. No cenário Base, portanto, apenas para TMA's acima de 25% que o VPL do projeto tende a ser negativo.

TMA (%)	VPL (US\$ MM)
5%	10202
7%	8203
10%	5384
15%	2758
20%	1067
30%	-901

Tabela 10- Sensibilidade à TMA no regime de Concessão. Fonte: o autor

7.2 Caso Base determinístico- Modelo Partilha da Produção

O cenário de modelo de partilha de produção aplicado ao projeto de investimentos gera , no caso considerado Base nesta análise, um VPL estimado em cerca de US\$ 1.885 MM, o que demonstra sua viabilidade nestas condições, com geração de receita bruta aproximada em acima de US\$ 50 MM. Nesta análise, o projeto apresenta indicadores econômicos com atratividade positiva, e um Brent de Equilíbrio de US\$ 49,21/bbl, que é inferior ao cenário de preços referência considerado.

A sensibilidade da atratividade do projeto frente à variação de preços demonstra que, em um cenário pessimista de preço, a geração de receita não é suficiente para cobertura dos custos associados ao desenvolvimento e implantação do sistema de produção, restando um resultado de VPL negativo na ordem de US\$- 675 MM.

<i>Indicadores - Caso determinístico</i>	Cenários de Preço Base	Cenários de Preço Otimista	Cenários de Preço - Pessimista
VPL (US\$ MM)	1.885	4374	-675
TIR (%)	16%	23%	7,60%
RECEITA BRUTA (US\$ MM)	50.522	65.877	32.475
CAPEX (US\$ MM)	6.127	6.127	6.127
OPEX (US\$ MM)	8.430	8.571	8.277
PARCELA DO GOVERNO (GT - US\$ MM)	26.311	37.693	14.065
FLUXO DE CAIXA NOMINAL (US\$ MM)	9.654	13.486	4.006
CAPEX/BOE (US\$/BOE)	10	10,06	10,06

Tabela 11- Resultados do Cenário Partilha de Produção. Fonte: o autor

Ainda nesta análise, o Fluxo de Caixa acumulado do projeto apresenta uma parcela significativamente maior de Parcela Governamental e Tributos em relação ao Cenário de Concessão, demonstrado através do Gráfico a seguir.

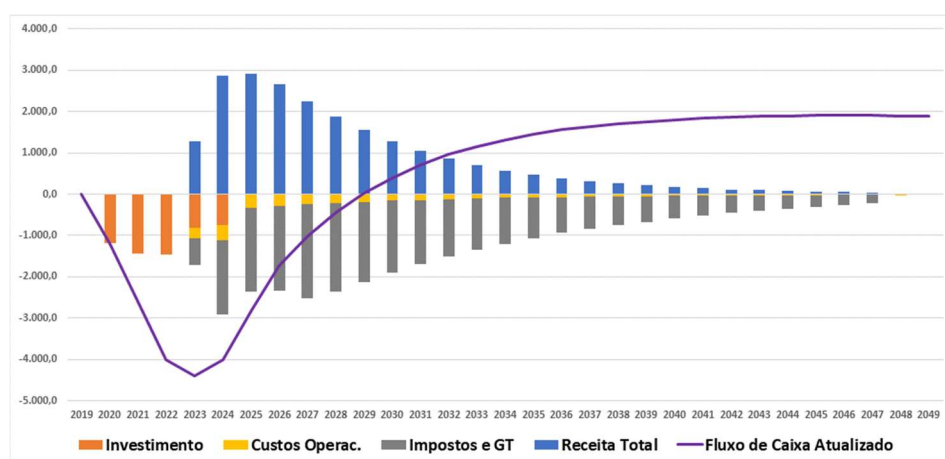


Gráfico 8- Fluxo de Caixa - Modelo Partilha de Produção. Fonte: o autor.

Ao avaliar os resultados do projeto no que tange à sensibilidade da variação da TMA, observamos que em cenários mais agressivos de TMA, a partir de 20%, o Modelo de Partilha não traz resultado positivo para a implantação do projeto. Neste sentido, apresenta resultado de US\$ -2145MM considerando TMA a 30%, enquanto no Cenário de Concessão este resultado é cerca de 2,4 vezes melhor, conforme Tabela 12.

TMA (%)	VPL(US\$ MM)	
	Cenário Concessão	Cenário Partilha
5%	10202	4564
7%	8203	3325
10%	5384	1885
15%	2758	228
20%	1067	-859
30%	-901	-2145

Tabela 12- Variação TMA para os cenários. Fonte: o autor

Outra fonte de variação de resultados associada ao Modelo de Partilha se refere ao Limite de Recuperação de custos com o qual a operadora pode trabalhar seus investimentos. Um percentual maior de recuperação de custos viabiliza retorno mais rápido do projeto, e, portanto, maior atratividade ao investimento de alto risco. Neste cenário base, consideramos o limite de 50% de recuperação de custos, conforme primeira Rodada do Leilão do Contrato de Partilha no Brasil. Ao obter uma sensibilidade de incremento desta recuperação para 80%, conforme leilões subsequentes, obtemos um incremento de VPL do projeto em cerca de 7%, atingindo retorno estimado em US\$ 2017 MM.

Cabe, ainda, uma avaliação associada à variação nas curvas de preços combinada com flutuação nos cenários de curva de produção, com impacto direto à Receita Bruta gerada. Com esta avaliação, observa-se um efeito ainda maior do Modelo Fiscal Partilha nos resultados do projeto, em cenários de preços mais conservadores. Há, portanto, uma expectativa de resultados negativos em um cenário combinado de preços e curvas com menor retorno de VPL estimado em US\$ -1787 MM e um Brent de Equilíbrio calculado acima de US\$ 52,34/bbl.

Indicadores - Caso determinístico	Cenários de Preço e Curva Base	Cenários de Preço e Curva Otimista	Cenários de Preço e Curva Pessimista
VPL (US\$ MM)	1.885	6090	-1787
TIR (%)	16%	27%	2,00%
RECEITA BRUTA (US\$ MM)	50.522	82.968	25.892
CAPEX (US\$ MM)	6.127	6.127	6.127
OPEX (US\$ MM)	8.430	8.571	8.209
PARCELA DO GOVERNO (GT - US\$ MM)	26.311	49.620	9.278
FLUXO DE CAIXA NOMINAL (US\$ MM)	9.654	18.650	2.278
CAPEX/BOE (US\$/BOE)	10	8	13

Tabela 13 - Resultados de Sensibilidade de Curvas e Preços - Modelo Partilha. Fonte: O autor

Pode-se depreender, portanto, que a viabilidade do projeto possui relação direta com o modelo fiscal do contrato ao qual o projeto estará submetido, e sob a ótica do operador, o Modelo de Concessão apresenta resultados potenciais de maior retorno, nos três cenários de preço aqui abordados. Neste caso, a parcela governamental (*Government take- GT*) se apresenta menor, em até 5%. Com isso, apesar de menor efeito benéfico à sociedade através da arrecadação de verbas e recursos pelo Governo, o projeto apresenta maior probabilidade de sucesso em sua implantação. O gráfico abaixo destaca os valores de GT em todos os cenários avaliados para este projeto hipotético e, em todos os casos, o cenário de Concessão se mostrou mais benéfico aos operadores.

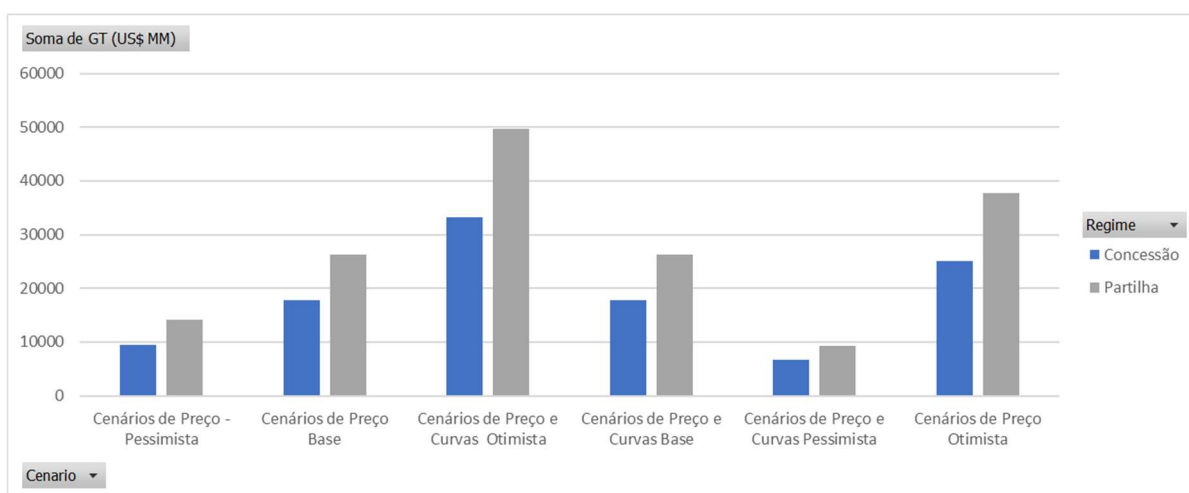


Gráfico 9- Parcela de Government Take. Fonte: o autor

7.3 Análise de riscos

Conforme descrito na Seção 6.2.1, a análise de risco através de Simulação de Monte Carlo foi adotada a fim de avaliar o comportamento das variáveis com incerteza que impactam o fluxo de caixa e os resultados do projeto.

As variáveis propostas foram: curva de produção, cenário de preços, investimentos e custos operacionais.

Considerando a análise proposta, através da simulação de 5000 iterações do processo estocástico, obteve-se um VPL esperado de US\$ 10.200,93, com mediana de US\$ 5.572,75, e uma TIR esperada de 23,89%.

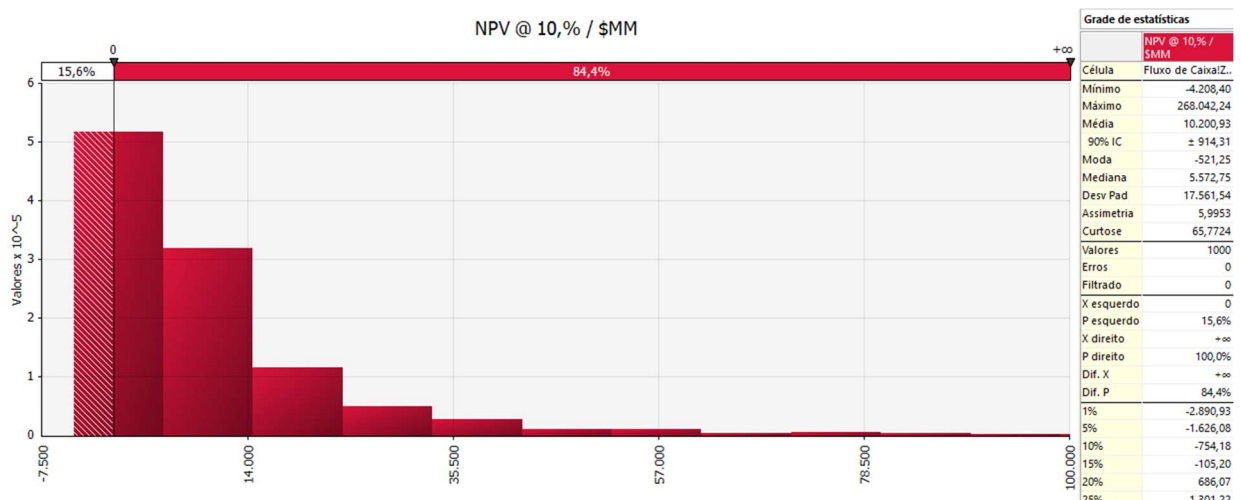


Gráfico 10- Histograma de resultados - VPL. Fonte> o autor.

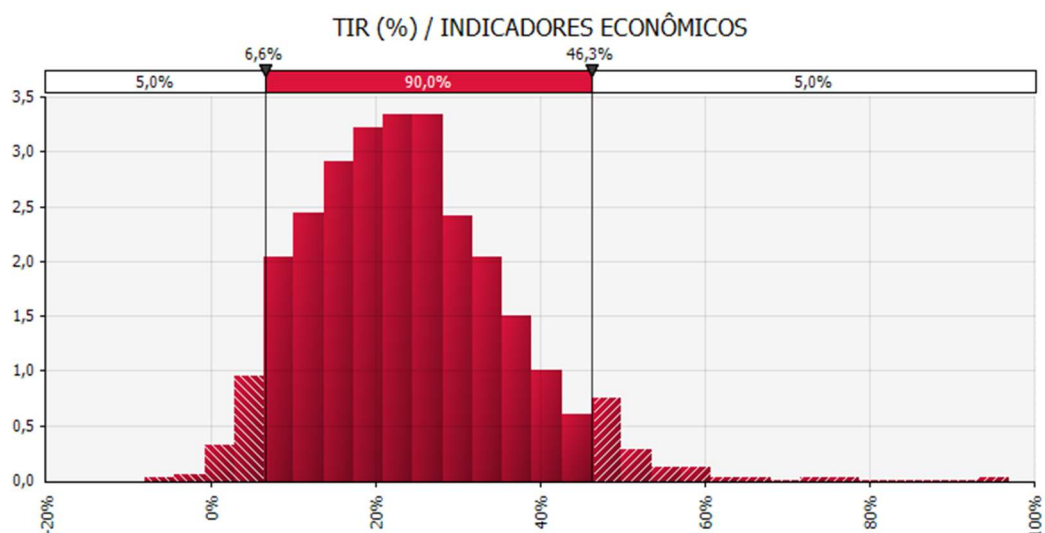


Gráfico 11 - Simulação TIR - Fonte: o autor

Apesar de obtenção de outliers significativos, o modelo de análise de riscos está aderente ao proposto na análise determinística, uma vez que a mediana da distribuição está alinhada com o cenário Base do projeto.

As variações de resultados obtidos abaixo do P5 e acima do P95 são consequência da grande variabilidade do cenário de preços riscado adotado, que segue uma metodologia MGB para geração das variáveis aleatórias.

É possível observar este impacto através da utilização da distribuição de probabilidades apenas de preço, com as demais variáveis constantes. Apesar de a curva de produção possuir também efeito significativo no resultado do fluxo de caixa, observa-se mesmo comportamento no histograma do VPL do Cenário com distribuição de probabilidades para todas as variáveis e no cenário em que apenas há simulação estocástica para o fator preço, conforme Gráfico 12 .

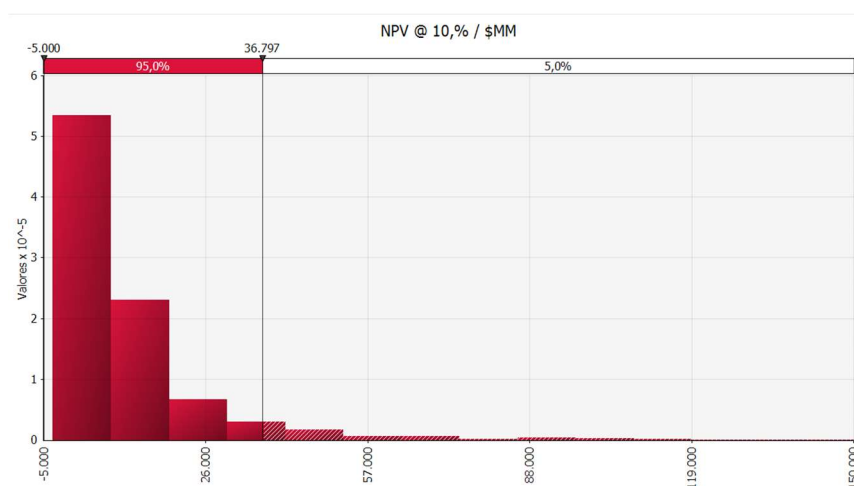


Gráfico 12 - Resultados VPL em cenário de sensibilidade de variação de preço. Fonte: o autor

Destaca-se, ainda, uma probabilidade de 15,6% apenas de o VPL do projeto ser abaixo de zero dado estes parâmetros, cenário que garante robustez às análises.

É importante observar, ainda, o comportamento das simulações para as variáveis CAPEX e OPEX, com comportamento bem próximo a uma curva triangular e com resultados muito próximos do valor esperado, conforme Gráfico 11.

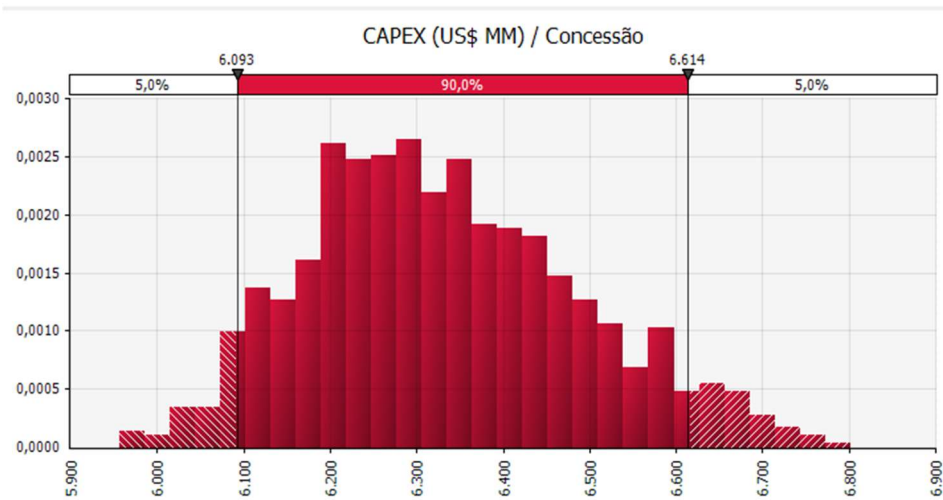


Gráfico 13 - Histograma CAPEX

8 CONCLUSÃO

Com o avanço da tecnologia no setor de E&P, há a necessidade de se desenvolver projetos com propostas de concepção mais desafiadoras, sobretudo em um cenário de preços recente de queda abrupta dos valores de óleo referenciais no mercado internacional. É, por si só, uma atividade com alto grau de risco envolvido, e com um rol de incertezas que não são facilmente capturadas por modelos tradicionais de avaliação de projetos e gestão de portfólio.

Estas incertezas permeiam toda a cadeia produtiva do setor de óleo e gás, desde os riscos geológicos de existência de uma rocha geradora com características de porosidade e permeabilidade tais que permitam a existência e escoamento de óleo, até os riscos políticos internacionais que acabam por impactar a implantação de novos projetos em outros países, bem como os riscos relacionados à regulação da atividade, em termos tributários e ambientais, e os riscos relacionados aos preços futuros de venda do óleo produzido. Para fins deste estudo, as incertezas foram agrupadas em três grandes grupos: geológicas, econômicas e outros.

Em suma, estas incertezas exercem um forte impacto nos resultados econômicos dos projetos, e este efeito é potencializado por se tratar de uma indústria altamente intensiva em capital, com a implantação de megaprojetos com investimentos de ordem de grandeza de US\$ 5 a 10 Bilhões e retornos de médio/longo prazo durante a produção do campo.

Sendo assim, o presente estudo objetivou observar em que medida as principais incertezas associadas a este tipo de projeto de desenvolvimento da produção podem impactar sua economicidade. Foi construído, portanto, através de estudo de caso comparativo de resultados da avaliação econômica riscada de projetos de investimento de desenvolvimento da produção, com a comparação entre dois modelos fiscais vigentes no Brasil no momento: Contrato de Concessão e de Partilha de Produção.

Para tal, houve levantamento bibliográfico das principais características do setor, adicionadas à descrição dos modelos fiscais de contratos de exploração e produção de petróleo, com enfoque no setor brasileiro.

É fundamental a análise de configuração destes contratos, visto que impactam diretamente a rentabilidade dos investimentos realizados, podendo levar em um cenário geológico semelhante a resultados de declaração de comercialidade ou inviabilidade do projeto por resultados negativos de VPL.

Destaca-se a análise de atratividade do projeto com base na visão do operador, desta forma, não apresentamos estudo aprofundado dos impactos da escolha do modelo fiscal ao Estado e à sociedade.

Com a introdução do modelo de partilha de produção no Polígono Pré-sal brasileiro, houve a aplicação de novos mecanismos de arrecadação de valores para o governo. Apesar de largamente aplicado na indústria mundial, até então no Brasil este modelo não era difundido, pois os contratos de concessão eram os mais aplicados desde a quebra do Monopólio da Petrobras em 1997.

Neste modelo de Partilha da Produção, há a emergência do mecanismo de excedente em óleo para a União, que visa regular a parcela de retorno entre operadora e Estado. A exigência de um percentual elevado de excedente ao óleo à União, adicionado à baixos tetos de recuperação de custo em óleo podem tornar o inviável o desenvolvimento de um projeto no setor, sobretudo quando adicionado à regra vigente de incidência de Royalties sobre a receita gerada na alíquota de 15%.

Por sua vez, o modelo de concessão traz a alíquota progressiva da Participação Especial como principal parcela de retorno do Governo, com alíquotas de royalties de 10%, reduzidas quando comparadas ao modelo de partilha. Ainda neste modelo, a produção é totalmente destinada a operadora concessionária, enquanto no modelo anterior há a partilha destes recursos com o Governo.

Cláusulas muito agressivas de participação governamental (GT) podem comprometer a atratividade de novos projetos, e entrada de novos players na indústria brasileira, com potencial desaquecimento e baixo retorno ao Governo.

O modelo para avaliação destes fatores de incerteza associados aos regimes fiscais foram elaborados através de um fluxo de caixa descontado de um projeto hipotético, típico do pré-sal brasileiro, considerando métricas e informações acessíveis nas bases públicas da ANP e do através da utilização da metodologia de Simulação de Monte Carlo, base para as simulações no programa @Risk. Aqui, importante ressaltar que a análise abrange apenas a fase de desenvolvimento da produção de um campo hipotético, não envolvendo portanto as decisões e custos associados às fases de exploração e delimitação do campo.

Foi conduzida inicialmente análise tradicional através dos indicadores mais comumente adotados na indústria de E&P, tais como VPL, TIR e Brent de Equilíbrio, e elaboradas sensibilidades de preços, curva de produção e TMA nestas análises a fim de observar o comportamento das variáveis de forma isolada.

O Modelo simplificado, aplicável ao regime de Concessão, gerou um range determinístico de VPL de US\$ 309 MM a US\$ 5384 MM, e 11% a 25% de TIR, a depender dos cenários de preço e de produção. Por esta análise, torna-se ainda mais clara a influência dos preços na atratividade dos projetos de E&P, e seus efeitos na implantação de novos projetos na indústria, ao observar que o VPL no cenário mais otimista de preços aumentou em cerca de 108% a atratividade do projeto. A TMA aplicável ao projeto também impacta sobremaneira os resultados do projeto.

O mesmo projeto foi simulado em regime de partilha de produção, obtendo resultados menores de atratividade, resultando em range de VPL de US\$ -1787 MM a US\$ 1885 MM.

Ou seja, nos cenários de preços mais baixos não há viabilização do projeto no regime contratual de Partilha, observando-se as condições contratuais dispostas no contrato de Libra aplicadas neste estudo. Ressalta-se, entretanto, que as condições de contorno dos percentuais de excedente em óleo lucro devido ao Governo podem reverter esse cenário. Conforme sensibilidade apresentada, uma maior recuperação de gastos de 50% para 80% pode viabilizar ganhos de até 7% no VPL do projeto.

Posteriormente, foram elaborados cenários riscados deste modelo de fluxo de caixa, através da aplicação de Simulação de Monte Carlo. Como principais variáveis de risco observadas na literatura, foram destacadas: preço, produção e dispêndios (investimentos e custos operacionais).

Foi aplicado o modelo de Movimento Geométrico Browniano (MGB) para estimativa de preços futuros de petróleo cru a ser adotada na análise de risco do projeto. Por ser uma simplificação aplicada, a distribuição obtida demonstrou outliers, que foram excluídos da análise. O método MGB, apesar de não utilizar o histórico para as projeções futuras, utiliza a variância e o *drift* da série histórica de preços, que aqui neste estudo foi simulada com preços de 30 anos. Desta forma, grandes choques de preços e movimentos mais bruscos do mercado acabam por impactar na análise e gerar uma distribuição com elevada variância.

Além da variável preço, foram simuladas as variáveis de investimentos, custos operacionais e de projeção da produção de óleo e gás. Com a análise dos resultados, torna-se ainda mais clara a influência dos preços nos resultados esperados do projeto.

Ao comparar os resultados de riscos obtidos com os modelos de concessão e partilha, entretanto, há um comportamento muito similar do VPL Esperado nos dois cenários, com probabilidade de VPL maior do que 0 em cerca de 80% dos casos.

Para próximos estudos, a proposta de aprofundar os efeitos da análise riscada em mais de um modelo fiscal, além do regime de concessão, pode contribuir para a discussão. Desta forma, avaliar novas composições do arcabouço contratual da partilha, inclusive comparando-a em cenários de desenvolvimento de um campo com mais projetos.

As variáveis destacadas para análise de riscos foram escolhidas com base no impacto potencial ao fluxo de caixa e, assim, não se configura claramente os impactos de demais riscos que por ventura se façam existentes em um determinado projeto. Para próximos estudos, é recomendável também a expansão de novos riscos para análise, de forma a avaliar a consistência entre os resultados desta pesquisa e demais análises.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AACEI. **Sistema de Classificação para estimativa de custos – conforme aplicado à engenharia, contratação e construção para processos industriais**, 2016. Disponível em: http://brasil-aacei.org/wp-content/uploads/2016/09/18R-97_Sistema-de-Classificacao-para-Estimativa-de-Custos-Conforme-Aplicado-a-Engenharia-Contratacao-e-Construcao-para-processos-Industriais.pdf. Último acesso em: 20 de maio de 2021.

ALENCAR, A. Schmitz, E. **Análise de Risco em Gerência de Projetos com exemplos em @Risk**. Editora BRASPORT, Rio de Janeiro, 2012.

ANDREIS, M. **Desenvolvimento de um campo petrolífero em diferentes condições fiscais: análise do caso brasileiro**. Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, 2016.

ANP. **Nota Técnica n009/2010 - Gás não-convencional**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>. Acesso em: 02 de fevereiro de 2021.

ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro, 2020a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2020/anuario-2020.pdf>. Acesso em: 02 de maio de 2021.

ANP. **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2020b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2020/2020-12-boletim.pdf>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

BODIE, Z.; KANE, A.; MARCUS, A. J.: **Investimentos**. 8 ed. Porto Alegre: AMGH, 2010.

BRASHEAR, J. P.; BECKER, A., GABRIEL, S. **Interdependencies among E&P projects and portfolio risk management**. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Houston, Texas, 1999.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. In: Diário Oficial da União. Brasília, Distrito Federal, 7 ago 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm. Último acesso em: 03 de março de 2021.

BRASIL. **Decreto 2.705, de 03 de agosto de 1998**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm. Último acesso em: 03 de março de 2021.

BRASIL. **Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.** Diário Oficial da União. Brasília, Distrito Federal, 23 dez. 2010. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm. Último acesso em: 03 de março de 2021.

BREALEY, R.A.; MYERS, S.C.; ALLEN, F. **Princípios de Finanças Corporativas**. 10. Ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

BORDEAUX-REGO, R; PAULO, G; SPRITZER, I; ZOTES, L. *Viabilidade econômico-financeira de projetos*. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2006.

CAMPOS, N., M. J., CRUZ, R. O., de Almeida, A., REBESCHINI E. J., Vaz, H. P., da Fonseca, T. C. **Lula Alto - Strategy and Execution of a Megaproject in Deep Water Santos Basin Pre-Salt**. Offshore Technology Conference, 2017. doi:10.4043/28164-MS

CHENG, C. WANG, Z. MING, L. **Risk measurement of international oil and gas projects beased on the Value at Risk method**. Petroleum Science, 2019. Petroleum Science, 16 (1), 199–216. (doi:10.1007/s12182-018-0279-1).

DAMODARAN, A. **Finanças Corporativas: Teoria e Prática**. São Paulo: Bookman Companhia, 2004

DIXIT, Avinash K., PINDYCK, Robert S. **Investment under uncertainty**. New Jersey: Princeton University Press, 1994.

DIAS. M. A. G. **Análise De Investimentos Com Opções Reais - Teoria e Prática com Aplicações em Petróleo e em outros Setores - Volume 1: Conceitos Básicos e Opções Reais em Tempo Discreto**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2014

EIA. **Annual Energy Outlook 2021**. The U.S. Energy Information Administration (EIA), AEO2017 National Energy Modeling System, 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2021.

EPE. **Cadernos de Estudos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-estudos-de-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis>. Último acesso em: 10 de maio de 2021.

FARIA, L. **Análise de projeto de investimento e tomada de decisão com utilização da teoria de opções reais na indústria de petróleo : um modelo de opção de abandono**. Dissertação de Mestrado, UENF, 2015.

FEUILLET-MIDRIER. Exploração e Produção de Petróleo e Gás. **Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011

FONSECA, M.N.; PAMPLONA, E.O.; JUNIOR, P.R.; VALÉRIO, V.E.M. **Análise de viabilidade do desenvolvimento de um campo de petróleo: Uma**

abordagem por opções reais no contrato de partilha de produção. Revista Brasileira de Gestão de Negócios, 2017, 19, 66, 574-593.

GITMAN, L. J.; JUCHAU, R.; FLANAGAN, J. **Principles of managerial Finance** . Pearson Higher Education, 2010.

GRAHAM, J.R. and HARVEY, C.R. **The Theory and Practice of Corporate Finance Evidence from the Field.** Journal of Financial Economics, 60, 187-243, 2001.

HELLAND, J.; TORGERSEN, M. **The value of petroleum exploration under uncertainty: a real option approach.** 2014. Dissertação (Master of Science in Economics and Business Administration) - Norwegian School of Economics, Bergen, 2014.

IHS. **Petrodata Offshore rig day rate trends.** Disponível em : <https://ihsmarkit.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html>. Último acesso em: 13 de maio de 2021.

ISO. **ABNT NBR ISO 31000.** Gestão de Riscos: Princípios e Diretrizes. Disponível em: <https://gestravp.files.wordpress.com/2013/06/iso31000-gestc3a3o-de-riscos.pdf>. Último acesso em: 03 de março de 2021.

JONHSTON, D. **Changing fiscal landscape.** Journal of World Energy Law & Business. Vol 1. N° 1. 2007

JORION , P. **Value at Risk – The New Benchmark for Managing Financial Risk** , 8º Ed., New York: MacGraw – Hill, 2006

KPMG. **Pesquisa da Maturidade do Processo de Gestão de Riscos no Brasil.** Disponível em: <https://home.kpmg/br/pt/home/insights/2020/08/pesquisa-maturidade-processo-gestao-riscos-brasil.html>. Último acesso em: 03 de março de 2021.

LIMA, C. J. T. de, **Processo de Tomada de Decisão em Projetos de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil: Uma Abordagem Utilizando Conjuntos Nebulosos,** Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2003.

LUCCHESI, R. **Impacts of Fiscal Systems on Oil Projects Valuation.** Offshore Technology Conference, 2019. doi: 10.4043/29568-MS

MARIANO, J.B.; SOUZA, J.L; FILHO, N.N. **Fiscal Regimes for Hydrocarbons Exploration and Production in Brazil.** Energy Policy 119 (2018) 620–647.

MARGUERON, M V. L., **Processo de Tomada de Decisão sobre Incerteza em Investimentos Internacionais na Exploração & Produção de Petróleo: uma abordagem Multicritério,** Dissertação de Mestrado, UFRJ, 2003.

MARQUES, L. M. **The fiscal system influence on oil fields development and government participation**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2015

PETROBRAS. *Pré-sal. Infográficos de Relacionamento com Investidores*. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Último acesso em: 02 de fevereiro de 2021.

PETROBRAS. **Destaques de produção e vendas no terceiro trimestre**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/confira-nossos-destaques-de-producao-e-vendas-no-terceiro-trimestre.htm>. Rio de Janeiro, 2019. Último acesso em: 03 de março de 2021.

PETROBRAS. **Plano Estratégico PE 21-25**. Rio de Janeiro, 2020a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>. Último acesso em: 03 de março de 2021.

PETROBRAS. **Início da produção no pré-sal de Atapu, na Bacia de Santos**. Rio de Janeiro, 2020b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/iniciamos-a-producao-no-pre-sal-de-atapu-na-bacia-de-santos.htm>. Último acesso em: 03 de março de 2021.

PINHO, B. **Uma aplicação de mineração de dados na escolha de técnicas de projetos de investimento do setor de óleo e gás**. Dissertação de Mestrado, CEFET-RJ. 2013.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS; WORLD PETROLEUM COUNCIL. **About Oil and Gas: Petroleum Reserves and Resources Definitions**. [S.l.]: SPE, 2018. Disponível em: <http://www.spe.org>. último acesso em: 2 mar 2021

PMI - Project Management Institute. **Um guia do conhecimento em gerenciamento de projetos (PMBOK)**. 6ª edição. 2017.

PWC. **A indústria brasileira de petróleo e gás**. Disponível em: <https://www.pwc.com.br/pt/publicacoes/setores-atividade/assets/oil-gas/2014/pwc-oeg-tsp-14-port.pdf>. Acesso em 20 de Janeiro de 2021.

RAVAGNANI, A.T.F.S., COSTA, G.A., BARRETO, C.E.A.G., MUNERATO, F.P., Schiozer, D.J. **Comparative analysis of optimal oil production strategy using royalty & tax and production sharing petroleum fiscal models**. Society of Petroleum Engineers -North Africa Technical Conference and Exhibition. 2012.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. G. **Pré-sal: geologia e exploração**. Revista USP, n. 95, p. 33-42, 2012. DOI: 10.11606/issn.2316-9036.v0i95p33-42. Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/52236>. Acesso em: 30 de março de 2021.

SAUER, I. L.; RODRIGUES, L. A. **Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios**. Estudos Avançados, [S. l.], v. 30, n. 88, p. 185-229, 2016.

Disponível em: <https://www.revistas.usp.br/eav/article/view/124279>. Acesso em: 30 mai. 2021.

SILVA, B., PEREIRA, G., GOMES, L. **Análise de Risco em projetos de produção marítima de petróleo**. XVII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 2011.

SUSLICK SB, SCHIOZER DJ. **Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview**. J Pet Sci Eng. 2004;44(1-2):1-9. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.001>

THOMAS, J. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2004.

TOEWS, G. **The Relationship Between Oil Price and Costs in the Oil Industry**. The Energy Journal, International Association for Energy Economics, vol. 0(Adelman S). 2015.

TOLMASQUIM, M. T.; PINTO Jr.; H. Q. (Org.). **Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

TORDO, S. **Fiscal Systems for Hydrocarbons**. The World Bank, Washington D.C. 2007.

VERGARA, S. **Métodos de pesquisa em administração**. Editora Atlas: São Paulo, 2016.

YIN, R.K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 2ª edição. Porto Alegre: Bookman, 2005