



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS E HUMANAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO

WANDERSON BRENO CABRAL DA SILVA

**EXPECTATIVAS DE RETORNO E PERCEPÇÕES DE RISCO NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS EM CAMPOS TERRESTRES**

MOSSORÓ, RIO GRANDE DO NORTE

2022

WANDERSON BRENO CABRAL DA SILVA

**EXPECTATIVAS DE RETORNO E PERCEPÇÕES DE RISCO NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS EM CAMPOS TERRESTRES**

Relatório de Estágio apresentado à Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), como requisito para obtenção do título de Bacharel em Administração.

Orientador: Prof. Dr. José Anízio R. de Araújo

MOSSORÓ, RIO GRANDE DO NORTE

2022

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

S586e Silva, Wanderson Breno Cabral da.
Expectativas de retorno e percepções de risco
na produção de petróleo e gás em campos terrestres
/ Wanderson Breno Cabral da Silva. - 2022.
97 f. : il.

Orientador: José Anízio Rocha de Araújo.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Administração,
2022.

1. Metodologia Multi-Índice. 2. Campos
terrestres. 3. Projeto de Investimento. I.
Araújo, José Anízio Rocha de, orient. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

WANDERSON BRENO CABRAL DA SILVA

**EXPECTATIVAS DE RETORNO E PERCEPÇÕES DE RISCO NA PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS EM CAMPOS TERRESTRES**

Relatório de Estágio apresentado à Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), como requisito para obtenção do título de Bacharel em Administração.

Aprovada em: 15 de junho de 2022

BANCA EXAMINADORA



Documento assinado digitalmente

JOSE ANIZIO ROCHA DE ARAUJO

Data: 15/06/2022 11:12:00-0300

Verifique em <https://verificador.iti.br>

Prof. Dr. José Anízio Rocha de Araújo
Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

Prof. Dr. Alceu Souza
Pontifícia Universidade Católica do Paraná (PUC-PR)

ANTONIO ERIVANDO
XAVIER
JUNIOR:85170380453

Assinado de forma digital por
ANTONIO ERIVANDO XAVIER
JUNIOR:85170380453
Dados: 2022.06.15 11:19:55
-03'00'

Prof. Dr. Antônio Erivando Xavier Júnior
Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

RESUMO

Esta pesquisa tem por objetivo analisar as expectativas de retorno e as percepções de risco envolvidas na operação comercial de produção de petróleo e gás em campos terrestres, a partir da aplicação da Metodologia Multi-Índice e Metodologia Clássica. O estudo de viabilidade é estruturado para dois polos de produção, *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*, sendo apresentado para cada um deles três projetos. O Projeto 1 parte da manutenção da “Curva Básica” de produção, caracterizada pelos níveis decrescentes de produtividade ao longo dos anos, e o Projeto 2 e 3 envolvem o acréscimo de produção a partir da revitalização de poços inativos e perfuração de novos poços de modo a obter uma “Curva Incremental”. Foram utilizados dados públicos de uma empresa nacional de capital aberto que atua na produção independente de petróleo e gás nos estados do Rio Grande do Norte e Bahia. Os resultados obtidos pela Metodologia Multi-Índice e Metodologia Clássica indicaram que caso não houvesse nenhuma intervenção que possibilitasse aumentar a produtividade dos campos, a decisão de investir resultaria $VPL < 0$, de maneira que os projetos apenas proporcionam um retorno acima da rentabilidade mínima esperada quando elevada a curva de produção. Além disso, os resultados desta pesquisa contrapõe-se a simplificação da análise dos riscos por meio da incorporação de um *spread* sobre a taxa mínima de rentabilidade, demonstrando como a Metodologia Multi-Índice proporciona ao tomador de decisão uma compreensão mais abrangente das diferentes dimensões de risco que envolvem os projetos de produção de petróleo e gás em campos terrestres, em especial, quantos aos riscos financeiros, operacionais, de não se recuperar o investimento, da atuação do grupo gestor na administração do projeto e de como as variáveis e quais fatores conjunturais presentes no ambiente em que o empreendimento está inserido podem impactar direta e indiretamente no seu desenvolvimento.

Palavras-Chave: Metodologia Multi-Índice; campos terrestres; projeto de investimento.

ABSTRACT

This research aims to analyze the return expectations and risk perceptions involved in the commercial operation of oil and gas production in onshore fields, as from the application of the Multi-Index Methodology and Classical Methodology. The feasibility study is structured for two production fields, *Potiguar Field* and *Recôncavo Field*, and three projects are presented for each one. Project 1 starts from the maintenance of the "Basic Curve" of production, characterized by decreasing productivity levels throughout the years, and Projects 2 and 3 involve the increase of production from the revitalization of inactive wells and the drilling of new wells to obtain an "Incremental Curve". We used public data from a national publicly traded company that operates in independent oil and gas production in the states of Rio Grande do Norte and Bahia. The results obtained by the Multi-Index Methodology and the Classical Methodology indicated that if there were no intervention to increase the productivity of the fields, the decision to invest would result in $NPV < 0$, so that the projects only provide a return above the minimum expected profitability when the production curve is raised. Furthermore, the results of this research counter the simplification of risk analysis by incorporating a spread over the minimum rate of return, demonstrating how the Multi-Index Methodology provides the decision maker with a more comprehensive understanding of the different risk dimensions surrounding onshore oil and gas production projects, in particular, regarding financial and operational risks, risks of not recovering the investment, the performance of the management group in the administration of the project, and how the variables and which factors present in the environment in which the enterprise is inserted can impact directly and indirectly on its development.

Keywords: Multi-index Methodology; land fields; investment project.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Incertezas em função do período do projeto de investimento	23
Figura 2 - Visão geral da Metodologia Multi-Índice	29
Figura 3 - Níveis e constructos compreendidos pelo Risco de Gestão	35
Figura 4 - Níveis e constructos compreendidos pelo Risco de Negócio	37
Figura 5 - Modelo exemplificativo do Mapa Perceptual da Metodologia Multi-Índice	41
Figura 6 - Perfil de produção típico de um campo petrolífero	44
Figura 7 - Técnicas de recuperação em campos de petróleo	45
Figura 8 - Vazão de Equilíbrio Financeiro em função da produção mensal real	49
Figura 9 - Classificação da comercialidade dos campos de petróleo	50
Figura 10 - Curva de produção (em MBOE) por polo de produção de 2022 a 2031	56
Figura 11 - Acumulação do capital nas hipóteses de empreender versus não empreender no Projeto 2 do <i>Polo Recôncavo</i>	67
Figura 12 - Índice GRC do projeto do Projeto 2 do <i>Polo Recôncavo</i>	68
Figura 13 - Mapa Perceptual do <i>Projeto 2</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	69
Figura 14 - Distribuição de probabilidade do IRR do <i>Projeto 2</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	70
Figura 15 - Distribuição de probabilidade do ROIA do <i>Projeto 2</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	70
Figura 16 - Distribuição de probabilidade do VPL do <i>Projeto 2</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	71
Figura 17 - Distribuição de probabilidade da TIR do <i>Projeto 2</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	72
Figura 18 - Acumulação do capital nas hipóteses de empreender versus não empreender no Projeto 3 do Polo Potiguar e Polo Recôncavo	76
Figura 19 - Mapas Perceptuais do <i>Projeto 3</i> do Polo Potiguar e Polo Recôncavo	77
Figura 20 - Distribuição de probabilidade do IRR do Projeto 3 do Polo Potiguar	78
Figura 21 - Distribuição de probabilidade do IRR do <i>Projeto 3</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	79
Figura 22 - Distribuição de probabilidade do ROIA do <i>Projeto 3</i> do Polo Potiguar	79
Figura 23 - Distribuição de probabilidade do IRR do <i>Projeto 3</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	79
Figura 24 - Distribuição de probabilidade do VPL do <i>Projeto 3</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	80
Figura 25 - Distribuição de probabilidade da TIR do <i>Projeto 3</i> do <i>Polo Recôncavo</i>	81

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Classificação das reservas de petróleo e gás natural	42
Quadro 2 - Perspectivas sobre campos marginais em diferentes países	47
Quadro 3 - Resumo metodológico da pesquisa	51
Quadro 4 - Definição e caracterização das opções de projetos de produção	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estimativa dos preços médios de comercialização do petróleo e gás	57
Tabela 2 - Custo com amortização e juros das operações de financiamento	59
Tabela 3 - Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 1 do <i>Polo Recôncavo</i>	60
Tabela 4 - Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 1 do <i>Polo Potiguar</i>	61
Tabela 5 - Indicadores de viabilidade do Projeto 1 do <i>Polo Potiguar</i> e <i>Polo Recôncavo</i> ..	62
Tabela 6 - Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 2 do <i>Polo Recôncavo</i>	64
Tabela 7 - Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 2 do <i>Polo Potiguar</i>	65
Tabela 8 - Indicadores de viabilidade do Projeto 2 do <i>Polo Potiguar</i> e <i>Polo Recôncavo</i>	66
Tabela 9 - Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 3 do <i>Polo Recôncavo</i>	73
Tabela 10 - Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 3 do <i>Polo Potiguar</i>	74
Tabela 11 - Indicadores de viabilidade do Projeto 3 do <i>Polo Potiguar</i> e <i>Polo Recôncavo</i> ..	75

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	11
1.1 Problema de pesquisa	15
1.2 Objetivos de pesquisa	15
1.2 Justificativa.....	16
2 REVISÃO DA LITERATURA.....	19
2.1 Análise de viabilidade econômica: uma ponderação entre risco e retorno.....	19
2.2 O processo de análise de projetos de investimento	23
2.2.1 A Metodologia Clássica.....	24
2.2.1.1 Indicadores de Risco e Retorno	25
2.2.2 Metodologia Multi-Índice	28
2.2.2.1 Indicadores de risco e retorno.....	30
2.2.2.2 Aplicação da Simulação de Monte Carlo	38
2.2.3 Diferenças entre a Metodologia Multi-índice e Metodologia Clássica	39
2.3 Da exploração à produção de petróleo	41
2.4 Campos marginais de petróleo	47
3 ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	51
3.1 Etapas de pesquisa	52
3.2 Premissas gerais para <i>inputs</i> dos projetos	53
3.2.1 Definição de <i>inputs</i> de investimento inicial	53
3.2.2 Definição dos <i>inputs</i> de produção de petróleo e gás	54
3.2.3 Definição dos <i>inputs</i> de preço médio de comercialização.....	56
3.2.4 Definições de <i>inputs</i> de custos e deduções.....	57
3.2.5 Definição do período de análise e taxa de desconto.....	59
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	60
4.1 Análise de viabilidade do Projeto 1 do <i>Polo Potiguar</i> e <i>Polo Recôncavo</i>	60

4.1.1 Interpretação dos resultados da Metodologia Multi-Índice	62
4.1.2 Interpretação dos resultados da Metodologia Clássica.....	63
4.2 Análise de viabilidade do Projeto 2 do <i>Polo Potiguar</i> e <i>Polo Recôncavo</i>	64
4.2.1 Interpretação dos resultados da Metodologia Multi-Índice	66
4.2.2 Interpretação dos resultados da Metodologia Clássica.....	71
4.3 Análise de viabilidade do Projeto 3 do <i>Polo Potiguar</i> e <i>Polo Recôncavo</i>	73
4.3.1 Interpretação dos resultados da Metodologia Multi-Índice	75
4.3.2 Interpretação dos resultados da Metodologia Clássica.....	80
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
REFERÊNCIAS	85
ANEXOS.....	90
Anexo 1 – Questionário de mensuração do indicador Risco de Gestão.....	90
Anexo 2 – Questionário de mensuração do indicador Risco de Negócio.	95

1 INTRODUÇÃO

As novas perspectivas que se apresentaram para a indústria petrolífera brasileira a partir da década de 1970, com a descoberta do potencial econômico de exploração das extensas reservas localizadas em águas profundas e ultraprofundas, com destaque para as disponibilidades encontradas nas Bacias de Campos e Santos, e mais recentemente da província petrolífera do Pré-sal¹, implicaram o estabelecimento de marcos que definiram a configuração atual deste setor, influenciando diretamente no posicionamento estratégico das empresas que o compõem (ALMEIDA, 2018; MENDES et al., 2019). O principal marco é o sancionamento da lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, que flexibilizou o monopólio estatal de pesquisa, exploração, produção, refino e transporte de petróleo e gás natural no Brasil, possibilitando que outras empresas (estatais e privadas) pudessem atuar neste setor mediante concessão, autorização ou contratação sob regime de partilha de produção pela União em todos os elos da cadeia produtiva e não apenas na comercialização dos derivados finais.

A instauração dessas novas regras se contextualiza com a transição da cadeia produtiva do petróleo durante os anos de 1980, quando a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.), que detinha o monopólio estatal das atividades desse setor, redefiniu sua política estratégica para direcionar seus esforços exploratórios e investimentos da exploração em campos terrestres (*onshore*) para campos localizados nas bacias marítimas (*offshore*). Isto possibilitou elevar a escala de produção de modo a reduzir a dependência nacional em relação ao petróleo importado, enquanto a demanda por combustíveis era crescente neste período em função da expansão industrial em vários setores da economia (ALVES; POLETTE, 2021). À medida que a produção nacional de petróleo na década de 1980 alcançou a marca de 500 mil barris/dia, em 2021 esse valor foi superior a 3,7 milhões de barris/dia, sendo 97% deste total provenientes do Pré-Sal e de águas profundas e ultraprofundas (Pós-Sal)². Essa produção foi obtida em 6.247 poços, sendo 484 marítimos (apenas no Pré-Sal são 133 poços, que produziram em média 2,7 milhões de barris/dia) e 5.763 terrestres.

Este direcionamento estratégico da Petrobras acarretou o desinvestimento por parte da empresa na operação de campos que, por razões técnicas e/ou econômicas, deixaram de ser

¹ Região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei n.º 12.351/2010, bem como outras regiões que sejam delimitadas em ato do Poder Executivo, conforme a evolução do conhecimento geológico.

² ANP. Encarte de consolidação da produção 2021. 2021. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2021/2021_12_boletim.pdf. Acesso em: 09 fev. 2022.

atrativos comercialmente³. As primeiras iniciativas começaram em 1998, quando foram encerrados dos contratos e devolvidos à ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis) 62 campos de petróleo que apresentavam condições de marginalidade econômica, ou seja, quando a margem de retorno esperada estava atrelada a elevados custos operacionais (quando comparado com outros campos na mesma área ou do portfólio da empresa) e/ou a necessidade de investimentos em tecnologias que permitissem manter a capacidade produtiva quando a curva de produção era declinante em função do avançado estágio de exploração (NOVAES, 2010; SENNA, 2011).

Tais campos ficaram conhecidos como “campos devolvidos” ou “campos de acumulações marginais”. A partir de 2015, diretamente influenciada pela crise financeira enfrentada pela Petrobras neste período e a consolidação do seu atual posicionamento estratégico, foram estabelecidos programas de desinvestimento que envolveram, principalmente, a cessão e venda total dos campos em terra (Projeto Topázio) e em águas rasas (Projeto Ártico) sob sua concessão, bem como a infraestrutura existente de apoio a esta operação. Conforme o “Plano Estratégico 2022 - 2026” da Petrobras, espera-se que até 2026 a produção de petróleo seja realizada totalmente no Pós-Sal, Pré-Sal e no campo de Búzios⁴ (Bacia de Santos).

Considerando os impactos econômicos decorrentes do encerramento das operações da Petrobras em diversas regiões brasileiras que tinham seu desenvolvimento pautado pela atividade petrolífera *onshore*, foram estabelecidos novos marcos regulatórios e programas para reestruturar esta indústria. Primeiro, foram promovidas a partir de 2005, pela ANP, rodadas de licitações voltadas para campos de acumulações marginais, visando transferir os campos onde não houve produção de petróleo ou a produção foi interrompida por desinteresse econômico da Petrobras para a iniciativa privada, sendo uma das primeiras medidas do Estado para estimular as pequenas e médias petrolíferas independentes a entrarem no setor. Posteriormente, foi sancionada a lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que em seu art. 65 determinou que

³ A devolução está prevista no inciso V do art. 28 da lei n.º 9478, de 6 de agosto de 1997, em que a esta pode ocorrer “no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento”. Neste caso, aplicam-se regras previstas nos contratos de concessão para a devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos, e reversão de bens. Além disso, a mesma lei prevê em seu art. 29 a “transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP”.

⁴ O campo de Búzios é considerado pela Petrobras como o maior campo de petróleo em águas profundas do mundo. Atualmente, a operação em Búzios corresponde a mais de 20% da produção total da empresa e mais de 30% da produção dos campos do Pré-Sal, com mais de 670 mil barris de petróleo por dia (BPD). Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/avancamos-no-desenvolvimento-do-campo-de-buzios-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Acesso em: 09 fev. 2022.

fossem executadas políticas e medidas específicas que possibilitaram “aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural”. A partir disto, de modo a aumentar a participação de tais empresas na exploração de campos marginais em terra, foram adotados nas rodadas de licitação posteriores critérios e requisitos que reduziam significativamente as barreiras para a entrada de novas empresas neste setor (ALMEIDA, 2018).

Em 2017, o Ministério de Minas e Energia lança o Programa da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo em Áreas Terrestres – REATE (com uma segunda versão do Programa em 2020), cujo objetivo era promover mudanças no ambiente regulatório e político nacional de modo a estabelecer uma “indústria de exploração e produção terrestre forte e competitiva, com produção crescente e com pluralidade de operadores e fornecedores de bens e serviços”⁵. Para tanto, as ações práticas do programa envolvem a reversão da tendência de declínio de produção em terra, aumento da vida útil dos campos e da produção de gás natural, melhoria na atratividade e competitividade das rodadas de licitação para campos em terra e aprimoramento do ambiente de negócios, em especial quanto a resolver o monopólio da Petrobras para venda de óleo e gás natural. Com o maior desenvolvimento da indústria petrolífera *onshore*, o Programa estima que este segmento alcance a marca de 500 mil barris/dia até 2030 (DELGADO; FEBRERO, 2018).

A combinação dessas políticas públicas levou a uma maior participação de petrolíferas independentes de pequeno e médio porte como operadores de campos terrestres. Para efeitos de comparação, em 2011, havia 29 empresas independentes que produziam o total de 3,9 mil barris/dia ou menos de 2% da produção *onshore* nacional. Em 2021, apesar dos desinvestimentos, a Petrobras ainda foi responsável por 76% da produção em terra, com uma extração média de 170 mil barris/dia, porém, estavam em operação outros 41 produtores independentes que totalizaram uma média de 60 mil barris/dia⁶. Dentre os principais produtores independentes estão a 3R (3R Macau e 3R Ventura), Alvopetro, Eagle, Petrorecôncavo (Potiguar E&P e Recôncavo E&P), Maha Energy, Petrosynergy, Imetame, Petroborn e Eneva. O aumento na participação dessas empresas na produção nacional relaciona-se tanto com a

⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. 2021. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36112/1188297/Plano+de+A%C3%A7%C3%A3o+Integrado+REATE+2020.pdf/3ebac131-74c3-243a-f3e5-aa35f5b7eebf>. Acesso em: 09 fev. 2022.

⁶ ANP. Painel Dinâmico de Produção Diária de Petróleo e Gás Natural. 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrJoiNzVmNzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ItZnBkMDNhY2IwZTliIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtyNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: 09 fev. 2022.

reabilitação de campos marginais que estavam inativos como também pela utilização de novas técnicas de recuperação que permitem elevar a capacidade produtiva em campos com curva de produção decrescente devido à maturidade exploratória (MENDES et al., 2019).

As pequenas e médias produtoras de petróleo possuem características organizacionais que estão mais ajustadas para a exploração de campos em terra, como a menor escala de custos devido terem uma operação mais voltada para a extração nos campos, em comparação com as petrolíferas de grande porte que realizam elevados gastos no desenvolvimento de tecnologias para prospecção de áreas com maior potencial de produção e até na construção de infraestruturas de transporte, refino e distribuição (ZAMITH; SANTOS, 2007; ALMEIDA, 2018; DELGADO; FEBRERO, 2018). Portanto, por terem uma menor necessidade de investimento, dado que a maioria dos campos em terra possuem reservas confirmadas, histórico de produção e infraestrutura de apoio instalada, essas empresas possuem uma menor expectativa de retorno condizente com os riscos assumidos relacionados com a capacidade produtiva dos campos em terra (ALMEIDA, 2018; BATISTA, 2016).

Consequentemente, isto demanda das empresas petrolíferas que atuam na operação *onshore*, principalmente as independentes, a implementação e desenvolvimento de metodologias sofisticadas para análise da economicidade e comercialidade de projetos de investimento em campos de petróleo e gás, de modo a prover respostas assertivas para as decisões de investir ou não na exploração e produção destes determinados ativos, tendo em vista ponderar as expectativas de retorno e percepções de risco do investidor. Cabe observar que a avaliação de projetos desta natureza detém complexidade relacionadas às diversas particularidades operacionais, comerciais e regulatórias do setor de petróleo e gás, como a volatilidade dos preços pelo mercado internacional, riscos operacionais decorrentes de incertezas geológicas, legislação vigente, além de outros fatores (AMARAL, 2019). Assim, pautando-se no contexto apresentado, esta pesquisa propõe prover novas percepções relacionadas ao estudo de viabilidade econômica de projetos de investimentos por produtores independentes de menor porte em campos de petróleo terrestre, analisando a relação entre risco e retorno, utilizando a Metodologia Multi-Índice e a Metodologia Clássica.

1.1 Problema de pesquisa

Considerando a importância desta cadeia produtiva e o atual contexto de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo terrestre que se estabeleceu nacionalmente nos últimos anos, esta pesquisa pretende fornecer respostas ao seguinte problema de pesquisa: ***a Metodologia Multi-Índice, em comparação com a Metodologia Clássica, possibilita uma melhor avaliação das expectativas de retorno e percepções dos riscos envolvidos em projetos de produção de petróleo e gás terrestre?***

1.2 Objetivos de pesquisa

Buscando fornecer respostas ao problema de pesquisa, este estudo tem como objetivo geral analisar as expectativas de retorno e percepções de risco envolvidas na operação comercial de produtores independentes de petróleo e gás em campos terrestres, provendo novos entendimentos em relação à viabilidade econômico-financeira desses empreendimentos através da avaliação dos resultados obtidos com a aplicação dos indicadores da Metodologia Multi-Índice e Metodologia Clássica.

Como objetivos secundários, fundamentais à robustez desta pesquisa, iremos:

- Empregar a Metodologia Multi-Índice e a Clássica na avaliação econômico-financeira dos projetos de investimento realizados em campos de petróleo;
- Avaliar a sensibilidade dos projetos de investimento por meio da Simulação de Monte Carlo, considerando cenários pessimista, mais provável e otimista para cada projeto;
- Confrontar os resultados obtidos pela Metodologia Multi-Índice e Clássica para as dimensões de risco e retorno dos projetos de investimento.

1.2 Justificativa

A pertinência do estudo de viabilidade econômica da exploração comercial de petróleo em campos marginais localizados nas bacias terrestres brasileiras é evidenciada à medida que as empresas petrolíferas de pequeno e médio porte ganharam, ao longo dos últimos anos, protagonismo no segmento *onshore* da indústria do petróleo operando em campos marginais com potencial capacidade de produção, enquanto as empresas maiores buscaram a alta lucratividade proporcionada pela exploração de novas fronteiras em águas profundas e ultraprofundas. Os campos considerados marginais apresentam limitada capacidade de retorno financeiro, principalmente, por seus níveis de produção serem declinantes em decorrência da contínua exploração dos reservatórios (DELGADO; FEBRARO, 2018). Assim, a revitalização – emprego de técnicas para retomar as operações e obter maior aproveitamento dos recursos disponíveis – de campos nessas condições torna-se oportuna para empresas independentes devido a essas possuírem capacidade adequada de investimentos alinhada com os níveis de risco e retornos proporcionados por esses campos, uma menor estrutura de custos e maior flexibilidade tanto operacional como administrativa (ZAMITH; SANTOS, 2007).

O estímulo à indústria petrolífera *onshore* colabora com desenvolvimento socioeconômico das regiões em que estão instaladas, por meio da geração de empregos diretos e indiretos, promovendo o dinamismo do comércio e da indústria local, além de ser uma importante fonte de receita pública em muitos municípios através do recolhimento de *royalties*. Segundo Mendes et al. (2019), essa atividade econômica ocorre em 577 municípios da região nordeste, distribuídos entre os estados da Bahia, Rio Grande do Norte, Ceará, Sergipe e Alagoas. Esses municípios produtores possuíam, em 2015 (último levantamento realizado pelo IBGE), um PIB *per capita* entre R\$ 3,3 mil e R\$ 219,8 mil, sendo a maioria deles (75%) inferior a R\$ 10 mil. Outro importante indicador, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM 2010), demonstra que o nível socioeconômico dessas localidades é qualificado como médio (85%) e baixo (12%).

Em 2018, a receita proveniente dos *royalties* representava uma fonte importante de receita para o orçamento público de algumas regiões, na qual, para 10% dos municípios produtores os *royalties* da atividade petrolífera correspondiam a mais de 5% da arrecadação estimada para o ano. Por outro lado, em 85% dos municípios restantes, essa fonte contabilizava menos de 1% do balanço orçamentário (MENDES et al., 2019). Portanto, ao considerarmos que a maioria desses municípios não possuem atividades econômicas avançadas e o funcionamento

público depende prioritariamente das transferências da União, a expansão da atividade petrolífera possibilitaria elevar o nível de renda *per capita* e ser uma significativa fonte de receita para os orçamentos públicos, que poderiam investir na melhoria e expansão dos serviços públicos ofertados.

Na dimensão acadêmica, esta monografia dedica-se a colaborar com a ampliação da análise dos aspectos técnicos e econômicos envolvidos em projetos de produção de petróleo em terra por meio da aplicação da Metodologia Multi-Índice, que propõe pressupostos específicos para análise do risco e retorno relacionados a investimentos. Projetos dessa natureza apresentam tamanha incerteza que demandam das organizações, além de cálculo do retorno dos fluxos de caixa futuro, a aplicação de metodologias da viabilidade econômica que orientem de maneira adequada as decisões empresariais, identificando e mensurando o potencial que as variáveis de risco podem impactar sobre os resultados econômicos esperados (SILVA; GOMES; MEDEIROS, 2006; SILVA, 2016). Em função disto, contextualizando com os diferentes marcos apresentados anteriormente da indústria de petróleo terrestre, foram produzidas pesquisas destinadas a analisar a viabilidade econômica da inserção de empresas de pequeno e médio porte neste segmento da indústria petrolífera.

É possível destacar os estudos de Batista (2016), Novaes (2010) e Senna (2011) que utilizaram como referência campos da Bacia Potiguar e da Bacia do Recôncavo para simulações (Pessimistas, Normais e Otimistas) de Fluxos de Caixa Descontado. Nas análises econômico-financeira foram mensurados os índices de risco e retorno da Metodologia Clássica (Valor Presente Líquido - VPL, Taxa Interna de Retorno - TIR e *Payback*) e, complementarmente, verificado a sensibilidade destes quanto às variáveis: preço do barril de petróleo, cotação do dólar, investimento inicial, taxa de desconto, nível de produção, taxa de declínio de produção e custo de tratamento de água. Os resultados obtidos demonstram para a viabilidade desses empreendimentos em condições normais e otimistas, sendo uma possibilidade viável para produtoras petrolíferas de menor porte.

Visando ampliar a análise proporcionada pela Metodologia Clássica, Amaral (2019), Magalhães Jr (2006) e Viana (2020) utilizaram dos conceitos da Teoria das Opções Reais (TOR) para demonstrar as flexibilidades operacionais que os projetos de exploração e produção de petróleo apresentam, como expansão, contração, interrupção e abandono da produção, bem como incertezas relacionadas à disponibilidade de recursos nos campos e a volatilidade dos preços do petróleo no mercado internacional. Esses estudos concluíram que a inclusão das opções reais possibilita obter uma quantificação mais ajustadas dos ativos, de modo que,

projetos que tenham uma recomendação negativa de investimento passem a ser considerados viáveis economicamente quando a inclusão de uma ou mais opções reais reflete no aumento do Valor Presente Líquido (VPL) inicialmente obtido por meio da avaliação tradicional. Nesse sentido, os autores citados defendem que a TOR seria mais adequada do que a simples aplicação da Metodologia Clássica para a justa precificação dos ativos reais no setor petrolífero.

Em um contexto paralelo ao brasileiro, os estudos de Adamu; Ajienka; Ikiensikimama (2013), Adeniyi; Onolemhemen; Isehunwa (2018), Adeogun (2015), Akinpelu; Omole (2009), Akinwale; Akinbami (2016) e Kehinde; Olugbenga (2017) fornecem perspectivas sobre o investimento e desenvolvimento de recursos em campos marginais tanto *offshore* e *onshore* no prolífico ambiente do Delta do Níger, Nigéria. Esses autores realizaram análises determinísticas dos modelos econômicos propostos utilizando os indicadores de Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Índice de Rentabilidade (IR), Valor Monetário Esperado (VME) e *Payback*. Análises de sensibilidade foram incorporadas, aplicando a Simulação de Monte Carlo, de modo a mensurar o impacto que as variáveis preço do petróleo, taxas de impostos, nível de produção por métodos artificiais de recuperação e o valor dos bônus de assinatura tinham sobre a viabilidade econômica dos projetos.

Por outro lado, a Metodologia Multi-Índice, proposta por Souza e Clemente (2021), distingue-se da Metodologia Clássica e Teoria da Opções Reais ao confrontar os indicadores de risco e retorno relacionados ao projeto em um Mapa Perceptual para orientar as decisões de viabilidade do investimento, contrapondo-se com a Metodologia Clássica que toma como parâmetro de aceitabilidade a obtenção de um Valor Presente Líquido ≥ 0 . Ademais, na Metodologia Multi-Índice não é aplicado um *spread* sobre a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como prêmio pelo risco, na qual para a representar uma aplicação quase livre de risco; e a rentabilidade proporcionada pelo projeto passa a ser expressa pelo Retorno sobre Investimento Adicionado (ROIA), que demonstra o percentual de riqueza gerada excedente à taxa quase livre de risco.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Análise de viabilidade econômica: uma ponderação entre risco e retorno

Uma das maiores preocupações das empresas contemporâneas é encontrar oportunidades lucrativas de investimento que permitam criar (manter) a capacidade competitiva no mercado. Sob esse ponto de vista, é importante considerar que as oportunidades de investimento de uma empresa são limitadas pelas estratégias organizacionais de como os diversos recursos internos e externos à sua disposição, sendo esses imitáveis e limitados, serão utilizados de forma a aproveitar ao máximo seu potencial de lucratividade (PENROSE, 2006; RÊGO et al., 2015; SOUZA; CLEMENTE, 2012). Assim, as decisões de investimento consistem na ação presente de incorrer em custos imediatos na expectativa de que a partir dele sejam auferidos benefícios futuros superiores ao montante de recursos aplicados (AMARAL, 2019). A atratividade econômica de determinado investimento está sempre incorporada a expectativas dos investidores quanto ao futuro, assim, em um processo racional, agentes de decisão não aplicariam seus recursos em um ativo cujos custos capitais sejam superiores aos benefícios que poderiam ser proporcionados (ASSAF NETO, 2014; GUERREIRO; OLIVEIRA; PEREIRA, 2001; SAVEGNAGO; SONCINO; OLIVEIRA, 2017).

Decisões de investimento envolvem geralmente o dispêndio de grande soma de recursos, são irreversíveis (ou custos elevados de reversibilidade) e podem influenciar na capacidade de expansão ou de sobrevivência da empresa (SOUZA; CLEMENTE, 2012). Logo, sobre cada decisão de investimento pesa um custo de oportunidade que corresponde ao quanto poderia ter sido ganho pelo investidor caso ele tivesse aplicado em outras oportunidades de investimentos disponíveis (SAVEGNAGO; SONCINO; OLIVEIRA, 2017). De modo a subsidiar decisões dessa natureza, são criadas simulações que visam projetar cenários (otimistas, pessimistas e realistas) possíveis a médio e longo prazo para o desempenho operacional e os resultados financeiros futuros, bem como os riscos associados na execução do investimento (VERAS, 2007; WITTMANN et al., 2013). As simulações devem demonstrar, em primeiro lugar, a capacidade técnica para que o projeto seja executado, para que seja então possível verificar a existência de condições econômicas e financeiras viáveis para sua implementação, o qual é representado pela criação de valor econômico por meio de retornos lucrativos e sustentáveis (LIMA et al., 2015; SVIECH; MANTOVAN, 2013).

As condições econômicas de implementação de um projeto são levantadas através de uma análise de viabilidade, que envolve o emprego de técnicas que permitem mensurar os resultados provenientes da decisão de investimento para compará-los com os investimentos e custos associados ao mesmo e com alternativas de aplicação diferentes (VERAS, 2007). Assim, podem ser utilizados métodos não analíticos, que não consideram a vida útil do investimento e o valor do dinheiro no tempo (por exemplo, o retorno do capital investido ou o tempo de retorno do investimento), e/ou métodos analíticos, cuja abordagem caracteriza-se por ponderar o valor do dinheiro ao longo do tempo (BRUNI; FAMÁ; SIQUEIRA, 1998; CASAROTTO FILHO; KOPITKE, 2010; LIMA et al., 2015). Nesta segunda abordagem, busca-se encontrar o valor econômico que expresse a capacidade do investimento em gerar retornos futuros para os investidores, sendo esse obtido por meio do redesconto dos fluxos de caixa esperados por meio de uma taxa de desconto que reflita o custo de oportunidade e os riscos financeiros e econômicos envolvidos na incerteza do projeto (PEREZ; FAMÁ, 2004)

Tal compreensão elucida dois importantes elementos considerados em uma análise de viabilidade de investimentos: o retorno e o risco (HARZER, 2015; SAVEGNAGO; SONCINO; OLIVEIRA, 2017). De forma bastante simplificada, o retorno é entendido como o total de ganhos ou prejuízos decorrentes do investimento ocorridos em um dado período, ou seja, ao estabelecer um marco temporal para a análise é levado em conta o valor do dinheiro no tempo como base de avaliação da rentabilidade do investimento (GITMAN; ZUTTER, 2017). Gitman e Zutter (2017) apresentam a seguinte formulação (Equação 1) para o cálculo do retorno:

$$K_t = \frac{P_t - P_{(t-1)} + C_t}{P_{(t-1)}} \quad (1)$$

Onde, K_t é a taxa de retorno real, esperada ou exigida durante o período t ; P_t é o preço (valor) do ativo no tempo t ; P_{t-1} é o preço (valor) do ativo no tempo $t-1$; C_t é o caixa (fluxo) recebido do investimento no período $(t-1)$ a t . O retorno (K_t) reflete o efeito combinado das variações em valor ($P_t - P_{t-1}$), assim como o fluxo de caixa (C_t), realizados no período. Assim, podemos compreender que o retorno de um investimento pode ser decomposto em duas parcelas aditivas: os dividendos mais o ganho de capital. Numa analogia do conceito com a atividade econômica de exploração de petróleo e gás natural, Amaral (2019) exemplifica que os fluxos de caixa decorrentes da comercialização da produção poderiam ser enquadrados como os dividendos, enquanto o ganho de capital seria resultante da valorização ou desvalorização do

ativo explorado, no caso o volume recuperável de hidrocarbonetos não extraídos, em virtude da evolução do preço do barril de petróleo no mercado internacional.

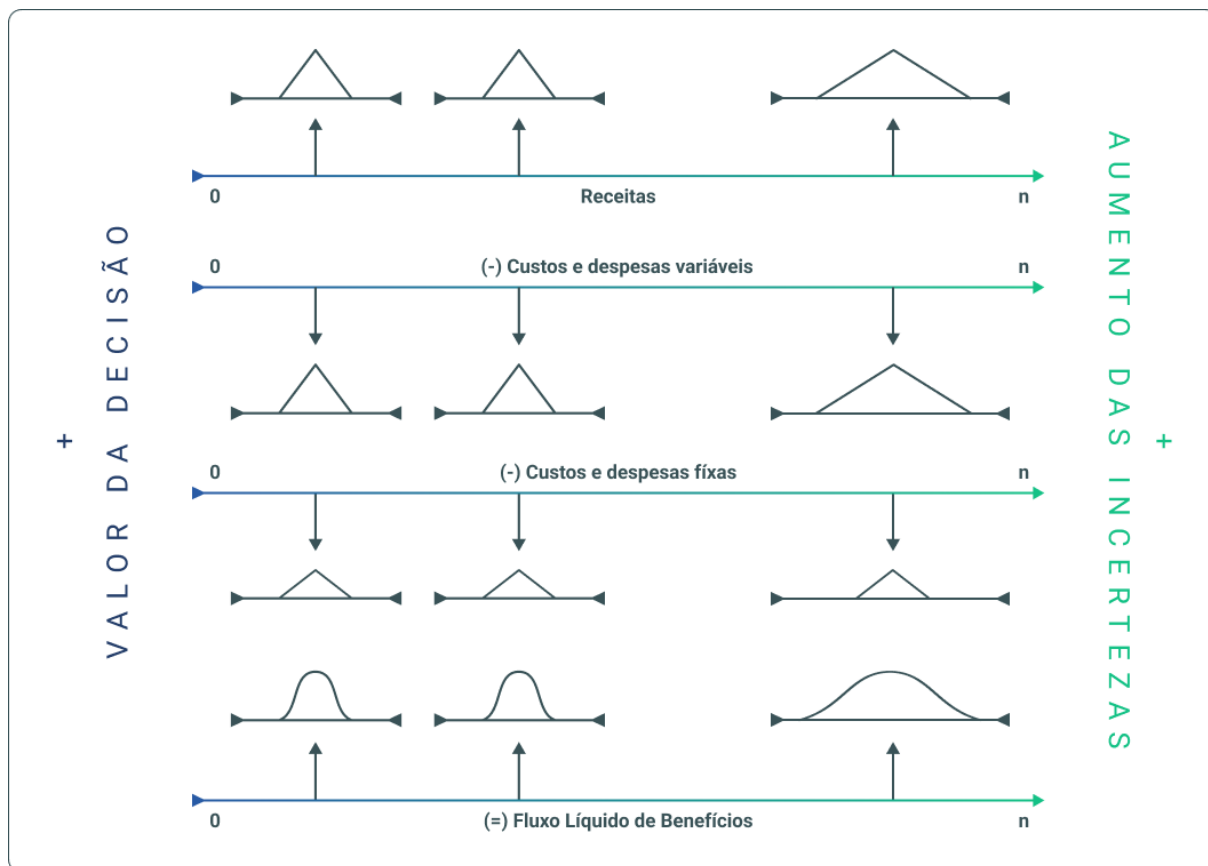
No entanto, apesar dos avanços da ciência com a descoberta de novas técnicas para estimar os níveis de rentabilidade, nenhuma decisão financeira é tomada em condições de total certeza quanto aos seus resultados, havendo diversas fontes de riscos e incertezas que podem comprometer os eventos futuros relacionados a uma opção de investimento (ASSAF NETO, 2018; HARZER, 2015; SAVEGNAGO; SONCINO; OLIVEIRA, 2017). Para Gitman e Zutter (2017), no âmbito das finanças, o risco representa a possibilidade associada à ocorrência de eventos adversos resultarem em uma variabilidade negativa (“perda financeira”) dos fluxos de benefícios esperados relativos a um dado ativo. Por outro lado, apesar de serem vistos apenas sob a perspectiva negativa, Damodaran (2009) argumenta que o risco sendo a probabilidade de ocorrência de um evento que resulte em uma variabilidade entre o retorno observado e o retorno esperado, existe a possibilidade de que este seja desfavorável, como também favorável. Sendo a probabilidade uma propriedade numérica que varia entre zero e um, se a chance de um evento desfavorável ocorrer for encontrada por $[P(x)]$, logo, sua relação inversa $[1 - P(x)]$ seria a probabilidade do evento favorável se manifestar (DAMODARAN, 2009). Contudo, Oliveira (2014) acrescenta que a exposição a maiores níveis de riscos possibilita obter lucros extraordinários, porém, isso exige dos investidores capacidade de planejamento para tomar decisões que possuam resultados futuros imprevisíveis.

Apesar de serem usualmente utilizados como sinônimos, faz-se necessário estabelecer uma distinção entre os termos risco e incerteza. A partir da conceituação apresentada para o risco, que tem como elemento chave a probabilidade objetiva de um evento, esse relaciona-se com eventos conhecidos que possuem alguma probabilidade de ocorrerem, tendo como base experiências anteriores ou estados futuros que possam ser quantificados em uma variável (MARTINS, 2001). Já a incerteza, envolve tudo aquilo que não pode ser mensurado, envolvendo situações atípicas, que não se repetem ou que não podem ter suas probabilidades determinadas (MARTINS, 2001). Assim, incerteza está associada com a desconfiança decorrente da falta de informações quanto às estimativas ou expectativas acerca dos eventos futuros, de forma que, quanto maior for o nível de informação do agente de decisão, em especial sobre as perdas que podem ser incorridas a partir da decisão, menor será o nível de risco a que se estará sujeito (PENROSE, 2006; SOUZA; CLEMENTE, 2012). A partir do momento que os elementos de incerteza são mensurados, esses passam a ser compreendidos como risco (HARZER, 2015).

Quando analisados os riscos envolvidos em um investimento, é possível compreendê-lo como sendo multidimensional quanto às suas origens (HARZER, 2015). O risco pode ser tanto sistemático quanto não sistemático (SECURATO, 1999). O risco sistemático (também conhecido como conjuntural, não-diversificável ou risco de mercado) se relaciona com as variações da conjuntura macroeconômica, política e social, e, neste contexto, afeta diretamente todos os ativos sujeitos a esta conjuntura, independentemente dos interesses ou da capacidade de ação dos investidores. Já o risco não sistemático (ou risco próprio, diversificável ou não sistemático) é decorrente das características intrínsecas do próprio investimento ou negócio. Sob uma perspectiva mais específica, Souza e Clemente (2012) classificam os riscos de um investimento em cinco tipos: a) financeiro, caracterizado tanto pela probabilidade de ser obtido uma maior rentabilidade ao investir em uma aplicação quase livre de risco (por exemplo, títulos públicos) do que investir o capital no negócio, como pela incapacidade de honrar as obrigações financeiras em decorrência da imprevisibilidade dos fluxos de caixa operacionais (GITMAN; ZUTTER, 2017); b) de não ser recuperado o capital investido, quando há a probabilidade de ser obtido um Valor Presente Líquido (VPL) menor que zero; c) operacional, relacionado com possibilidade da empresa não conseguir cobrir seus custos operacionais em função do nível da estrutura de custos em relação com o de receitas (GITMAN; ZUTTER, 2017); d) gestão, associado com o nível de conhecimento e competência dos investidores para a condução do projeto; e e) negócio, referente aos fatores externos não passíveis de controle pelos gestores e influenciam o ambiente de negócios interferindo na sobrevivência e prosperidade do mesmo.

As expectativas de retorno e percepções de riscos são integradas nas premissas, variáveis e valores que compõem as projeções futuras de um projeto de investimento, de modo que, a tomada de decisão ocorrerá a partir da interpretação que os investidores farão dessas informações (HARZER, 2015), no entanto, inúmeras são as dificuldades em identificar e medir o impacto das diversas fontes de risco que podem comprometer a viabilidade do projeto de investimento. Harzer (2015) ressalva que apesar de os riscos serem parcialmente minimizados em decorrência do montante de informações disponíveis, da confiabilidade das fontes que as geram e pelo modo como são usadas, quando ainda se está na fase de projeto, os riscos identificados para um investimento ainda possuem o caráter incerto, dado que apenas serão efetivamente conhecidos quando a decisão de investimento for concretizada. Além disso, quanto maior for o período de projeção dos fluxos de caixa de um investimento, maior será o nível de incerteza em função de estar se submetendo a uma maior probabilidade de eventos imprevistos, resultando no aumento da amplitude da variabilidade, demonstrado na Figura 1.

Figura 1. Incertezas em função do período do projeto de investimento



Fonte: Harzer (2015).

2.2 O processo de análise de projetos de investimento

O princípio que norteia a realização de um investimento é a geração de riqueza tanto para o investidor como para o próprio investimento (MARQUEZAN; BRONDANI, 2006; SVIECH; MANTOVAN, 2013). Todavia, ao considerarmos a existência de restrições orçamentárias decorrentes da escassez de recursos, é possível presumir que os investidores não possuem todas as condições necessárias para desenvolver todos os projetos do seu interesse, sendo necessário que esses adotem procedimentos que os orientem quanto a escolha das opções com a capacidade de satisfazer as necessidades em termos de retorno e dos potenciais riscos envolvidos (FRANCO; GALLI, 2007; HARZER, 2015). Assim, o processo de avaliação de projetos de investimento envolve a utilização de modelos e métodos que visem estabelecer parâmetros para a validação e classificação dos investimentos a partir do potencial de geração de valor relacionado com as perspectivas de risco que este está submetido (PEREZ; FAMÁ, 2004; SVIECH; MANTOVAN, 2013).

Os métodos mais utilizados na análise de investimento são a Metodologia Clássica, a Teoria das Opções Reais e a Metodologia Multi-Índice (NOGAS; SOUZA; SILVA, 2011). Esses modelos têm como características comuns a utilização do fluxo de caixa descontado como base de aplicação, além de terem, apesar de algumas particularidades, os mesmos níveis de critérios para a delimitação do retorno (NOGAS; SOUZA; SILVA, 2011; SOUZA et al., 2020). As principais diferenças estão relacionadas com o modo como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) será estimada, como se dará a verificação da sensibilidade e como os riscos serão estimados e avaliados (NOGAS; SOUZA; SILVA, 2011; SOUZA et al., 2020).

Para Perez e Famá (2004) embora esses métodos consistem em procedimentos quantitativos de avaliação, nenhum deles pode ser considerado o mais correto, inquestionável ou absolutamente exato, visto que, diversos fatores subjetivos estão envolvidos neste processo, como as premissas e hipóteses de comportamento dos investidores ou até mesmo as diferentes percepções que os analistas para o processo de avaliação. Assim, a depender das condições de avaliação e da qualidade das informações utilizadas, um determinado método pode se mostrar tecnicamente mais consistente do que outro no processo de avaliação de um projeto, logo, depende da particularidade de cada caso (PEREZ; FAMÁ, 2004). Para tanto, é necessário que antes de definir qual método será utilizado, seja realizado um diagnóstico da empresa avaliada (atentando para seus aspectos econômicos, financeiros, sociais jurídicos, fiscais, comerciais, tecnológicos e técnicos), da conjuntura macroeconômica, do setor econômico em que está inserida e do mercado consumidor (PEREZ; FAMÁ, 2004).

2.2.1 A Metodologia Clássica

A Metodologia Clássica foi desenvolvida ao longo do século XX com a finalidade de orientar de maneira racional, estruturada e objetiva as decisões de investimento a partir da utilização de um conjunto de parâmetros que possibilitaram a classificação e comparação, quanto à relação risco-retorno, entre as opções de investimentos disponíveis (WHITTINGTON, 2002). Os indicadores que compõem a análise de investimento nesta metodologia são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno e pelo Período de Recuperação do Investimento (*Payback*). A indicação de aceitabilidade do projeto é dada usualmente pela perspectiva do retorno (tendo como métrica o $VPL > 0$, a $TIR > TMA$ e o $Payback \geq tempo \text{ para recuperação do capital investido}$), uma vez que, os riscos que permeiam a decisão de investir são expressos por meio da utilização de um prêmio pelo risco (*spread*) incorporado a

uma taxa “de baixo risco”, para que então seja formada a taxa que desconta os fluxos de caixa futuros do projeto, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (HARZER, 2015; HARZER; SOUZA; DUCLÓS, 2013; JOHANN et al., 2014; SOUZA; CLEMENTE, 2021). No entanto, para melhorar a avaliação do risco e retorno, Souza e Clemente (2012) subdividem os indicadores da Metodologia Clássica em dois grupos: retorno, composto pelos indicadores que demonstram o ganho ou a criação de riqueza do projeto, o VPL e a TIR; e risco, contendo a TIR e *Payback* como medida da capacidade do projeto de não recuperar o investimento inicial ou não prover a rentabilidade mínima esperada pelos investidores.

2.2.1.1 Indicadores de Risco e Retorno

De modo a prover um entendimento mais detalhado, Fernandes (2013), Harzer, Souza, Duclós (2013) e Souza e Clemente (2012, 2021) apresentamos as seguintes descrições para os indicadores que compõem a Metodologia Clássica:

- a) Valor Presente Líquido (VPL):** é uma medida da capacidade do projeto em gerar fluxos de benefícios futuros ao longo do seu período de execução que recuperem o capital inicial aplicado e proporcione os mesmos níveis de rentabilidade caso o montante inicial tivesse sido aplicado em uma opção financeira indexada à TMA. Logo, a utilização do VPL como medida para geração de riqueza parte da premissa de que, ao longo do seu período de execução, o fluxo de caixa gerado seja reaplicado a essa taxa mínima. A expressão do VPL é dada pela concentração de todos dos fluxos líquidos de caixa (FC_t) gerados pelo projeto em um período inicial, que marca o início dos investimentos de capital necessários para executar o projeto, descontados mediante taxa mínima requerida de juros (TMA), menos o desembolso decorrente do investimento inicial (I). Este indicador é expresso pela Equação 2.

$$VPL = -I + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{(1 + TMA)^j} \quad (2)$$

Na Metodologia Clássica, a lógica para interpretação deste indicador parte da obtenção dos seguintes resultados: $VPL = 0$, o fluxo gerado pelo projeto apenas recupera o investimento inicial mais a rentabilidade mínima proporcionada pela TMA; $VPL \geq 0$, além de satisfazer as condições anteriores, o saldo positivo indica que o projeto está

agregando valor para aos investidores além das expectativas mínimas de rentabilidade; o $VPL < 0$, o investimento perderá o mesmo valor correspondente ao VPL. Portanto, a aceitabilidade de um projeto de investimento parte da obtenção de um VPL maior ou igual a zero, demonstrando que, além de ser obtido lucro como condição mínima para sua aprovação, é necessário haver geração de valor pelo projeto. Cabe observar que, considerando um fluxo de caixa convencional, à medida que aumentar as expectativas de retorno dos investidores, maior será a TMA, conseqüentemente menor será o valor do VPL e mais próxima estará a taxa de desconto da TIR.

$$VPL \geq 0 \rightarrow \text{indica que o projeto deve ser aprovado.}$$

b) Taxa Interna de Retorno (TIR): é convencionalmente utilizada como expressão, em termos percentuais, do limite máximo de rentabilidade que poderá ser obtido pelo projeto de investimento. Assim, a TIR é a taxa que iguala o valor presente do fluxo de caixa futuro do investimento a zero⁷ (Equação 3), isso porque, se quanto maior for a taxa de desconto (TMA) menor será o VPL, logo, se a TMA for igual a TIR ($TMA = TIR$), então não será gerado adicionalmente nenhum valor pelo projeto além da rentabilidade mínima esperada ($VPL = 0$). Para que esta interpretação seja válida, é necessário levar em consideração que todo o fluxo de caixa gerado pelo projeto seja reinvestido na própria Taxa Interna de Retorno (TIR). Disto surge uma das principais críticas da utilização da TIR como medida da rentabilidade, uma vez que, para Fernandes (2013) e Souza e Clemente (2012), as taxas de financiamento e de reinvestimento são estabelecidas pelo mercado considerando o risco de cada investimento, portanto, é mais factível que os recursos do projeto sejam reaplicados à TMA e não à TIR. Embora o VPL e a TIR forneçam a mesma conclusão, a TIR viabiliza comparar projetos com distintos períodos de execução ou de diferentes empresas, além de ser menos sensível à TMA do que o VPL (MARTIN, 1997).

⁷ A Taxa Interna de Retorno será determinada pelo cálculo das raízes da equação polinomial de grau n [$-FC_0 + FC_1 * (1 + TIR)^{-1} + FC_2 * (1 + TIR)^{-2} + \dots + FC_n * (1 + TIR)^{-n} = 0$], de modo que a $P(1 + TIR) = 0$ (HARZER, 2015). Para satisfazer a condição da $TIR > -1$ ou $(1 + TIR) \geq 0$, apenas são consideradas as raízes reais e positivas. Contudo, a quantidade de raízes reais e positivas não deverá ser maior que as mudanças de sinal dos valores do fluxo de caixa do projeto (Regra dos Sinais de Descartes), tendo em vista que poderá ser obtida mais de uma TIR real e positiva para o projeto (LAPPONI, 2007).

$$-I + \sum_{j=1}^n \frac{CF_j}{1 + TIR^j} = 0 \quad (3)$$

$TIR > TMA \rightarrow$ indica que o projeto *deve* ser aprovado.
 $TIR \leq TMA \rightarrow$ indica que o projeto *não deve* ser aprovado.

- c) **Payback:** consiste na estimativa do período em que o projeto consegue recuperar o montante de capital inicialmente investido mais a remuneração proporcionada pela taxa mínima de retorno requerida pelos investidores, tendo como parâmetro de comparação o período total de execução do projeto (n) ou um Tempo Máximo Tolerado (TMT) (ambos serão representados pela variável k), definido subjetivamente conforme às expectativas dos investidores. Conforme Lapponi (2007), para que essa definição seja verdadeira deve o cálculo do *Payback* se dar pelo método descontado, que se caracteriza pela descapitalização dos fluxos líquidos de caixa a valor presente a partir da utilização da taxa de desconto. Como critério de avaliação de projeto, o $Payback < k$ demonstra que o investimento e o custo de oportunidade são recuperados em um período menor que o tempo máximo de retorno estipulado, portanto é recomendado que o projeto seja aprovado. Cabe observar que a geração de valor adicional do projeto ocorre do período de *Payback* até o momento de encerramento do projeto, o que consequentemente implica no $VPL > 0$ e na $TIR > TMA$.

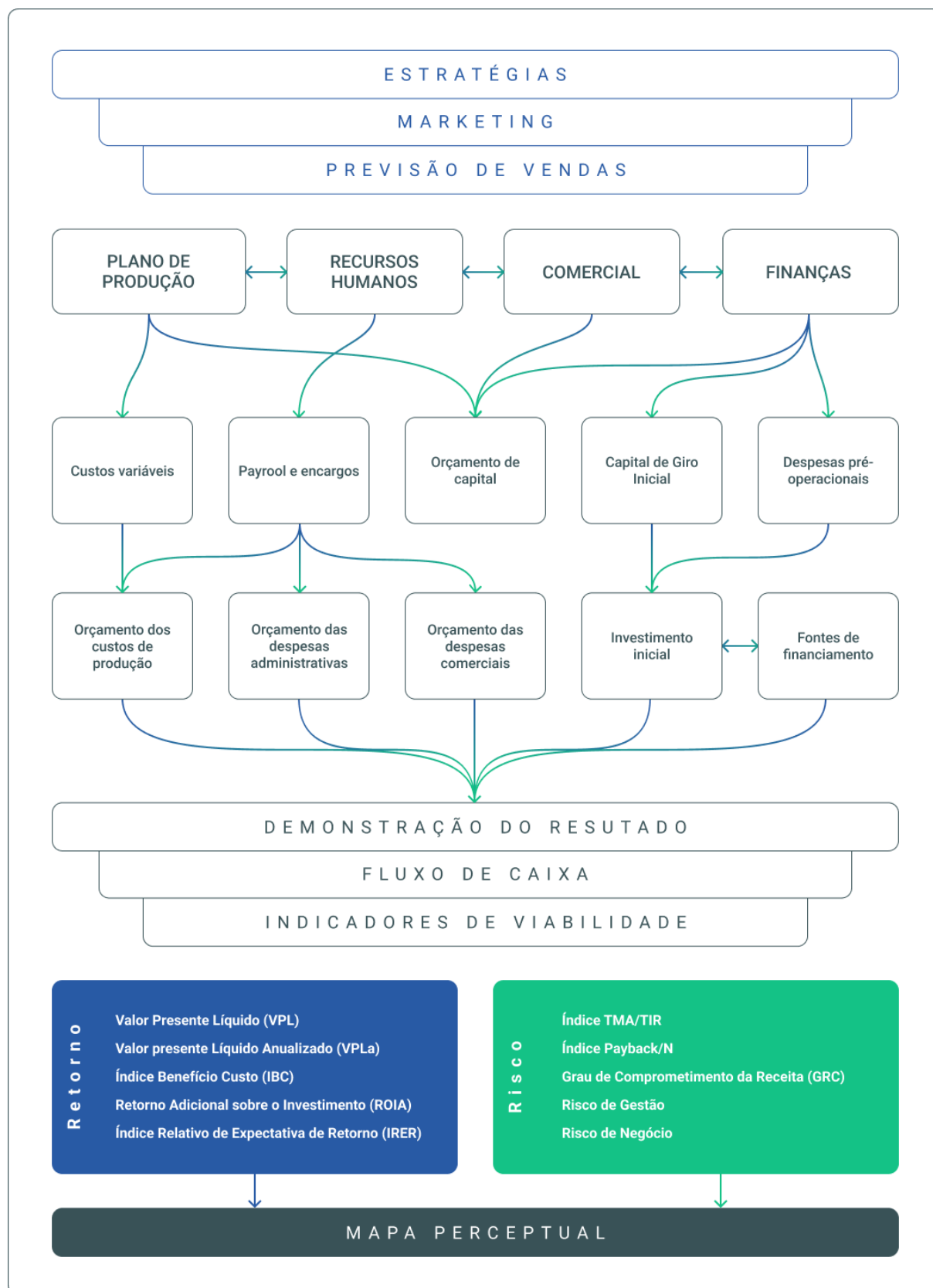
$Payback < k \rightarrow$ indica que o projeto *deve* ser aprovado.
 $Payback \geq k \rightarrow$ indica que o projeto *não deve* ser aprovado.

2.2.2 Metodologia Multi-Índice

A proposta de Souza e Clemente (2021) para a análise de projetos de investimento, denominada Metodologia Multi-Índice, busca subsidiar o processo decisório a partir da utilização combinada de indicadores de risco e retorno com a finalidade de obter uma visão abrangente das possibilidades de aceitabilidade de determinada opção de investimento. Ao posicionar a análise de investimentos como um importante elemento da estratégia empresarial, podendo inclusive elevar o patamar competitivo da empresa, os autores destacam que o uso conjunto dos indicadores possibilita ter acesso a informações com maior nível robustez e consistência em relação ao risco e retorno, aprofundando o processo de avaliação dessas dimensões, do que os utilizando de forma isolada. Os indicadores presentes na Metodologia Multi-Índice para avaliar o retorno dos fluxos de caixa futuros são o Valor Presente Líquido (VPL), Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa), Índice Benefício/Custo (IBC), Retorno sobre Investimento Adicionado (ROIA) e Índice Relativo de Expectativa de Retorno (IRER). A dimensão dos riscos que permeiam a decisão de investir são analisados pelo Índice TMA/TIR, Payback e Payback/N, Grau de Comprometimento da Receita (GRC), Risco de Gestão e Risco de Negócio.

O processo de utilização da Metodologia Multi-Índice tem como base a esquematização apresentada na Figura 2, em que, parte da definição das dimensões estratégicas, de marketing e de previsão de vendas para estimar as projeções de receitas, despesas fixas e variáveis que vão compor o cálculo do Fluxo de Caixa Projetado do período em análise, para que seja feita a avaliação pelos indicadores de viabilidade (SOUZA et al., 2020). Na Metodologia Multi-Índice, a segregação dos custos e despesas fixas e variáveis possibilita que os gestores possam avaliar as operações do investimento a partir do volume de atividades realizado e da estrutura de custos correspondente, sendo assim, um formato que ajuda no planejamento, controle e tomada de decisão (HARZER; SOUZA; DUCLÓS, 2013). Ao fim do processo, na avaliação conclusiva do projeto sob análise, os resultados obtidos para o risco são confrontados com o retorno em um Mapa Perceptual, na qual os indicadores serão classificados em uma escala de zero (baixo risco) a um (alto risco), possibilitando assim, demonstrar se as expectativas de retorno são compatíveis com os riscos percebidos (SOUZA; CLEMENTE, 2021). Para Souza e Clemente 2021, p. 108), “esse é um diferencial importante porque o Mapa Perceptual proporciona uma base abrangente de informação à qual são adicionados fatores subjetivos”.

Figura 2. Visão geral da Metodologia Multi-Índice



Fonte: Adaptado de Souza et al. (2020).

2.2.2.1 Indicadores de risco e retorno

Souza e Clemente (2021; 2012), Harzer (2015) e Johann et al. (2014) descrevem os seguintes indicadores de retorno para a Metodologia Multi-Índice:

- a) **Valor Presente Líquido (VPL):** assim como na Metodologia Clássica, a Metodologia Multi-Índice utiliza o indicador de VLP (Equação 4) para denotar a capacidade do projeto em gerar, ao longo do seu horizonte de execução, fluxos de caixa futuros (CF_j) que compensam o valor do investimento inicial e o custo de oportunidade decorrente da decisão de investir, expresso pela taxa de desconto TQRL (Taxa Quase Livre de Risco). Na Metodologia Multi-Índice, o $VPL > 0$ não indica que o projeto deve ser imediatamente aprovado - tendo em vista a necessidade de analisar as dimensões de risco, já que ao utilizar a TQRL como taxa de desconto não é incorporado no cálculo o prêmio pelo risco do projeto. Assim, o $VPL > 0$ sugere que o potencial do projeto e que sua análise deve prosseguir com a utilização de outros indicadores de retorno e risco.

$$VPL = -I + \sum_1^n \frac{CF_j}{(1 + TQRL)^j} \quad (4)$$

$VPL > 0 \rightarrow$ indica que o projeto deve continuar sendo analisado

- b) **Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa):** a interpretação dada ao VLP pode ser aplicada ao VPLa, de modo que, enquanto o primeiro concentra todos os valores do fluxo de caixa na data inicial do projeto, o VPLa fraciona este valor em uma série constante para demonstrar o valor produzido pelo projeto em sua equivalência por unidade de tempo de análise, por exemplo, em séries anualizadas ao invés de unidades temporais não usuais, como dez anos. O principal benefício da utilização deste indicador está na possibilidade de comparar projetos com horizontes distintos, ou seja, se duas opções de projetos apresentam o mesmo resultado para o VPL, porém possuem períodos (em anos) de execução distintos, a opção que tiver o menor período tenderá a ser escolhida, visto que, sob a perspectiva do retorno, apresentará ganhos anuais maiores.

$$VPLa = VPL * \frac{TQLR * (1 + TQLR)^n}{[(1 + TQLR)^n - 1]} \quad (5)$$

$VPLa > 0 \rightarrow$ indica que o projeto deve continuar sendo analisado

- c) **Índice Benefício/Custo (IBC):** mede a rentabilidade do projeto em relação à unidade de capital investido ao longo do seu período de execução, podendo ser representado como expressão monetária dos ganhos adicionais (por exemplo, o IBC de 1,55 indica que para cada R\$ 1 empregado no projeto, ao término do seu horizonte de execução seria obtido, em valores monetários atuais, um retorno estimado em R\$ 1,55) ou como fator $(1 + taxa)$ indicativo da rentabilidade real acumulada para o período total do projeto (assim, o IBC de 1,55 pode ser traduzido como uma taxa de retorno de 55% em determinado período). Considerando que o Índice IBC é calculado a partir do valor presente do fluxo de benefícios sobre o valor presente do fluxo de investimentos, o seu resultado considera que os valores dos fluxos de benefícios obtidos ao longo da vida útil do projeto foram reinvestidos na TQLR, assim, o valor deste indicador equivale a quantas vezes o resultado obtido pela decisão de investir é superior ou não a rentabilidade proporcionada pela TQLR para o mesmo período. Contudo, o Índice IBC não deve ser comparado diretamente com a TQLR, haja vista, que diferentemente da segunda, o primeiro representa os ganhos totais acumulados em todo o período.

Cabe observar que um projeto que obtenha um $VPL > 0$, necessariamente o resultado corresponde para o IBC será positivo e maior que um ($IBC > 1$), uma vez que o VPL já indica a obtenção de resultados futuros superiores ao que seria obtido por meio da TQLR. De forma prática, o Índice IBC pode ser aplicado em situações em que apenas o VPL e VPLa como medida de retorno não pode ser suficiente, uma que, a depender do montante financeiro investido, um VPL e VPLa maior não significa necessariamente uma maior rentabilidade.

$$IBC = \frac{\text{Valor Presente do Fluxo de Benefícios}}{\text{Valor Presente do Fluxo de Investimentos}} \quad (6)$$

$IBC > 1 \rightarrow$ indica que o projeto deve continuar sendo analisado

- d) Retorno sobre Investimento Adicionado (ROIA):** expressa, em termos percentuais, a estimativa da rentabilidade a ser obtida pelo projeto além do montante que seria ganho caso o capital inicial permanecesse aplicado em uma opção indexada à TQLR. Tendo em vista que o IBC indica o retorno acumulado durante todo o horizonte de execução do projeto, o ROIA é uma equivalente do IBC expressa no mesmo período da TQLR e da TIR, o que possibilita a comparação imediata entre essas taxas. Assim, posto que o valor obtido para o ROIA pressupõe a execução completa do projeto e que o capital disponível para investimento terá uma rentabilidade mínima baseada na TQLR, a decisão de investir ou não no projeto parte em ponderar ser compensatório assumir os riscos do investimento pelo retorno adicional apresentado.

$$ROIA = (\sqrt[n]{IBC} - 1) * 100 \quad (7)$$

ROIA > 0 → indica que o projeto consegue gerar uma rentabilidade adicional além daquela que seria proporcionada pela TQLR

- e) Índice Relativo de Expectativa de Retorno (IRER):** este é um indicador que visa estimar a proporção do ROIA em relação à TQLR, de modo a ser possível comparar diferentes projetos de investimento. À vista disso, um IRER > 0 indica que o projeto tem a capacidade de prover o retorno mínimo estipulado pela TQLR mais o adicional equivalente ao ROIA, por outro lado, caso o IRER ≤ 0 o projeto não tem o potencial de gerar um retorno superior ao capital inicial (observa-se aqui uma relação direta entre os indicadores IRER e TQLR).

$$IRER = ROIA/TQLR \quad (8)$$

IRER > 0 → indica a proporção em que o retorno adicional do projeto consegue superar os ganhos auferidos pela TQLR

De forma a posicionar o IRER na escala de risco da Metodologia Multi-Índice presente no Mapa Perceptual utiliza-se um ajuste polinomial que mapeie a relação $0 \leq IRER \leq 4$ para uma nova escala em que $0 \leq IRER \leq 1$, como na Equação 8. Souza e

Clemente (2021) ressalta que o número “4” pode ser alterado conforme as expectativas dos investidores para a rentabilidade do projeto.

$$IRER = -0,032 * \left(\frac{ROIA}{TQLR} + 1\right)^2 + 0,3845 * \frac{ROIA}{TQLR} - 0,0138 \quad (9)$$

Na sequência serão apresentados os cinco indicadores utilizados na Metodologia Multi-Índice para mensurar as diferentes dimensões de risco que podem influenciar em um projeto de investimento, com base em Souza e Clemente (2021; 2012), Harzer (2015) e (JOHANN et al., 2014). Os resultados dos indicadores são classificados conforme a seguinte escala da Metodologia Multi-Índice presente no Mapa Perceptual: baixo (0,00 – 0,20), baixo/médio (0,24 – 0,40), médio (0,44 – 0,60), médio/alto (0,64/0,80) e alto (0,84 – 1,00).

- f) Índice TQLR/TIR:** diferentemente do que é entendido na Metodologia Clássica sobre a Taxa Interna de Retorno (TIR), na Metodologia Multi-índice essa taxa é utilizada apenas como indicativo do limite máximo para o retorno do projeto, desde que os fluxos de caixas gerados no período sejam reinvestidos a uma taxa de mesmo percentual. Como essa operação é pouco factível, já que a TQLR é a melhor alternativa de aplicação dos recursos liberados pelo projeto, a Metodologia Multi-Índice emprega a TIR no Índice TQLR/TIR como *proxy* da $P(VPL \leq 0) \approx P(TQLR/TIR > 1)$ e como medida para o grau de risco financeiro, a partir da mensuração da proximidade entre essas duas variáveis. Assim, à medida que em que a diferença entre a TQLR e TIR for maior, menor será o risco de o projeto não recuperar o capital investido, de modo inverso, quanto maior for a proximidade entre as duas, maior será o risco envolvido.

$$\text{Índice } TQLR/TIR = \frac{TQLR}{TIR} \quad (10)$$

$TQLR/TIR \approx 0 \rightarrow$ indica um *baixo* nível de risco financeiro do projeto.
 $TQLR/TIR \approx 1 \rightarrow$ indica um *alto* nível de risco financeiro do projeto.

- g) Índice Payback/N (PB/N):** a associação do *Payback* com período de execução do projeto (N), presente no Índice PB/N, é utilizada pela Metodologia Multi-Índice como medida para representar o risco assumido pelo investidor de não se recuperar o capital

investido. Logo, os projetos tendem a ter um maior nível de risco quando este consegue recuperar o investimento inicial apenas em um momento muito próximo ao período final de execução do projeto, consequentemente, menor será o risco quanto mais rápido houver um retorno do investimento.

$$\text{Índice Payback}/N = \frac{\text{Payback}}{N} \quad (11)$$

PB/N $\approx$ 0 $\rightarrow$ indica um *baixo* nível de risco de não se recuperar o capital investido
 PB/N $\approx$ 1 $\rightarrow$ indica um *alto* nível de risco de não se recuperar o capital investido

h) Grau de Comprometimento da Receita (GRC): utilizado como fator para o risco operacional, caracteriza-se por medir o nível da receita total comprometida com os custos e despesas operacionais do projeto. A obtenção do GRC é resultado da divisão da receita de equilíbrio pela receita total. Na escala de risco da Metodologia Multi-Índice, quanto mais próximo de um estiver o GRC, maior será o risco envolvido.

$$GRC = \text{Receita de Equilíbrio} / \text{Receita Total} \quad (12)$$

A Receita de Equilíbrio é determinada pelo Ponto de Equilíbrio Operacional (PEO), que corresponde ao volume de receita mínimo necessário para cobrir todos os gastos decorrentes da operacionalização do projeto, não sendo auferido lucros a partir da atividade. A Receita de Equilíbrio obtida pela seguinte Equação 13:

$$RECEITA_{EQUILÍBRIO} = \frac{\text{Total dos Custos e Despesas Fixas}}{1 - \frac{\text{Total dos Custos e Despesas Variáveis}}{\text{Total da Receita Líquida}}} \quad (13)$$

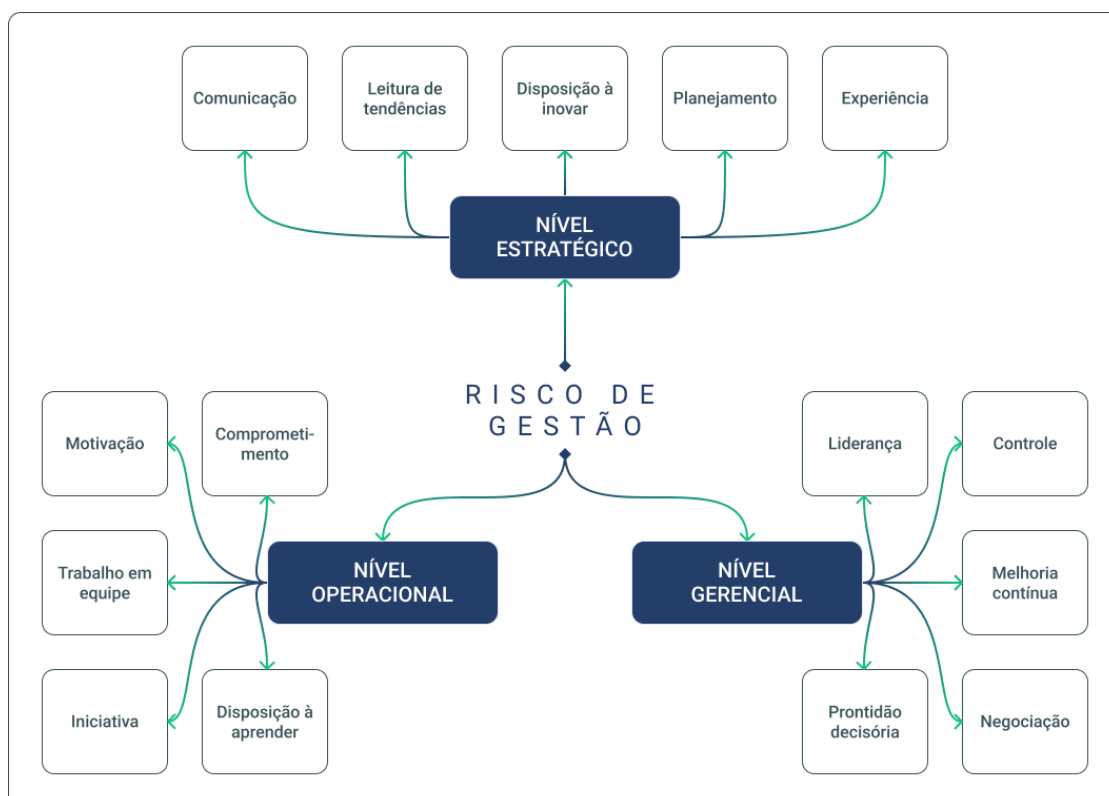
Sobre o PEO presente no cálculo do GRC, Harzer (2015) apresenta algumas observações que devem ser ponderadas para sua obtenção: primeiro, nos casos em que a receita do projeto seja decorrente da comercialização de mais de um bem, deve-se conhecer a representatividade de cada item em relação ao faturamento e ao total de quantidades vendidas; segundo, tendo em vista que os gastos operacionais e as receitas tendem sofrer variações ao longo do período de execução do projeto, isso resulta em diferentes pontos de equilíbrio ao longo do tempo, o que consequentemente leva a

resultados diferentes para o GRC; e terceiro, o PEO difere em relação ao Ponto de Equilíbrio do Projeto (PEP), que denota o nível de receita que resulta em um VPL = 0.

GRC $\approx 0 \rightarrow$ indica um *baixo* nível de risco operacional do projeto
 GRC $\approx 1 \rightarrow$ indica um *alto* nível de risco operacional do projeto

- i) **Risco de Gestão:** este indicador é utilizado como medida para os riscos decorrentes da atuação do grupo gestor na administração do empreendimento, considerando as suas experiências, capacidades e *know-how* para a operacionalização bem sucedida do projeto. O Risco de Gestão é estimado a partir da avaliação direta dos próprios gestores do projeto em relação a três níveis (estratégico, tático e operacional), contendo cada um deles cinco construtos, como apresentado na Figura 3.

Figura 3. Níveis e construtos compreendidos pelo Risco de Gestão



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Souza e Clemente (2021).

Para a obtenção do Risco de Gestão, é inicialmente realizado o cálculo do risco percebido em cada um dos níveis. Para isso, os gestores entrevistados respondem a um formulário contendo 75 proposições (cinco proposições para cada construto), cujas

respostas estão contidas em uma escala de zero (a afirmação é falsa) a um (a afirmação é verdadeira). A pontuação de cada construto é determinada pela média simples da pontuação obtida pelas suas proposições. O risco percebido de determinado nível será dado pela média ponderada dos três construtos de cada nível que obtiveram a menor pontuação (representado em ordem decrescente por C5, C4 e C3), conforme demonstrado na Equação 14.

$$RISCO\ PERCEBIDO_{NÍVEL\ X} = \frac{[(1 - C5) * 3 + (1 - C4) + (1 - C3) * 1]}{(3 + 2 + 1)} \quad (14)$$

Medido o risco percebido correspondente a cada nível, o cálculo do Risco de Gestão se dará por meio da média ponderada dos três valores, considerando os seguintes pesos conforme o nível: 3 (nível estratégico), 2 (nível gerencial) e 1 (nível operacional). Sobre a ponderação, Souza e Clemente (2021) ressaltam que esta é definida em função da capacidade que cada nível tem em impactar no projeto, de modo que os pesos podem ser redistribuídos ou alterados conforme as especificidades dos negócios que estão sendo avaliados. Aplicado no Mapa Perceptual, quanto mais próximo de um estiver o resultado do Risco de Gestão maior será o nível de risco em relação às competências das gestões para desenvolver o potencial do projeto.

Risco de Gestão $\approx 0 \rightarrow$ indica um *baixo* nível de risco de gerenciamento do projeto
 Risco de Gestão $\approx 1 \rightarrow$ indica um *alto* nível de risco de gerenciamento do projeto

- j) **Risco de Negócio:** se o Risco de Gestão é uma avaliação de como fatores internos afetam o projeto, o Risco de Negócio busca identificar justamente o oposto, como as variáveis e fatores conjunturais presentes no ambiente em que o empreendimento está inserido ou se relaciona podem impactar diretamente e indiretamente o desenvolvimento deste. Para Souza e Clemente (2012), uma característica importante deste risco é que os diferentes fatores que o compõem não podem ser controlados plenamente pelos seus gestores, como as barreiras de entrada e saída ou os fatores políticos-legais, de maneira que seu impacto no projeto pode ser imprevisível e a ação dos gestores está limitada a mitigá-los. O Risco de Negócio é estimado a partir da avaliação direta dos próprios encarregados pelo empreendimento em relação a três

esferas: conjuntura econômica (Análise PESTE), setor de atuação (Cinco Forças de Porter) e estratégias operacionais ao nível da firma (Matriz WT). Cada uma dessas esferas e seus construtos correspondentes são apresentados na Figura 4.

Figura 4. Níveis e construtos compreendidos pelo Risco de Negócio



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Souza e Clemente (2021).

Em um processo análogo ao Risco de Gestão, o cálculo do Risco de Negócio ocorre a partir da média ponderada do risco percebido de cada uma das esferas analisadas, levando em conta os seguintes pesos: 3 (conjuntura econômica), 2 (setor de atuação) e 1 (estratégias operacionais ao nível da firma). Para a obtenção do risco percebido de cada esfera, em primeiro lugar, os gestores entrevistados respondem a um formulário contendo 72 proposições (seis proposições para cada construto), cujas respostas estão contidas na mesma escala do indicador anterior, variando de zero (a afirmação é falsa) a um (a afirmação é verdadeira). A pontuação de cada constructo é feita por meio da média ponderada das três maiores percepções de risco (proposições que receberam maior nota, representado em ordem crescente por P1, P2, P3), conforme apresentado na Equação 15.

$$RISCO\ PERCEBIDO_{CONSTRUCTO\ X} = \frac{(P1 * 3) + (P2 * 2) + (P3 * 1)}{(3 + 2 + 1)} \quad (15)$$

Souza e Clemente (2021) estabelece que as proposições com percepções de risco menos acentuadas devem ser desconsideradas do cálculo do indicador por não representarem riscos significativos para o projeto e para evitar que sua compensação reduza a percepção de risco do construto, o que influencia no resultado do indicador. Na escala de risco da Metodologia Multi-Índice, quanto mais próximo de um estiver o seu valor maior será o nível de risco em relação às variáveis e fatores conjunturais externos que possam afetar o desenvolvimento do projeto.

Risco de Negócio $\approx 0 \rightarrow$ indica um *baixo* nível de risco externo do projeto
 Risco de Gestão $\approx 1 \rightarrow$ indica um *alto* nível de risco de externo do projeto

2.2.2.2 Aplicação da Simulação de Monte Carlo

De modo a tornar a avaliação de projetos de investimento mais robusta quanto a obtenção do risco, colaborando em uma decisão de investimento assertiva, é essencial que sejam adotados métodos que levem em conta a aleatoriedade das variáveis que integram o fluxo de caixa de um projeto de forma a estabelecer parâmetros para sua viabilidade (SOUZA; CLEMENTE, 2008; CORDON, 2017). Isso porque, existe um grau de incerteza sobre essas variáveis, tendo em vista que elas são estimadas com base nas percepções e expectativas dos investidores quanto aos eventos futuros do projeto (HARZER, 2015). Logo, ao invés de terem uma característica determinística (como considerada na Metodologia Clássica), como se fossem ocorrer conforme o previsto, os valores que representam essas variáveis no modelo do projeto passam a ser estocásticos (HARZER, 2015; LIMA, et al., 2015).

O método utilizado na Metodologia Multi-Índice para análise da incerteza é a Simulação de Monte Carlo (SOUZA; CLEMENTE, 2021). Esta é uma técnica de amostragem aleatória aplicada na simulação de diversos resultados ou cenários possíveis para um modelo a partir da utilização de números pseudoaleatórios (processo estocástico) para a variável aleatória de interesse, de maneira a obter a distribuição de probabilidade das frequências resultantes das simulações (CORDON, 2017; GUJARATI, 2002; JORION, 1998; CASTRO LOPES, 2018). Ou seja, definidas as variáveis, a modelagem dos cenários dar-se-á por meio da estipulação de

valores para cada uma delas, de modo que, quando já tiverem sido gerados cenários suficientes para uma estimativa precisa das incertezas contidas entre os dados de entrada e saída, é obtido um conjunto de dados que poderá ser analisado estatisticamente e possibilitar análises em termos de probabilidade (JACINTO, 2009; CORDON, 2017).

Tendo em vista que seria impossível conhecer com absoluta precisão o comportamento dos fluxos de caixa do projeto no futuro, a Simulação de Monte Carlo facilita significativamente esta avaliação ao possibilitar aferir os riscos em modelos de difícil observação na realidade (DELGADO, 2015; FREGA, 2009). A partir dos resultados obtidos quanto às distribuições de probabilidade para as variáveis do modelo é possível saber como o efeito combinado das incertezas dos dados de entrada podem implicar no desempenho ou na viabilidade do projeto, principalmente quando existe a possibilidade de o resultado do projeto ser negativo (CORREIA NETO, 2009; LIMA et al., 2017; CORDON, 2017). Portanto, esse é um instrumento que colabora na escolha de investimento, principalmente quando se trata de opções que possuem uma forte presença da incerteza nas projeções.

2.2.3 Diferenças entre a Metodologia Multi-índice e Metodologia Clássica

A distinção entre a Metodologia Multi-Índice e a Metodologia Clássica está na utilização de uma Mapa Perceptual para confrontar os riscos e retornos relacionados ao projeto em análise e em não incorporar um *spread* sobre a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) como prêmio pelo risco assumido, de modo que esta passa a equivaler Taxa Quase Livre de Risco (TQLR) e sempre será uma opção em relação ao investimento em análise (SOUZA et al., 2020). Para Souza e Clemente (2012), não investir no projeto também é uma alternativa disponível ao investidor. Assim, considerando que o capital disponível para investimento esteja inicialmente aplicado em opções de baixo risco indexadas a TMA, como em títulos públicos disponibilizados no mercado financeiro, na Metodologia Multi-Índice esta taxa representa o que o investidor deixaria de ganhar nesta aplicação quase livre de risco ao investir no projeto, ou seja, representa o custo de oportunidade incorrido em aceitar uma alternativa de investimento em detrimento de outra. Para Harzer (2015), como a Metodologia Multi-Índice utiliza a TMA evita que os riscos do projeto sejam duplamente considerados na análise, o que acarretaria numa avaliação inadequada dos investimentos.

Em relação à análise de retorno, ao passo que na Metodologia Clássica a aceitação de um projeto de investimento é estabelecida a partir de um Valor Presente Líquido (VPL) maior

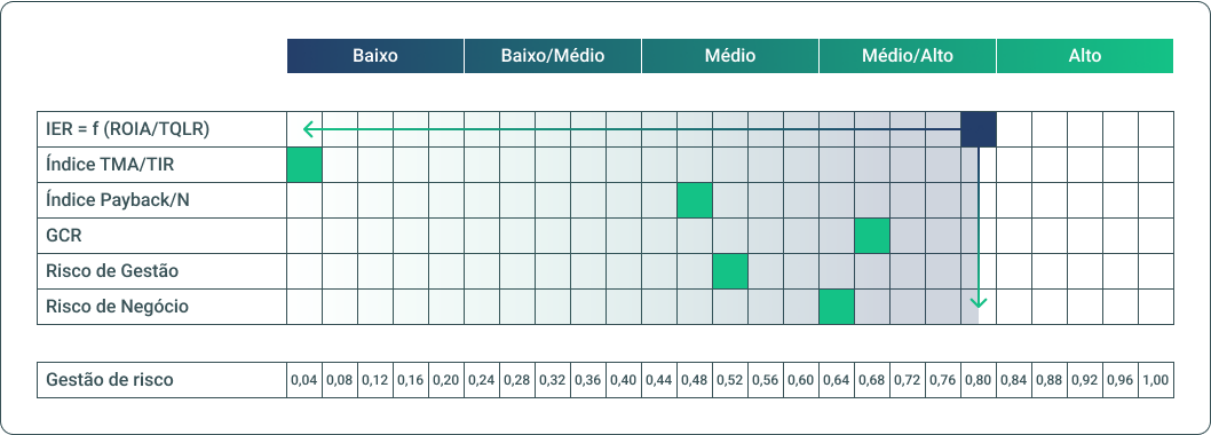
que zero, uma Taxa Interna de Retorno (TIR) maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e um *payback* menor que o período máximo definido para a recuperação do capital, na Metodologia Multi-Índice as condições para aceitabilidade partem de que a pré-condição de um $VPL \geq 0$ é um indicativo de que apenas se deve dar continuidade à análise do projeto, não sendo o valor do VPL unicamente suficiente para amparar decisão de investimento (SOUZA; CLEMENTE, 2012, 2021). Além disso, a expressão da rentabilidade esperada não é dada pela TIR, mas pelo indicador de Retorno sobre Investimento Adicionado (ROIA), que demonstra o percentual de riqueza adicional excedente à rentabilidade proporcionada pela aplicação indexada à TMA. Nesse caso, o adicional obtido deve ser comparado diretamente com o custo de oportunidade (representado pela TMA) e com os riscos adicionais decorrentes da opção de investir (HARZER, 2015). De forma complementar a análise de risco, a Metodologia Multi-Índice propõe o Índice TMA/TIR como *proxy* da probabilidade de que a rentabilidade proporcionada pela aplicação quase livre de risco seja superior ao retorno do investimento, logo a P ($VPL \leq 0$) (SOUZA et al., 2020; SOUZA; CLEMENTE, 2021).

A decisão de investimento (recomendando ou não o projeto) na Metodologia Multi-Índice parte da comparação entre as expectativas de ganho e os riscos percebidos utilizando de um Mapa Perceptual, onde as informações dos indicadores são sintetizadas em uma escala de zero a um, indicando, respectivamente, do “risco baixo” até o “risco alto” (SOUZA et al., 2020). Como pode ser observado na Figura 5, que apresenta um modelo de exemplificação do Mapa Perceptual, a recomendação favorável ao projeto parte de que as células referentes aos cinco indicadores de risco (representadas em vermelho) estejam posicionadas à esquerda da célula indicadora do nível de retorno (representada em verde) – dada pelo ajuste polinomial do IRR, demonstrando que os riscos percebidos podem ser suportados pelos investidores, uma vez que o retorno esperado compensaria esta exposição.

Ocorrendo o contrário, quando os indicadores de risco são posicionados após a marcação de retorno, indicaria a existência de um desequilíbrio entre essas dimensões, de forma que o projeto estaria exposto a riscos que poderiam afetar significativamente os resultados esperados para o investimento, levando ao comprometimento da sustentabilidade do negócio ao longo prazo. Porém, isto não significa um descarte automático do investimento em análise. A disposição dos resultados dos indicadores no Mapa Perceptual é um indicativo do nível das incertezas contidas nas informações de entrada do projeto (HARZER, 2015), assim, a recomendação de um projeto que demonstre maior exposição a risco (evidenciado por células

de risco posicionadas à direita da célula de retorno) deve ser fundamentada a partir de novas informações complementarem que orientem o processo decisório.

Figura 5. Modelo exemplificativo do Mapa Perceptual da Metodologia Multi-Índice



Fonte: Souza e Clemente (2021).

2.3 Da exploração à produção de petróleo

Inicialmente, as atividades da indústria do petróleo começam na fase de exploração, que envolve a identificação, caracterização e avaliação do potencial econômico de reservas de petróleo disponíveis em bacias terrestres ou marítimas, caracterizando, respectivamente, o que serão as operações *onshore* e *offshore*. Para determinar o volume de recursos que potencialmente podem ser extraídos são elaborados estudos que envolvem a execução de testes estratigráficos (utilizado no mapeamento de dados geológicos das camadas rochosas), topográficos, geológicos, geofísicos (levantamento sísmicos), geoquímicos, dentre outros, além da abertura de poços exploratórios com a finalidade de identificar as quantidades recuperáveis e comercializáveis do campo.

Do ponto de vista técnico, as reservas representam parte dos recursos disponíveis em um campo que podem ser recuperados comercialmente e apresentam condições para exploração a partir de projetos de desenvolvimento (SPE/WPC/AAPG, 2007). Nota-se que a definição de reserva estabelece uma relação entre comercialidade e economicidade. Para que um volume de recursos seja caracterizado como reserva é necessário haver uma avaliação demonstrando que os recursos são viáveis economicamente de serem produzidos, a partir da verificação de variáveis de produção de petróleo, preço de venda, investimento e custos operacionais. Já o fator comercialidade é definido pelo nível de incerteza técnica quanto às projeções dos volumes *in place*. No Brasil, este nível é dado pela ANP tendo como base a categorização da

SPE/WPC/AAPG (2007), que adota as classes de reserva ‘provadas’, ‘prováveis’ e ‘possíveis’. Além disso, as reservas são classificadas segundo a abordagem probabilística, que define a incerteza do volume da reserva através de uma distribuição de probabilidade. No Quadro 1 é apresentado a definição para cada classe de reserva, conforme regulamentação da ANP.

Quadro 1. Classificação das reservas de petróleo e gás natural

Reservas provadas	Quantidade de petróleo e gás natural que a análise de dados de geociência e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do Boletim Anual de Reservas, de reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo “razoável certeza” indica muita confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.
Reservas prováveis	Quantidade de petróleo e gás natural cuja recuperação é menos provável que a das reservas provadas, mas de maior certeza em relação à das reservas possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das reservas provadas e provável deverá ser de pelo menos 50%.
Reservas possíveis	Quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociência e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as reservas prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das reservas provadas, prováveis e possíveis deverá ser de pelo menos 10%.

Fonte: Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2019 (ANP, 2020).

Cabe observar que, diferentemente das empresas manufatureiras ou comerciais que contabilizam precisamente os ativos disponíveis em seus estoques, no setor petrolífero as projeções do volume de petróleo *in place* bem como a quantidade recuperável não são absolutamente exatas em decorrência das limitações associadas ao nível de confiabilidade dos estudos geológicos, geofísicos e de engenharia que envolvem esta atividade, apesar de haver um grande progresso tecnológico neste setor que possibilitou elevar o nível de precisão dos dados obtidos nesses estudos. (RODRIGUEZ-PADILLA, 2013; ETHERINGTON et al., 2015). Determinado campo dispõe de três tipos de fluidos – óleo, gás natural e água, e dependendo de fatores como a formação rochosa, temperatura, viscosidade dos fluidos, pressão e a própria formação do reservatório, tendem a afetar na forma como tais fluidos responderão a um programa de desenvolvimento e produção (SAITO; CASTRO, 2000). Portanto, apesar dos estudos exploratórios indicarem para uma significativa disponibilidade de recursos, os custos necessários para extração e os riscos envolvidos podem tornar tanto tecnicamente quanto economicamente inviável produzir em determinada área.

Por tais características, a maior parte dos investimentos realizados pelo setor estão justamente alocados na fase de exploração, de modo a possibilitar soluções que viabilizem a atividade, garantindo que haja a reposição das reservas para a continuidade do ciclo de produção (SENNA, 2011). Isso requer das empresas que atuam nesta fase, a disposição de elevada capacidade de investimento, de forma a assumir diversos custos (com a realização de levantamentos de dados, remuneração e despesa com técnicos, perfuração e equiparação dos poços exploratórios, dentre outros) associado a elevados níveis de riscos de não obter nenhum retorno (GALLUM; STEVENSON; NICHOLS, 2001). Portanto, todas as decisões que envolvam desde a aquisição de direitos de exploração até a efetiva recuperação dos recursos *in place* tem como base indícios e expectativas quanto a disponibilidade volumes de petróleo que possam ser registrados na contabilidade, os níveis de produção esperados e o retorno a ser proporcionado pelo investimento (RODRIGUEZ-PADILLA, 2013).

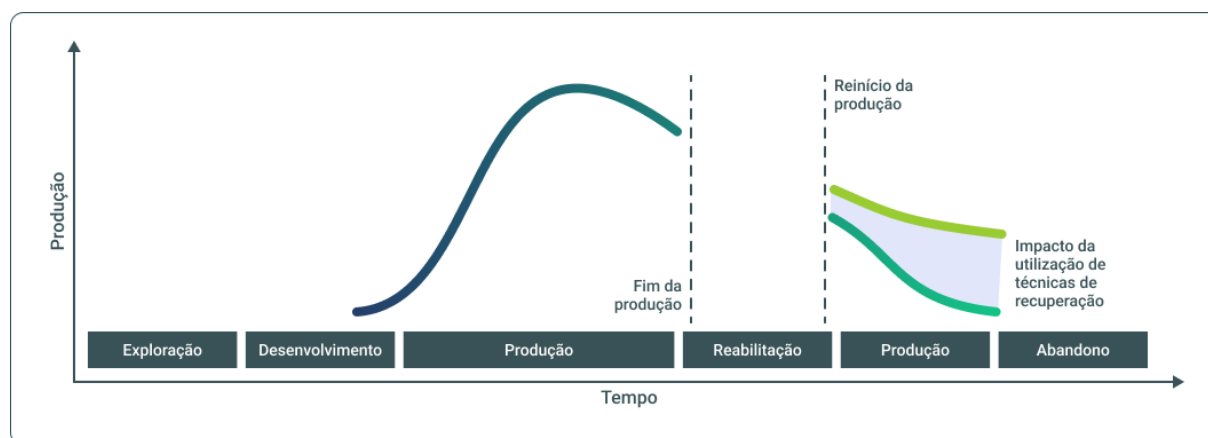
A partir dos resultados obtidos nessa fase, a empresa detentora dos direitos de concessão avaliará se pretende prosseguir com o desenvolvimento do campo, caso as reservas demonstrem ser potencialmente econômicas e a realização do empreendimento esteja alinhada com as estratégias de risco-retorno praticadas pela organização, ou se irá abandoná-lo, caso contrário (GABBAY, 2014; ZAMITH; SANTOS, 2007). Confirmada a viabilidade de exploração do campo é iniciada a fase de desenvolvimento, em que são incorridos custos para a preparação e aquisição da infraestrutura necessária ao acesso das reservas; a extração e estocagem dos recursos, por meio da completação do poço (conjunto de operações realizadas para garantir a produção de forma econômica e segura), instalação dos equipamentos de extração e os equipamentos de controle e separação (necessários para proceder com a separação da água e gás natural associado com o petróleo); e a instalação da infraestrutura para armazenamento e transporte do petróleo produzido às refinarias (NOVAES, 2009; THOMAS, 2004).

Após a definição das condições de exploração, instalação dos poços e demais arranjos do desenvolvimento, procede-se com a fase de operação com a efetiva extração dos recursos em escala comercial. Para isto, são utilizadas técnicas de recuperação primárias, secundárias ou terciárias, que envolvem o aproveitamento de alguma energia, originária do próprio reservatório ou introduzida artificialmente, para obter uma maior extração dos recursos disponíveis e garantir um fluxo contínuo de produção (SANTOS JR., 2006). O emprego de determinada técnica de recuperação está proporcionalmente relacionado com o patamar de produção que poderá ser incrementado de modo que justifique os custos e garantam o maior retorno financeiro ao projeto de desenvolvimento do campo (SOARES, 1997; NOVAES, 2010). Os custos são

incorridos desde o estágio exploratório até o de produção levando em consideração as reservas provadas, na qual se tem estimativas mais precisas quanto aos benefícios futuros a serem auferidos (GODOY, 2007). As incertezas nesta última fase podem levar a decisões de desenvolvimento de campos que, na prática, possuem volumes inferiores ao estimado inicialmente ou ao abandono de campos promissores, mas que apresentaram resultados de sondagens desfavoráveis (ZAMITH; MOUTINHO DOS SANTOS, 2005).

Os volumes de recursos produzidos ao longo do ciclo de vida do campo delimitam o perfil de produção, conforme esquematizado na Figura 7. No começo, o nível de produção se dá em crescimento acelerado até atingir um nível de estabilidade, seguido de um declínio até a exaustão completa dos volumes disponíveis, até a fase de abandono em que ocorrerá a desmobilização da infraestrutura e recuperação ambiental da área. A produção inicial ocorre por meio da recuperação primária, caracterizada pela utilização da energia (pressão) originalmente existente no próprio reservatório em decorrências dos fatores geológicos que levaram a sua formação (ZAMITH; MOUTINHO DOS SANTOS, 2005; MENDES et al., 2019). Sob estas condições, o fator de recuperação é reduzido em comparação às outras técnicas, ficando normalmente limitado entre 5% e 15% do volume disponível da reserva (MENDES et al., 2019).

Figura 6. Perfil de produção típico de um campo petrolífero

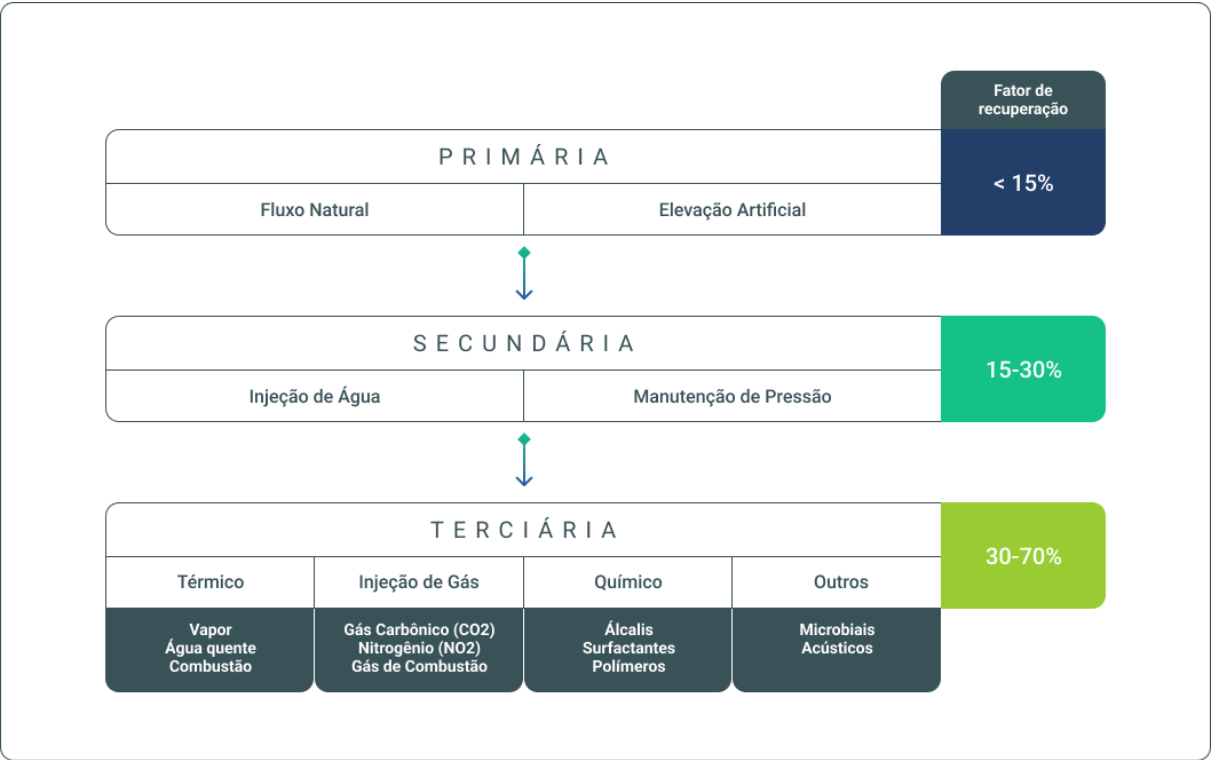


Fonte: (NOVAES, 2010).

Quando estabelecidas as condições de equilíbrio de pressão entre o reservatório e a superfície o nível de produtividade decresce significativamente ao longo do tempo, demandando a implementação de novos processos de recuperação que proporcionem a retomada dos níveis de produção (BATISTA, 2016). As técnicas de recuperação secundária (Figura 8) podem possibilitar a duplicação do fator de recuperação através da pressurização do

reservatório por meio da injeção de polímeros, solventes, vapor de água ou bombeio da própria água gerada durante a produção com a finalidade de estimular o deslocamento do petróleo dos seus depósitos dentro do reservatório (SANTOS JR., 2006; THOMAS, 2004; MENDES et al., 2019). De forma a obter retornos adicionais de produtividade além do proporcionado pelas técnicas anteriores, ainda podem ser adotados mecanismos de recuperação terciários que utilizam de agentes químicos, térmicos, miscíveis ou microbiológico para alterar as propriedades físico-químicas do petróleo ou da rocha (processo de acidificação), reduzindo a resistência do petróleo durante a extração (MENDES et al., 2019; THOMAS, 2004).

Figura 7. Técnicas de recuperação em campos de petróleo



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (MENDES et al., 2019).

Como demonstrado, a produtividade de um campo de petróleo tende a decrescer significativamente à medida que as condições que possibilitam a extração dos recursos disponíveis por meio das técnicas de recuperação primária são reduzidas com o avanço do tempo de exploração, passando assim, a ser caracterizado como campo maduro ou em estágio de maturidade. Apesar de serem empregados novos mecanismos para a produção do petróleo *in place*, não há uma garantia absoluta que será obtido um incremento significativo e duradouro no volume de produção, o que poderá comprometer a viabilidade econômica da produção do campo. Segundo Mendes et al. (2019), diversos casos reais demonstram o risco operacional

inerente a esta operação, visto que, enquanto alguns campos elevaram o nível de produção após ser implementado alguma técnica secundárias ou terciárias, outros obtiveram um crescimento inicial, mas retornaram ao patamar anterior logo em seguida.

Conceitualmente, campos maduros podem ser definidos como reservas de hidrocarbonetos que se encontram em estágio avançado de exploração, apresentando queda constante da produção e/ou cujo volume total extraído corresponda de 40% a 60% do total recuperável inicialmente previsto para o campo (SENNA, 2011; MAGALHÃES, 2006; CÂMARA, 2004). Contudo, na literatura não existe um consenso quanto às características que definem a maturidade de um campo, sendo utilizado outros fatores como: quantidade de petróleo já explorada superior à 70% das reservas iniciais (FAH et al., 1997); baixa vazão média associada com alta produção de água e areia (FABEL, el. Al., 1999); e volume tecnicamente recuperável inferior à 3 BBOE (Bilhões de barris de óleo equivalente) e tempo de operação superior a dez anos (SCHIOZER, 2002). Como podemos observar em todas as definições apresentadas, as variáveis relacionadas a tempo de produção e volume já exploração são normalmente utilizadas na caracterização dos campos maduros. Legalmente, a ANP (2018) normatiza a maturidade de campos de petróleo como aqueles que tenham histórico de produção efetiva maior ou igual a 25 anos, ou cuja produção acumulada corresponda no mínimo a 70% de previsão do volume de produção, considerando as reservas provadas.

As condições de maturidade se relacionam diretamente com a execução de contínuos investimentos, além dos gastos operacionais e administrativos, ao longo do ciclo de vida de um campo para a manutenção de sua atividade, de modo que, em função do nível de produção a receita gerada pode não ser suficiente para tornar o empreendimento viável, hipótese em que este seria economicamente marginal. Campos marginais ou ‘campos com acumulações marginais’ são utilizados pela ANP (Resolução nº 17/2015 ANP) para fazer referência às ‘áreas inativas’, que se caracterizam por ser “áreas descobertas de petróleo e/ou gás natural conhecidas onde, ou não houve produção, ou está foi interrompida por desinteresse econômico [...]”. A maioria dessas áreas foram exploradas economicamente pela Petrobras, que ao intensificar seu esforço exploratório em áreas marítimas, em função do potencial econômico, gradativamente reduziu sua atuação nas bacias terrestres, de modo que devolveu áreas à ANP que apresentavam pouca capacidade de retorno financeiro em decorrência do estágio de maturidade das reservas.

2.4 Campos marginais de petróleo

A caracterização de campos de petróleo como marginais é estabelecida quando esses apresentam fatores que limitam ou inviabilizam sua operação, de maneira que, do ponto de vista econômico, deixam de ser capazes de proporcionar a taxa de retorno desejada ou esperada, justificando a ausência de interesse do operador em permanecer com seu desenvolvimento (EGBOGAH, 2011). Os critérios específicos que definem campos marginais não apresentam consenso na literatura especializada sobre o tema nem entre os órgãos governamentais reguladores deste setor, geralmente sendo adotados diferentes fatores e parâmetros, como: longo período de abandono da exploração; baixa reserva recuperável, produtividade relativamente baixa, insuficiência de recuperação pelos métodos primários; ausência de infraestrutura de armazenamento, refino e distribuição próximas ao campo; custos de desenvolvimento proibitivos; regimes regulatórios e fiscais desfavoráveis; e restrições técnicas (ADAMU; AJIENKA; IKIENSIKIMAMA, 2013; ADENIYI; ONOLEMHEMHEN; ISEHUNWA, 2018; SPE, 2018). No Quadro 2, é apresentado as definições adotadas para campos marginais em alguns países, na qual, levam em consideração a disponibilidade de reservas recuperáveis, níveis de produção, fatores técnicos e econômicos.

Quadro 2. Perspectivas sobre campos marginais em diferentes países.

Países	Definições
Egito	Campos que possuam reservas recuperáveis estimadas em cerca de cinco milhões de barris de petróleo.
Reino Unido	Campos que possuam reservas recuperáveis estimadas em até vinte milhões de barris de óleo equivalente (BOE).
Estados Unidos	Campos cujos poços apresentem níveis de produção média inferior a dez barris por dia.
Nigéria	Campos que foram descobertos por grandes empresas petrolíferas internacionais, mas que foram abandonados há mais de 10 anos.
Índia	Campos que devido a fatores geológicos, geográficos, tecnológicos ou econômicos não produzem rendimento líquido suficiente que sejam compensatórios em determinado período.
Tailândia	Campos que possuam reservas recuperáveis estimadas entre quinze e vinte milhões de barris de óleo equivalente (BOE).
Brasil	Áreas inativas nas quais não houve produção de petróleo e/ou gás natural ou a produção foi interrompida por falta de interesse econômico.

Fonte: Traduzido e modificado de Adeogun (2015).

Complementando as definições anteriores, Ferreira (2009) apresenta algumas situações que geralmente estarão relacionadas com a condição de marginalidade dos campos, como:

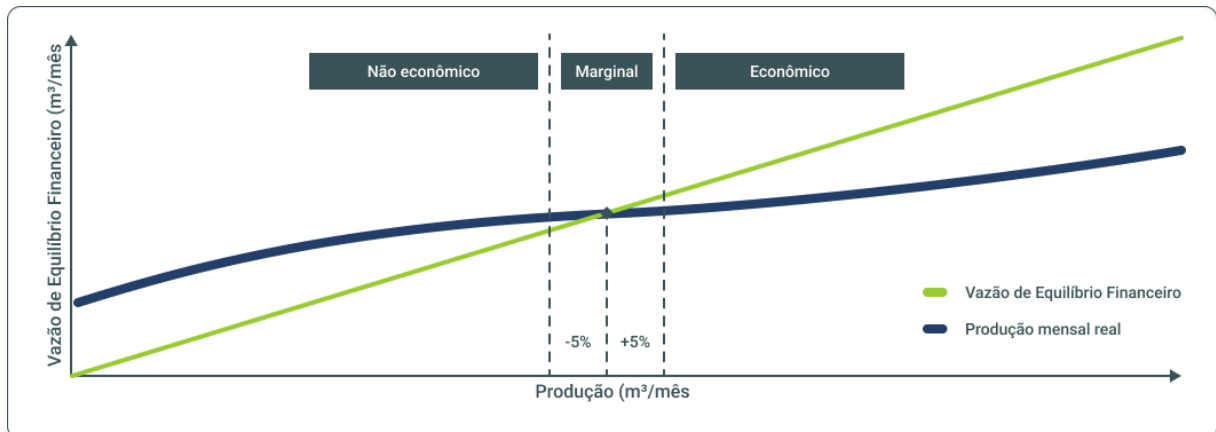
- a) Quando o concessionário opta por não investir em técnicas de recuperação secundária ou terciárias, preferindo abandonar o campo e desenvolver outros com melhor economicidade;
- b) A reversibilidade da maturidade dos campos não é possível em função das condições do reservatório ou das limitações das técnicas vigentes, de modo que a curva de produção permanece em declínio e o empreendimento em um dado momento passa a ser economicamente inviável;
- c) A escala de produção torna-se inferior aos níveis historicamente obtidos pelo campo ou em comparação com outras áreas de produção local ou da empresa exploradora;
- d) Quando a continuidade da exploração depende da implementação de novas técnicas ou processos de produção que são inviáveis economicamente e estrategicamente para a operadora;
- e) A existência de barreiras para a comercialização dos recursos extraídos;
- f) Quando o mercado se torna desfavorável, desencadeado pelas flutuações da cotação do barril de petróleo.

Por outro lado, Câmara (2004) propõe a conceituação desses tipos de campos a partir dos custos de produção do petróleo para a elaboração do indicador de Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF), que delimita a faixa de produção em que a operação é economicamente viável e capaz de proporcionar a rentabilidade esperada pela empresa, bem como a faixa em que a produção não é econômica. Cabe observar que, para este autor, a análise de marginalidade independe de qual empresa que opera o campo, sendo assim, desconsiderados no cálculo deste indicador as variáveis que se relacionem com o porte da operadora e que influenciam indiretamente na composição dos custos de produção. Portanto, a Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF), demonstrada na Equação 16, é mensurada utilizando dos seguintes parâmetros: número de poços, profundidade dos poços, vazão de óleo, vazão de água, vazão de gás, preço de venda do petróleo, custos fixos diretos, custos com intervenções, gastos de manutenção realizados entre o intervalo de tempo entre as intervenções e outros custos de menor valor que somados representam uma parcela significativa do total.

$$VEF = \left[\frac{(q_o + q_a) \cdot \left(C_f + \beta + \frac{\left(\frac{d_o \cdot q_o + d_a \cdot q_a}{q_o + q_a} \right) \cdot p \cdot \phi \cdot 2,724 \cdot 10^{-9}}{0,75} \right) + q_g \cdot \phi \cdot 7,358544 \cdot 10^{-5} + (\gamma \cdot n_p) + (\mu \cdot n_i) + (q_{iw} + c_{iw})}{\bar{P} \cdot \left[1 - \left(1 + \frac{CPMF}{100} \right) \cdot \left(\frac{PIS + Roy + COFINS + ICMS + PS}{100} \right) \right] - \left(1 + \frac{CPMF}{100} \right) \frac{PA}{q_o}} \right] \cdot \left(1 + \frac{T_r}{100} \right) \cdot \left(1 + \frac{OT}{100} \right) \quad (16)$$

Sendo, VEF = Vazão de Equilíbrio Financeiro ($m^3/mês$); q_o = vazão de óleo ($m^3/mês$); q_a = vazão de água ($m^3/mês$); q_{iw} = vazão de injeção ($m^3/mês$); C_f = custo fixo em função da recuperação final (US\$/ m^3); C_{iw} = custo de injeção (US\$/ m^3); β = valor pago pelo tratamento do óleo em função do BSW (US\$/ m^3); d_a = densidade da água (kg/m^3); d_o = densidade do óleo (kg/m^3); p = profundidade média do reservatório produtor (m); ϕ = valor pago pela tarifa de energia elétrica (US\$/MWh); $2,724 \times 10^{-9}$ = constante (MWh/m.kg); q_g = vazão mensal de gás ($m^3/mês$); $7,358544 \times 10^{-5}$ = constante (MWh/ m^3); γ = custo das intervenções de manutenção em poços produtores (US\$/ $mês/poço$); μ = custo das intervenções de manutenção em poços injetores (US\$/ $mês/poço$); n_p = quantidade de poços produtores do campo; n_i = quantidade de poços injetores do campo; T_r = taxa de rentabilidade das empresas petrolíferas (%); OT = valor referente à parcela outros (%); PA = valor pago pelo aluguel da área (US\$); $\bar{P}$ = média móvel de quatro meses do preço de venda do óleo para o campo em estudo, segundo a ANP (US\$/ m^3); $CPMF$ = Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira (%); PIS = Programa de Integração Social (%); $COFINS$ = Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (%); $ICMS$ = Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (%); Roy = *Royalties* (%); PS = pagamento ao superficiário (%); e OT = outros (%).

Figura 8. Vazão de Equilíbrio Financeiro em função da produção mensal real

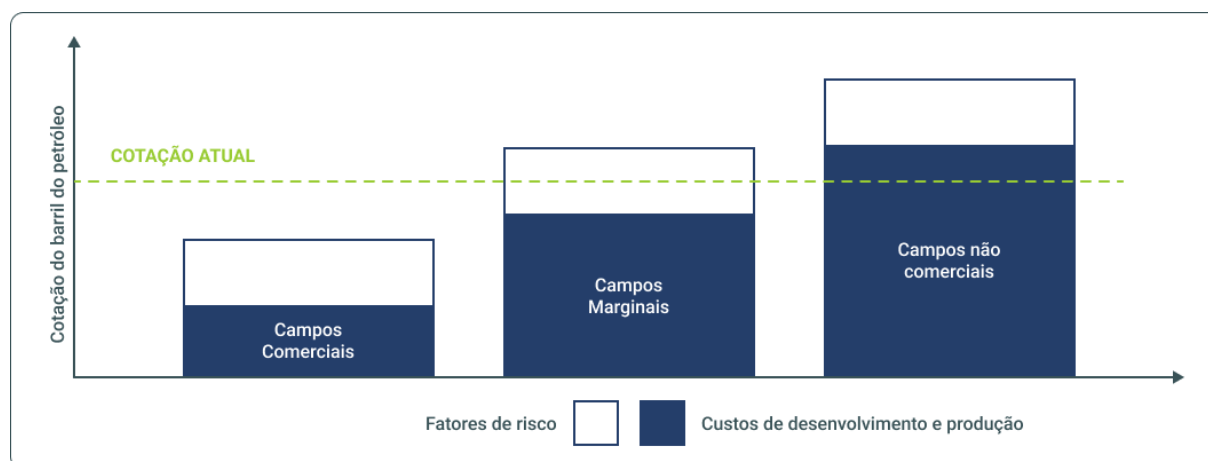


Fonte: Câmara (2004).

A partir do resultado da Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF), será possível delimitar as zonas de economicidade de operação do campo. A condição de marginalidade tem como referência o ponto de interseção entre a linha da VEF (obtida pela projeção de uma reta com origem em zero) e a curva de Produção Mensal Real (PRM), na qual, a partir desta igualdade será estabelecida uma margem de 5% acima e abaixo da VEF (sendo este percentual uma proposta de Câmara (2004), porém, o autor pondera que este valor deva ser determinado pela agência reguladora do setor de maneira a evitar variações na classificação dos campos a depender dos avaliadores). Como ilustrado na Figura 8, um campo será considerado marginal se o nível de produção real estiver no intervalo $VEF(-5\%) \geq PMR \leq VEF(+5\%)$, econômica se a $PMR > VEF(+5\%)$ e não econômica quando a $PMR < VEF(-5\%)$.

Divergindo em certos aspectos de Câmara (2004), Adamu, Ajienka e Ikiensikimama (2013) e Adeniyi, Onolemhemen e Isehunwa (2018) consideram que os campos marginais são aqueles que podem ser desenvolvidos a lucros marginais, estando assim, em uma zona intermediária entre os campos comerciais (lucrativos) e não comerciais (não lucrativos). No entanto, para esses autores, a comercialidade seria determinada, independentemente do volume de recursos disponíveis nas reservas, pelo porte da empresa operadora, ou seja, os campos marginais seriam capazes de produzir retornos aceitáveis sobre o investimento desde que operados por empresas de menor porte, que possuam custos de produção e despesas gerais menores. Além disso, como ilustrado na Figura 9, a robustez de sua viabilidade operacional depende das condições técnicas que parcialmente determinam os custos de desenvolvimento; das condições econômico-políticas que influenciam sobre o preço do petróleo, o sistema fiscal e regulatório do setor, além de outros fatores que compõe os riscos sistêmicos e não sistêmicos.

Figura 9. Classificação da comercialidade dos campos de petróleo



Fonte: Adamu; Ajienka e Ikiensikimama (2013).

3 ASPECTOS METODOLÓGICOS

A abordagem metodológica deste estudo é apresentada no Quadro 3, compreendendo os objetivos, delineamentos e procedimentos para solucionar o problema de pesquisa.

Quadro 3. Resumo metodológico da pesquisa.

Tema	Avaliação da viabilidade econômica de projetos de investimento.	
Problema	A Metodologia Multi-Índice, em confrontação com a Metodologia Clássica, possibilita uma melhor avaliação das expectativas de retorno e percepções dos riscos envolvidos em projetos de produção de petróleo e gás terrestre?	
Objetivo geral	Analisar as expectativas de retorno e as percepções de risco envolvidas na operação comercial de produtores independentes em campos terrestres de petróleo e gás, provendo novas percepções em relação à viabilidade econômico-financeira desses empreendimentos através da análise dos resultados obtidos com a aplicação da Metodologia Multi-Índice e a Metodologia Clássica.	
Objetivos específicos	- Empregar a Metodologia Multi-Índice e a Clássica na avaliação econômico-financeira dos projetos de investimento realizados em campos de petróleo; - Avaliar a sensibilidade dos projetos de investimento por meio da Simulação de Monte Carlo, considerando cenários pessimista, mais provável e otimista para cada projeto; - Confrontar os resultados obtidos pela Metodologia Multi-Índice e Clássica para as dimensões de risco e retorno dos projetos de investimento.	
Perspectiva epistemológica	Positivista	
Delineamento da pesquisa	Quanto à natureza	Aplicada
	Quanto aos objetivos	Descritiva
População e amostra	Não probabilística, por conveniência	Empresa independente de capital aberto que atua há mais de 20 anos na produção de petróleo e gás natural em campos marginais terrestres nos estados do Rio Grande do Norte e Bahia.
Procedimentos técnicos de coleta de dados	Dados primários	Entrevista estruturada por formulário proposto por Souza e Clemente (2021) para cálculo dos indicadores Risco de Gestão (Anexo 1) e Risco de Negócio (Anexo 2) da Metodologia Multi-Índice com o Diretor de Produção de uma empresa petrolífera <i>onshore</i> , na condição de especialista deste segmento.
	Dados secundários	Documental (Dados financeiros e projeto de investimento de produção dos campos adquiridos e operados pela empresa produtora, disponíveis no site institucional da empresa\0)
Procedimento de tratamento e análise de dados	Abordagem	Estudo de caso, utilizando como base aspectos operacionais e premissas definidas pela empresa em documentos públicos.
	Recorte temporal	Seccional (Transversal)
	Controle de variáveis	Sem controle e manipulação das variáveis; <i>ex-post-facto</i>
	Procedimentos de análise	Quantitativa

Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

3.1 Etapas de pesquisa

Partindo da estrutura do processo de avaliação econômico-financeira de projetos de investimento da Metodologia Multi-Índice (Figura 2), a execução desta pesquisa seguiu as seguintes etapas:

1. Na primeira etapa foi realizado o levantamento das empresas petrolíferas independentes que atuam comercialmente na operação *onshore*, visando contatá-las para cooperação nesta pesquisa. No entanto, com a negativa das empresas em colaborar formalmente com o projeto, devido ao uso e manipulação de informações internas (mesmo sob condição de anonimato), optou-se por desenvolver o estudo utilizando de dados públicos de uma empresa petrolífera nacional de capital aberto (*Companhia*).
2. Na segunda etapa, a partir das informações disponíveis no site institucional da empresa produtora, se buscou compreender os processos de operacionalização dos ativos, armazenamento, distribuição e comercialização da produção. A partir disso, foram levantados os dados referentes a investimentos, custos operacionais e despesas administrativas e comerciais necessários para a projeção dos fluxos de caixa dos projetos de investimento (a serem especificados na subseção 3.2).
3. Na terceira etapa procedemos com a realização de uma entrevista estruturada com o Diretor de Produção de uma empresa petrolífera *onshore* para a mensuração dos indicadores de Risco de Gestão e Risco de Negócio, utilizando os questionários propostos por Souza e Clemente (2021) (Anexo 1 e Anexo 2). Cabe destacar que esta é uma limitação da pesquisa, uma vez que, a entrevista não pôde ser realizada com um funcionário da empresa objeto de estudo devido a não aprovação dos questionários pelo setor de *compliance* da mesma.
4. Na quarta etapa, o fluxo de caixa dos projetos de investimento (Tabelas 3, 4, 6, 7, 9 e 10) foram analisados através do cálculo dos indicadores da Metodologia Clássica e Metodologia Multi-Índice, conforme os procedimentos descritos nas seções 2.2.1 e 2.2.2, respectivamente. Os resultados obtidos em ambas as metodologias foram confrontados, objetivando compreender as divergências e semelhanças quanto às expectativas de retorno e as percepções de risco envolvidas na produção de petróleo e gás terrestre. Além disso, complementando a análise realizada, modelagens probabilísticas foram executadas através da simulação de Monte Carlo para aferir a probabilidade de ocorrência de diferentes resultados em cada projeto.

3.2 Premissas gerais para *inputs* dos projetos

Os projetos de investimento idealizados neste estudo foram produzidos a partir de dados de produção, reservas, preço médio de venda, deduções e despesas (impostos, *royalties*, custos de abandono, operacionais e de capital) disponibilizados no “Relatório de Estimativas de Reservas e Receitas Futuras ao Interesse da [...] em Certas Propriedades de Óleo e Gás [...]” (a ser citado adiante apenas como *Relatório de Reservas*), de uma empresa nacional de capital aberto que atua na produção independente de petróleo e gás em campos maduros nas bacias terrestres dos estados da Bahia e Rio Grande do Norte. Esse documento, com data de referência de 31 de dezembro de 2021 e publicado em fevereiro de 2022, é informação pública disponível no site institucional de “Relacionamento com Investidores” da *Companhia*. Demais informações, como investimentos para aquisição de direitos de concessão e aspectos operacionais, necessários à construção do cenário de análise, foram obtidas em relatórios financeiros anuais, fatos relevantes e no Prospecto de oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinária, publicados no período de 2021 e 2022.

A utilização do *Relatório de Reservas* como fonte base dos dados desta pesquisa tem por finalidade possibilitar a confrontação entre o método empregado pelo setor petrolífero para estimar a capacidade de geração de valor dos ativos com a Metodologia Multi-Índice para aferir as expectativas de retorno e as percepções de risco. Contém no *Relatório de Reservas* a sistematização de projetos (estimativa de curva de produção e fluxo de caixa projetado) para diferentes polos de produção, conforme o desenvolvimento da exploração das disponibilidades de recursos nas reservas provadas, prováveis e possíveis. Para fins deste estudo, as premissas adotadas no *Relatório de Reservas* para determinar as variáveis necessárias na elaboração desses projetos serão aceitas como precisas, pois retratam critérios e particularidades praticadas pelo setor. Nas subseções a seguir serão definidos e caracterizados os *inputs* necessários para a construção dos projetos desta pesquisa.

3.2.1 Definição de *inputs* de investimento inicial

O investimento inicial corresponde aos valores desembolsados para aquisição dos direitos de produção de petróleo e gás, por um período de até 27 anos (com possibilidade de renovação pelo mesmo período), nos campos que compõem cada polo de produção, mediante assinatura de contratos de compra e venda da participação da Petrobras nos ativos. Incluindo a

transferência de toda a infraestrutura de poço e superfície já instaladas, uma vez que, todos os ativos considerados encontravam-se em operação quando adquiridos. Assim, presume-se que na data inicial não foram realizados investimentos direcionados a implementação de novas estruturas operacionais, sendo tais gastos previstos para serem executados ao longo do período de produção, conforme especificado em cada opção de projeto, na forma de custos de capital.

Este estudo de viabilidade é estruturado para dois polos de produção, denominados como *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*. O primeiro, engloba 32 campos situados na Bacia Potiguar (Rio Grande do Norte), o segundo possui 9 campos localizados na Bacia do Recôncavo (Bahia). Para aquisição dos direitos de produção do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo* foram desembolsados pela *Companhia* o montante de \$398 milhões e \$182 milhões, respectivamente. Para fins deste estudo, presume-se que (i) os dois polos serão adquiridos no mesmo período e (ii) que 50% do investimento será proveniente de capital próprio e 50% através de *Credit Agreement* para captação de recursos em dólares com instituições internacionais⁸, com taxa de juros de 6,946% a.a. (equivalente à média, em 2021, da LIBOR⁹ para 3 meses (0,161%) acrescida de sobretaxa fixa de 6,3% a.a.). O financiamento será pago, após uma carência do principal de 1 ano, em parcelas trimestrais durante quatro anos. Para o financiamento dos custos de capital e das obrigações operacionais, pressupomos que a empresa disponha de recursos suficientes em caixa para cumprir com essas obrigações, de modo que não será necessário a obtenção de novos financiamentos futuros.

3.2.2 Definição dos *inputs* de produção de petróleo e gás

Para cada polo serão construídas três opções de projetos de produção. O projeto inicial parte da manutenção da “Curva Básica” de produção, caracterizada pelos níveis decrescentes de produtividade, aspecto comum aos campos maduros e marginais devido à ausência de investimentos em técnicas secundárias ou terciárias de recuperação. As opções seguintes correspondem ao acréscimo de produção dos projetos em relação à opção anterior em decorrência da realização de gastos de capital para revitalização de poços inativos e perfuração de novos poços *workovers* para recuperação de novas reservas. Portanto, são obtidos volumes de produção acumulada superiores à Curva Básica, definida como “Curva Incremental”. Cada uma das opções de projetos a serem desenvolvidas são caracterizadas no Quadro 4.

⁸ O financiamento deste setor geralmente é realizado por bancos estrangeiros e com condições específicas.

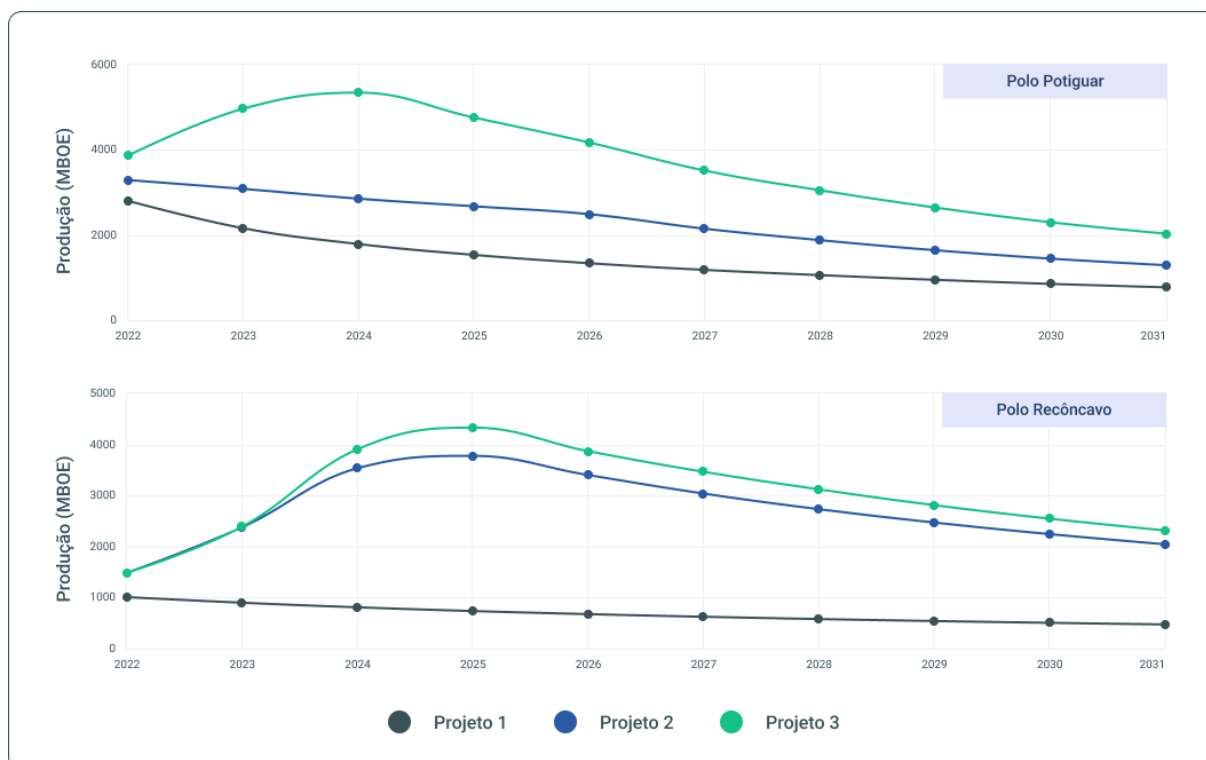
⁹ *London Interbank Offered Rate* (LIBOR) é utilizada como taxa de juros de referência globalmente aceita que indica os custos de empréstimos entre bancos no mercado interbancário internacional para operações financeiras.

Quadro 4. Definição e caracterização das opções de projetos de produção

Projetos	Descrição
Projeto 1	Corresponde ao volume de produção obtido nos polos a partir da operação de campos desenvolvidos que estão atualmente produzindo ou que são capazes de produzir e vender ao mercado de maneira imediata. A projeção da curva de produção é realizada à níveis decrescentes para os anos seguintes, caracterizando a ausência de técnicas secundárias e terciárias para aumento da capacidade produtiva nos campos maduros que compõem cada polo. Os volumes recuperáveis nesta opção são classificados, conforme definições do PMRS, como reservas provadas desenvolvidas em produção.
Projeto 2	Curva incremental sobre o Projeto 1, a partir da inclusão da produção obtida com a ativação de campos que possuíam, na data inicial, a completação concluída, mas que ainda não haviam começado a produzir; de poços que estavam fechados devido a condições de mercado ou conexões com gasodutos; ou estavam sem capacidade de produção por razões mecânicas; além de campos que possuíam poços com necessidade de trabalho adicional de completação ou futura re-completação antes do início da produção. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com gastos relativamente baixos em comparação com os custos de perfuração de novos poços. Os volumes recuperáveis nesta opção são resultado da soma das reservas provadas desenvolvidas em produção e das reservas provadas desenvolvidas a produzir.
Projeto 3	Curva incremental sobre o Projeto 2, obtida a partir da inclusão da produção em reservas ainda não desenvolvidas. Portanto, seriam necessários, por exemplo, a perfuração de novos poços em áreas não perfuradas com acumulações conhecidas; aprofundamento dos poços existentes para reservatórios diferentes (mas conhecidos); ou gastos relativamente altos (quando comparados ao custo de perfuração de um poço novo) para concluir novamente um poço existente ou implantar instalações de produção e transporte para projetos de recuperação primários ou melhorados. Assim, as quantidades serão recuperadas a partir de futuros investimentos significativos. Os volumes recuperáveis nesta opção são resultado da soma das reservas presentes na Opção 2, mais as reservas provadas não desenvolvidas. Nesta opção é totalizada a produção a ser obtida a partir da exploração das reservas provadas totais.

Na Figura 10 é apresentada a esquematização das curvas de produção correspondentes a execução de cada uma dessas opções de projeto, conforme cada polo produtor. Os valores estão expressos em milhares de barris de óleo equivalente (MBOE), medida utilizada para determinar as quantidades conjuntas produzidas de petróleo e gás. Para definir os volumes de produção, foram utilizadas as estimativas do *Relatório de Reservas* para o total de recursos que poderiam ser comercialmente recuperados com “certeza razoável” a partir da exploração das reservas provadas. Essas estimativas são obtidas por métodos determinísticos, análise de desempenho, análise volumétrica, dentre outras, para classificar, categorizar e estimar os recursos disponíveis conforme os princípios da engenharia de petróleo e avaliações estabelecidas e aprovadas pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE).

Figura 10. Curva de produção (em MBOE) por polo de produção de 2022 a 2031



Fonte: Elaborado pelo autor (2022).

Os dados de produção por tipo de produto, necessários para o cálculo da receita dos projetos, estão disponíveis nas Tabelas 3 a 8. Os volumes líquidos indicados incluem óleo cru e condensado expressos em milhares de barris (MBBL), Gás Natural Liquefeito (GNL) em milhares de barris (MBBL), Gás Natural em milhares de pés cúbicos (MMCF) em bases padrão de temperatura e pressão, e C5+ expresso em milhares de barris (MBBL). Os três últimos produtos são obtidos após o processamento do gás nas unidades de tratamento.

3.2.3 Definição dos *inputs* de preço médio de comercialização

A definição dos preços médios de comercialização do óleo, GNL, gás natural e C5+ tem como referência os dados de suporte à modelagem do *Relatório de Reservas*. Os valores do óleo são baseados nas médias anuais das cotações futuras do petróleo tipo Brent, em 31 de dezembro de 2021, para o período de 2022 a 2029 (nos períodos posteriores será utilizado a cotação de 2029). Para o *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo* são estabelecidos contratos de compra e venda com a Petrobras, de maneira que a *Companhia* “concorda em vender e a Petrobras em comprar” todo o volume de petróleo decorrente desses contratos. O preço do gás natural, GNL e C5+ são determinados em contratos que estão em vigor e com perspectiva de

serem renovados durante toda a vida útil das propriedades. Os preços utilizados nesta pesquisa, disponibilizados na Tabela 1, não refletem as especificidades e ajustes contratuais estabelecidos para a produção nos polos (decorrente de diferenciais de qualidade, conteúdo energético, taxas de processamento e transporte negociados, e diferenciais de mercado), de modo a ser possível padronizar o preço médio para todos os projetos.

Tabela 1. Estimativa dos preços médios de comercialização do petróleo e gás (*em Dólares*)

Período	Petróleo (\$/BBL)	GNL (\$/BBL)	Gás Natural (\$/MCF)	C5+ (\$/BBL)
31.12.2022	75,27	69,33	10,51	61,43
31.12.2023	70,43	66,47	10,61	57,52
31.12.2024	67,49	62,51	10,65	55,27
31.12.2025	65,58	60,41	10,66	53,80
31.12.2026	64,42	60,03	10,65	52,90
31.12.2027	63,70	59,36	10,66	52,33
31.12.2028	63,56	59,15	10,67	52,24
31.12.2029	63,61	59,01	10,67	52,30
31.12.2030	63,61	58,82	10,68	52,32
31.12.2031	63,61	58,70	10,68	52,33

Fonte: Elaborado pelo autor, a partir dos dados do *Relatório de Reservas da Companhia*.

3.2.4 Definições de *inputs* de custos e deduções

As deduções utilizadas para a elaboração dos Fluxos de Caixa Descontados, são baseadas em despesas reais registradas pela empresa produtora e englobam deduções sobre a receita, *royalties*, custos operacionais (OPEX), custos de capital (CAPEX), custos de abandono (ABEX), a depleção, amortização e depreciação, além do Imposto de Renda e da Contribuição Social. Os valores estimados não são escalados pela variação inflacionária. A composição desses grupos de deduções apresenta as seguintes características:

- As deduções sobre a receita bruta referem-se aos impostos e contribuições incidentes sobre o faturamento dos projetos, assim divididas: 1,65% correspondente ao PIS; 7,6% correspondente ao COFINS; 12% referente ao ICMS praticado no estado da Bahia (aplicável às receitas do *Polo Recôncavo I e II*) e 18% referente ao ICMS praticado no estado do Rio Grande do Norte (aplicável às receitas do *Polo Potiguar*).
- A taxa dos *royalties* (participação governamental paga ao Tesouro Nacional em face da receita realizada pela produção nos campos próprios) decorre de bases de produção e taxas negociadas nos contratos de concessão celebrados com a ANP, correspondendo

à alíquota média de 7,8%, mais 1% referente a participação dos proprietários de terra, aplicados sobre o faturamento bruto obtido com a produção comercial de cada projeto.

- Os custos operacionais (OPEX) integram gastos diretos com arrendamento, concessão e despesas gerais e administrativas (pessoal, serviços, consultorias e auditorias, materiais, aluguéis, eletricidade, custos com campos não operados, licenciamento ambiental e outros custos e despesas) necessárias para operacionalizar cada projeto de produção. Além disso, são incluídos os gastos (incluindo os impostos) com contratos de *midstream* para processamento e transporte da produção. Os custos operacionais correspondem ao total de óleo e gás produzidos no período, especificados para cada polo e projeto de produção conforme estimado no *Relatório de Reservas*.
- Os custos de abandono (ABEX) são o total de gastos obrigatórios a serem realizados pela empresa produtora para desativação dos poços, plataformas e instalações, além da recuperação ambiental das áreas exploradas após o encerramento das atividades de produção nos poços ou campos. Esses são custos aprovados pela ANP e programados com base no cronograma apresentado no *Relatório de Reservas* e expresso nos fluxos de caixa dos projetos. Os valores são líquidos de qualquer valor residual.
- Os custos de capital correspondem aos gastos diversos para a manutenção de poços, novos poços de desenvolvimento e equipamentos de produção, visando o aumento da produtividade ou das reservas recuperáveis, bem como a perfuração de novos poços em campos que tiveram sua comercialidade provada. Os valores utilizados, fornecidos no *Relatório de Reservas*, baseiam-se em autorizações de despesas e custos reais da atividade recente ou planos de desenvolvimento futuros e em conhecimento de operações similares realizadas pela *Companhia*.
- Depleção, amortização e depreciação caracterizam a diminuição parcelada do valor dos elementos dos ativos imobilizados e intangíveis das áreas de produção. Para fins deste estudo, serão incluídas no cálculo dessas deduções (i) os direitos de produção de óleo e gás, depletados com base no método das unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva provada total de cada polo de produção, (ii) os custos de capital, depreciado com base na vida útil estimada dos ativos pelo método linear, utilizando 10% como taxa anual de depreciação, e (iii) a amortização referente aos empréstimos para investimento inicial. Na Tabela 2 é contabilizado os valores dos juros, amortização, prestação e saldo devedor, através do Sistema de Amortização Constante (SAC), como definido no financiamento.

Tabela 2. Custo com amortização e juros das operações de financiamento

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	Período	Juros (M\$)	Amortização (M\$)	Prestação (M\$)	Saldo Devedor M\$)
Polo Potiguar	2021				199.000
	2022	13.823	0	13.823	199.000
	2023	13.823	49.750	63.573	149.250
	2024	10.367	49.750	60.117	99.500
	2025	6.911	49.750	56.661	49.750
	2026	3.456	49.750	53.206	0
Polo Recôncavo	2021				91.000
	2022	6.321	0.000	6.321	91.000
	2023	6.321	22.750	29.071	68.250
	2024	4.741	22.750	27.491	45.500
	2025	3.160	22.750	25.910	22.750
	2026	1.580	22.750	24.330	0.000

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

- As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) são calculados tomando-se por base o lucro tributável à alíquota de 25% (15% mais adicional de 10% sobre o lucro excedente a R\$ 240 mil) e 9%, respectivamente.

3.2.5 Definição do período de análise e taxa de desconto

Normalmente, o setor petrolífero analisa a capacidade econômica de seus investimentos em longo prazo, visto que, com a aquisição dos direitos de concessão a fase de produção pode durar até 27 anos a partir da declaração de comercialidade, com possibilidade de prorrogação por igual período. No entanto, dada a razoabilidade deste estudo, foi estabelecido o período de 10 anos (2022 a 2031) para análise da capacidade operacional dos projetos em gerar receita. Com relação às taxas de desconto utilizadas para determinar o retorno mínimo esperado para os projetos, estas foram definidas a partir dos princípios da Metodologia Multi-Índice e Clássica. Como referência para a TMA utilizamos o percentual de 10% a.a., adotado pela *Companhia no Relatório de Reservas* como taxa de retorno ajustada ao risco de investir nos projetos. Para a TQLR, que determina o nível mínimo de retorno esperado e caracteriza-se por ser uma opção alternativa de investimento de baixo risco, foi determinado a taxa de 1,52% a.a., que corresponde a remuneração dos títulos públicos do governo americano (*Treasury Notes*) com vencimento para 10 anos, negociados em 30 de dezembro de 2021. O rendimento dos títulos de 10 anos é geralmente utilizado no mercado financeiro internacional como taxa “livre de risco” ao avaliar os mercados ou a segurança de títulos individuais.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise de viabilidade do Projeto 1 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*

Tabela 3. Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 1 do *Polo Recôncavo*

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção total (MBOE)		1.008	899	810	736	676	625	580	541	506	474
Produção Óleo (MBBL)		260	236	218	203	190	178	167	157	149	140
Preço Médio (\$/BBL)		75	70	67	66	64	64	64	64	64	64
Receita Bruta		19.536	16.644	14.718	13.299	12.209	11.322	10.623	10.018	9.455	8.934
Produção GNL (MBBL)		248	219	196	177	161	148	137	127	118	110
Preço Médio (\$/BBL)		69	66	63	60	60	59	59	59	59	59
Receita Bruta		17.182	14.585	12.239	10.669	9.667	8.777	8.076	7.485	6.954	6.484
Produção Gás (MMCF)		3.807	3.371	3.008	2.713	2.474	2.271	2.097	1.949	1.816	1.697
Preço Médio (\$/MMCF)		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita Bruta		40.029	35.765	32.043	28.917	26.336	24.212	22.371	20.796	19.398	18.130
(1) Receita Bruta (M\$)		76.746	66.994	59.001	52.886	48.212	44.311	41.070	38.299	35.807	33.548
(-) Impostos sobre Receita		20.913	18.256	16.078	14.411	13.138	12.075	11.192	10.436	9.757	9.142
(2) Receita Líquida		55.833	48.738	42.923	38.474	35.074	32.236	29.878	27.863	26.050	24.406
(-) Royalties		4.913	4.289	3.777	3.386	3.087	2.837	2.629	2.452	2.292	2.148
(-) CAPEX		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) ABEX		0	0	0	0	0	0	24	21	19	17
(-) OPEX		24.202	22.246	20.620	19.298	18.224	17.315	16.532	15.863	15.267	14.729
(3) EBITDA		26.718	22.203	18.526	15.790	13.764	12.085	10.693	9.527	8.471	7.512
(-) Depleção e Depreciação		3.491	3.113	2.803	2.550	2.341	2.162	2.007	1.872	1.751	1.642
(4) Resultado Operacional		23.227	19.090	15.723	13.241	11.423	9.923	8.686	7.654	6.720	5.870
(-) Juros		6.321	6.321	4.741	3.160	1.580	0	0	0	0	0
(5) Resultado Antes dos Impostos		16.906	12.769	10.982	10.080	9.843	9.923	8.686	7.654	6.720	5.870
(-) IR/CSLL		5.748	4.341	3.734	3.427	3.347	3.374	2.953	2.603	2.285	1.996
(6) Resultado do Exercício		11.158	8.427	7.248	6.653	6.496	6.549	5.733	5.052	4.435	3.874
(+) Depleção e Depreciação		3.491	3.113	2.803	2.550	2.341	2.162	2.007	1.872	1.751	1.642
(-) Amortização		0	22.750	22.750	22.750	22.750	0	0	0	0	0
(-) Investimento	-182.000										
(7) Fluxo de Caixa	-182.000	14.649	-11.209	-12.699	-13.547	-13.913	8.711	7.740	6.924	6.186	5.516

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Tabela 4. Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 1 do *Polo Potiguar*

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção total (MBOE)		2.802	2.158	1.787	1.532	1.336	1.180	1.056	947	851	770
Produção Óleo (MBBL)		2.229	1.711	1.412	1.212	1.054	930	832	744	669	607
Preço Médio (\$/BBL)		75	70	67	66	64	64	64	64	64	64
Receita Bruta		167.787	120.511	95.271	79.463	67.907	59.219	52.867	47.338	42.572	38.611
Produção GNL (MBBL)		260	203	170	145	128	113	102	92	82	74
Preço Médio (\$/BBL)		69	66	63	60	60	59	59	59	59	59
Receita Bruta		18.036	13.474	10.641	8.776	7.666	6.737	6.022	5.410	4.836	4.341
Produção Gás (MMCF)		2.718	2.118	1.778	1.518	1.334	1.186	1.064	958	859	773
Preço Médio (\$/MMCF)		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita Bruta		28.575	22.469	18.946	16.176	14.204	12.638	11.344	10.222	9.173	8.256
Produção C5+ (MBBL)		41	32	27	23	20	18	16	14	13	12
Preço Médio (\$/BBL)		61	58	55	54	53	52	52	52	52	52
Receita Bruta		2.523	1.841	1.486	1.234	1.067	938	840	757	679	611
(1) Receita Bruta (M\$)		216.921	158.295	126.344	105.649	90.843	79.531	71.072	63.728	57.260	51.819
(-) Impostos sobre Receita		59.111	43.135	34.429	28.789	24.755	21.672	19.367	17.366	15.603	14.121
(2) Receita Líquida		157.810	115.159	91.915	76.860	66.089	57.859	51.705	46.362	41.657	37.699
(-) Royalties		13.887	10.134	8.089	6.764	5.816	5.092	4.550	4.080	3.666	3.317
(-) CAPEX		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) ABEX		0	147	147	147	147	581	434	434	478	1.041
(-) OPEX		41.596	38.045	34.928	33.284	32.032	31.051	30.289	29.194	28.173	27.516
(3) EBITDA		102.326	66.833	48.751	36.665	28.094	21.136	16.432	12.654	9.340	5.824
(-) Depleção e Depreciação		22.418	17.263	14.295	12.257	10.687	9.441	8.452	7.573	6.806	6.163
(4) Resultado Operacional		79.908	49.570	34.456	24.408	17.407	11.695	7.980	5.082	2.534	-338
(-) Juros		13.823	13.823	10.367	6.911	3.456	0	0	0	0	0
(5) Resultado Antes dos Impostos		66.086	35.747	24.089	17.497	13.951	11.695	7.980	5.082	2.534	-338
(-) IR/CSLL		22.469	12.154	8.190	5.949	4.743	3.976	2.713	1.728	862	0
(6) Resultado do Exercício		43.617	23.593	15.899	11.548	9.208	7.719	5.267	3.354	1.672	-338
(+) Depleção e Depreciação		22.418	17.263	14.295	12.257	10.687	9.441	8.452	7.573	6.806	6.163
(-) Amortização		0	49.750	49.750	49.750	49.750	0	0	0	0	0
(-) Investimento	-398.000										
(7) Fluxo de Caixa	-398.000	66.034	-8.893	-19.556	-25.945	-29.855	17.159	13.718	10.927	8.479	5.824

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

A primeira opção de execução dos projetos de exploração comercial do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo* caracteriza-se pela condição de produção ao nível da Curva Básica, ou seja, sem a previsão de que a *Companhia* realize investimentos ao longo do período em novas técnicas de recuperação ou perfuração de novos poços produtores para aumento da produtividade dos campos, demonstrado pela ausência de custos de capital nos fluxos de caixa dos projetos de cada polo produtor. Além disso, tendo em vista que esses são constituídos de campos em avançado estágio de maturidade produtiva, devido a exploração contínua da Petrobras por mais de 20 anos, a projeção apresentada anteriormente na Figura 10 evidencia a queda significativa da produção ao longo dos anos. Esta condição presente no Projeto 1 indica o comprometimento da capacidade comercial desses campos em proporcionarem a expectativa de retorno desejado ou esperado pela empresa operadora. Esta condição é confirmada quando analisamos os fluxos de caixa dos Projetos 1 de cada polo (Tabela 3 e Tabela 4) através dos indicadores de retorno e risco da Metodologia Multi-Índice e Metodologia Clássica. Os indicadores obtidos estão disponíveis na Tabela 5.

Tabela 5. Indicadores de viabilidade do Projeto 1 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*

Indicadores	Metodologia Multi-Índice		Metodologia Clássica	
	Polo Potiguar	Polo Recôncavo	Polo Potiguar	Polo Recôncavo
VP (M\$)	35.727	(3.036)	29.394	(6.510)
VPL (M\$)	(362.273)	(185.036)	(368.606)	(188.510)

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

4.1.1 Interpretação dos resultados da Metodologia Multi-Índice

Nas condições do Projeto 1, o *Polo Potiguar* demonstrou a capacidade de gerar fluxos de caixa suficientes para arcar com os custos e despesas operacionais, recuperar o custo de oportunidade caso os investidores tivessem optado por aplicar o investimento inicial em uma opção financeira remunerada à TQLR (1,52%) e ainda seria obtido um saldo positivo, em valores monetários iniciais, de aproximadamente \$35 milhões (VP). Por outro lado, o *Polo Recôncavo* apresentou no período de 10 anos um valor presente negativo dos seus fluxos de caixa, em cerca de -\$3 milhões. O impacto das amortizações do financiamento nos fluxos de caixa iniciais do projeto, onde se tinha um maior nível de receita bruta em comparação com os anos seguintes, foi um dos principais fatores que tiveram impacto sobre o saldo do valor presente. Quando descontado o investimento para aquisição dos direitos de produção do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*, o VPL obtido é de -\$362 milhões e -\$185 milhões,

respectivamente. Isso significa que, dentro do período de 10 anos, os projetos não são capazes de recuperar o investimento (\$398 milhões e \$182 milhões). Nesta situação, em que os resultados iniciais apontam para um $VPL < 0$, a mensuração dos demais indicadores torna-se desnecessária, dada a inviabilidade de retorno do investimento inicial.

4.1.2 Interpretação dos resultados da Metodologia Clássica

Os resultados obtidos pela Metodologia Clássica corroboram com o direcionamento da Metodologia Multi-Índice, ao indicar o Projeto 1 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo* apresenta um desempenho econômico insuficiente, durante os 10 anos analisados, para recuperar o investimento com a aquisição dos direitos de produção mais a rentabilidade mínima que seria proporcionada pela TMA (10% a.a). Como o resultado do VPL é inferior a zero, os projetos de investimento proporcionaram em uma perda monetária do mesmo valor correspondente, aproximadamente -\$368 milhões no *Polo Potiguar* e -\$188 milhões no *Polo Recôncavo*. Portanto, esse resultado indica que, se a *Companhia* pretende adquirir os campos, mas sem nenhuma intervenção que possibilite aumentar os níveis de produção, a decisão de investir em ambos os polos não seria recomendada.

4.2 Análise de viabilidade do Projeto 2 do Polo Potiguar e Polo Recôncavo

Tabela 6. Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 2 do Polo Recôncavo

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção total (MBOE)		1.487	2.380	3.534	3.776	3.399	3.037	2.731	2.470	2.243	2.044
Produção Óleo (MBBL)		450	708	915	957	863	778	706	643	588	540
Preço Médio (\$/BBL)		75	70	67	66	64	64	64	64	64	64
Receita Bruta		33.896	49.862	61.727	62.752	55.589	49.550	44.854	40.912	37.432	34.375
Produção GNL (MBBL)		343	553	864	930	837	746	669	603	546	496
Preço Médio (\$/BBL)		69	66	63	60	60	59	59	59	59	59
Receita Bruta		23.800	36.777	54.004	56.173	50.244	44.261	39.547	35.579	32.125	29.138
Produção Gás (MMCF)		5.274	8.500	13.272	14.285	12.858	11.455	10.271	9.263	8.390	7.626
Preço Médio (\$/MMCF)		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita Bruta		55.447	90.184	141.385	152.248	136.887	122.097	109.552	98.849	89.608	81.481
(1) Receita Bruta (M\$)		113.143	176.824	257.115	271.173	242.720	215.908	193.953	175.340	159.165	144.994
(-) Impostos sobre Receita		30.831	48.184	70.064	73.895	66.141	58.835	52.852	47.780	43.372	39.511
(2) Receita Líquida		82.311	128.639	187.051	197.279	176.579	157.073	141.101	127.560	115.792	105.483
(-) Royalties		7.243	11.320	16.461	17.361	15.539	13.822	12.417	11.225	10.190	9.283
(-) CAPEX		23.937	18.901	18.737	8.509	0	0	0	0	0	0
(-) ABEX		0	0	0	0	0	0	24	21	19	17
(-) OPEX		32.427	49.976	73.753	79.244	72.697	66.194	60.711	56.023	51.960	48.406
(3) EBITDA		18.704	48.442	78.101	92.165	88.343	77.057	67.949	60.291	53.624	47.778
(-) Depleção e Depreciação		7.543	12.523	18.393	20.079	18.777	17.523	16.464	15.559	14.773	14.085
(4) Resultado Operacional		11.161	35.919	59.708	72.087	69.566	59.534	51.485	44.732	38.850	33.693
(-) Juros		6.321	6.321	4.741	3.160	1.580	0	0	0	0	0
(5) Resultado Antes dos Impostos		4.840	29.598	54.967	68.926	67.986	59.534	51.485	44.732	38.850	33.693
(-) IR/CSLL		1.646	10.063	18.689	23.435	23.115	20.241	17.505	15.209	13.209	11.456
(6) Resultado do Exercício		3.195	19.535	36.278	45.491	44.871	39.292	33.980	29.523	25.641	22.237
(+) Depleção e Depreciação		7.543	12.523	18.393	20.079	18.777	17.523	16.464	15.559	14.773	14.085
(-) Amortização		0	22.750	22.750	22.750	22.750	0	0	0	0	0
(-) Investimento	-182.000										
(7) Fluxo de Caixa	-182.000	10.737	9.308	31.921	42.820	40.897	56.815	50.444	45.082	40.415	36.322

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Tabela 7. Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 2 do *Polo Potiguar*

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	0 2021	1 2022	2 2023	3 2024	4 2025	5 2026	6 2027	7 2028	8 2029	9 2030	10 2031
Produção total (MBOE)		3.290	3.083	2.853	2.674	2.488	2.147	1.879	1.641	1.444	1.289
Produção Óleo (MBBL)		2.608	2.330	2.120	1.969	1.817	1.572	1.377	1.201	1.056	946
Preço Médio (\$/BBL)		75	70	67	66	64	64	64	64	64	64
Receita Bruta		196.311	164.086	143.062	129.130	117.055	100.127	87.550	76.371	67.158	60.146
Produção GNL (MBBL)		310	342	333	320	304	261	227	200	176	156
Preço Médio (\$/BBL)		69	66	63	60	60	59	59	59	59	59
Receita Bruta		21.481	22.732	20.805	19.325	18.257	15.480	13.428	11.777	10.353	9.146
Produção Gás (MMCF)		3.237	3.573	3.477	3.342	3.177	2.724	2.372	2.085	1.839	1.628
Preço Médio (\$/MMCF)		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita Bruta		34.033	37.908	37.043	35.621	33.827	29.040	25.297	22.252	19.640	17.393
Produção C5+ (MBBL)		49	54	53	51	48	41	36	32	28	25
Preço Médio (\$/BBL)		61	58	55	54	53	52	52	52	52	52
Receita Bruta		3.005	3.106	2.905	2.717	2.540	2.155	1.873	1.648	1.454	1.287
(1) Receita Bruta (M\$)		254.830	227.833	203.815	186.794	171.679	146.802	128.147	112.048	98.605	87.973
(-) Impostos sobre Receita		69.441	62.084	55.539	50.901	46.783	40.004	34.920	30.533	26.870	23.973
(2) Receita Líquida		185.389	165.748	148.275	135.892	124.897	106.798	93.227	81.515	71.735	64.000
(-) Royalties		16.314	14.586	13.048	11.959	10.991	9.398	8.204	7.173	6.313	5.632
(-) CAPEX		32.428	5.828	5.887	4.699	2.086	0	0	0	0	0
(-) ABEX		0	195	195	195	250	684	489	489	533	1.041
(-) OPEX		45.362	48.185	47.809	47.805	47.387	44.965	42.757	39.994	37.587	36.053
(3) EBITDA		91.285	96.954	81.336	71.235	64.183	51.752	41.777	33.859	27.302	21.274
(-) Depleção e Depreciação		29.566	28.489	27.240	26.278	24.997	22.273	20.122	18.222	16.647	15.409
(4) Resultado Operacional		61.718	68.464	54.095	44.956	39.185	29.479	21.655	15.637	10.655	5.866
(-) Juros		13.823	13.823	10.367	6.911	3.456	0	0	0	0	0
(5) Resultado Antes dos Impostos		47.896	54.642	43.728	38.045	35.730	29.479	21.655	15.637	10.655	5.866
(-) IR/CSLL		16.285	18.578	14.868	12.935	12.148	10.023	7.363	5.316	3.623	1.994
(6) Resultado do Exercício		31.611	36.064	28.861	25.110	23.582	19.456	14.293	10.320	7.033	3.871
(+) Depleção e Depreciação		29.566	28.489	27.240	26.278	24.997	22.273	20.122	18.222	16.647	15.409
(-) Amortização		0	49.750	49.750	49.750	49.750	0	0	0	0	0
(-) Investimento	-398.000										
(7) Fluxo de Caixa	-398.000	61.178	14.803	6.351	1.638	-1.171	41.729	34.414	28.542	23.680	19.280

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Nesta segunda opção temos o aumento da produção dos polos em relação aos níveis inicialmente obtidos no Projeto 1, por meio da recuperação das reservas desenvolvidas que se encontravam desativadas, no momento das estimativas, devido às condições de mercado, falta de infraestrutura para escoamento da produção e conexão com gasodutos, problemas mecânicos ou que demandam trabalho adicional para finalização da completação ou futura completação antes do início da produção. Para o início ou reabilitação da produção dos recursos nesta condição seria necessário gastos relativamente baixos em comparação com os custos de perfuração de novos poços. Neste projeto, a produção acumulada de petróleo e gás no período totalizaram 22.789 milhões de BOE (incremento de 58%) no *Polo Potiguar* e 27.103 milhões de BOE (incremento de 295%) no *Polo Recôncavo*. O reflexo deste aumento substancial na produção reflete em uma melhora no nível de retorno a ser proporcionado pelos projetos de ambos os polos. Os indicadores obtidos estão disponíveis na Tabela 8.

Tabela 8. Indicadores de viabilidade do Projeto 2 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*

Indicadores		Metodologia Multi-Índice		Metodologia Clássica	
		Polo Potiguar	Polo Recôncavo	Polo Potiguar	Polo Recôncavo
Retorno	VP (M\$)	212.785	332.119	145.019	206.209
	VPL (M\$)	(185.215)	150.119	(252.981)	24.209
	VPLA (M\$)	-	16.295		
	IBC	-	1,82		
	ROIA (%)	-	6,20%		
	IRER	-	4,08		
	TIR (%)	-		-	12,46%
Risco	TQLR/TIR	-	0,12		
	GRC	-	0,43		
	Payback	-		-	7,40
	Payback/N	-	0,60		
	Risco de Gestão	-	0,60		
	Risco de Negócio	-	0,92		

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

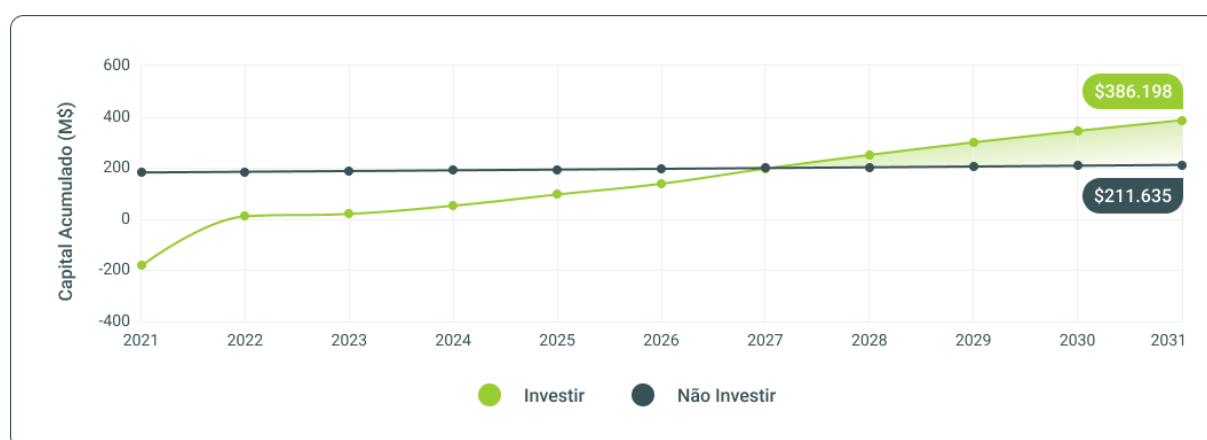
4.2.1 Interpretação dos resultados da Metodologia Multi-Índice

Em comparação com a opção anterior, em que ambos os polos eram inviáveis economicamente, na execução do segundo projeto apenas o *Polo Potiguar* ainda permanecerá nesta condição. Apesar do valor presente dos fluxos de caixa do Projeto 2 deste polo ser 495% maior do que o obtido no Projeto 1, quando descontado o valor dos investimentos que geraram os fluxos de benefícios, o resultado do VPL será de -\$185 milhões. Portanto, mesmo a

Companhia precisando aplicar cerca de \$50 milhões em custos de capital para proporcionar o aumento da produção, isto não seria suficiente para gerar a quantidade de receitas necessárias para arcar com todos os custos operacionais, proporcionar uma rentabilidade mínima de 1,52% a.a. e ainda cobrir o custo com a aquisição da concessão dos campos. Por outro lado, o *Polo Recôncavo* consegue se sobrepôr, passando a registrar um VPL positivo de \$150 milhões ao final do período ou ganhos anuais de \$16 milhões (VPLA). Este valor corresponde a um retorno estimado de \$1,82 (IBC) para cada \$1 investido pela *Companhia* no Projeto 2.

Em termos percentuais, o IBC também pode ser utilizado para indicar que o Projeto 2 do *Polo Recôncavo* possui uma taxa de retorno de 182% em 10 anos. Este ganho de capital é retratado na Figura 11, onde é possível comparar a remuneração do investimento a partir das hipóteses de empreender ou não empreender no projeto. Assim, se o capital inicial (\$182 milhões) fosse remunerado à TQLR, seria obtido ao final do último ano o montante de \$211 milhões, por outro lado, a decisão de empreender propicia a soma de \$386 milhões (1,82 vezes o resultado da TQLR). A expressão anualizada da rentabilidade do IBC é dada pelo indicador ROIA, cujo valor de 6,20% a.a. demonstra a capacidade do Projeto 2 do *Polo Recôncavo* em produzir ganhos percentuais acima daqueles que poderiam ser auferidos caso o capital inicial permanecesse aplicado nos títulos públicos do governo americano indexados à TQLR (1,52% a.a.). Assim, além do retorno mínimo expresso pela TQLR, o projeto conseguiria produzir, proporcionalmente, um retorno adicional ao ano equivalente a 4 vezes a rentabilidade da proporcionada pela própria TQLR.

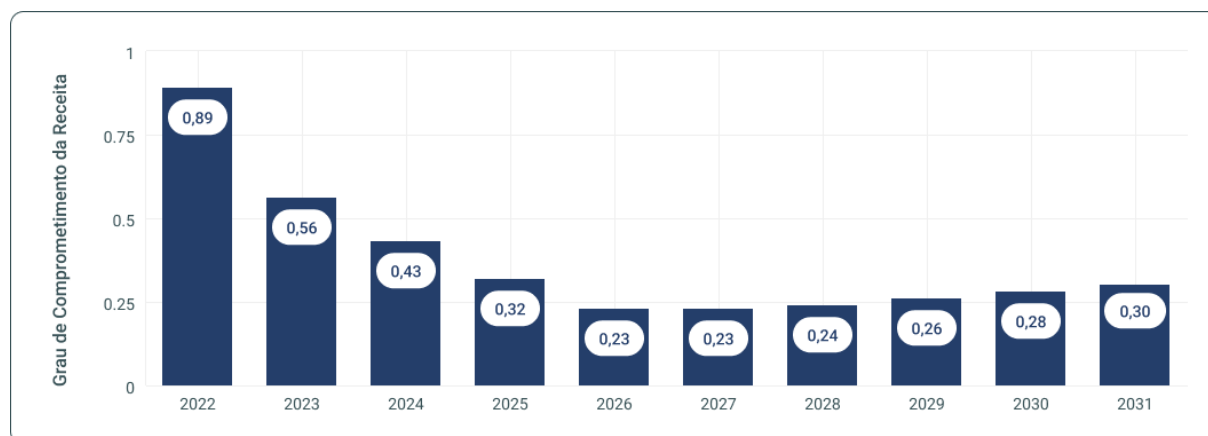
Figura 11. Acumulação do capital nas hipóteses de empreender versus não empreender no Projeto 2 do *Polo Recôncavo*



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Com relação às percepções de risco, o Projeto 2 do *Polo Recôncavo* apresenta um grau “médio” de risco, conforme classificação da Escala de Risco da Metodologia Multi-Índice, de o investimento inicial não ser recuperado, visto que o *Payback* apenas será alcançado no sexto ano (2026). Além disso, o valor do Índice TQLR/TIR (0,12) aponta para a existência de um “baixo” nível de risco financeiro, uma vez que a probabilidade de a *Companhia* não conseguir nem o capital inicial investido seria menor do 5% ($P(VPL \leq 0) \leq 0,05$). Assim, seria necessário que a TQLR passasse a ser 12.46% a.a. para que o mercado financeiro proporcionasse o mesmo nível de retorno que o Projeto 2. Quanto ao grau de comprometimento da receita com custos e despesas operacionais do projeto, é possível visualizar da Figura 12 o valor do Índice GRC obtido para cada ano. Para Souza e Clemente (2021), os dois primeiros anos de atividade de um projeto costumam ser atípicos (por exemplo, curva de aprendizagem ou estabelecimento das estratégias de mercado) e que o valor obtido para o Índice GRC do terceiro ano e suas tendências é que devem ser consideradas na análise. É possível observar na Figura 12 que, no terceiro ano, para cada \$1 faturado no *Polo Recôncavo*, cerca de \$0,43 estão comprometidos com o pagamento dos gastos operacionais do projeto.

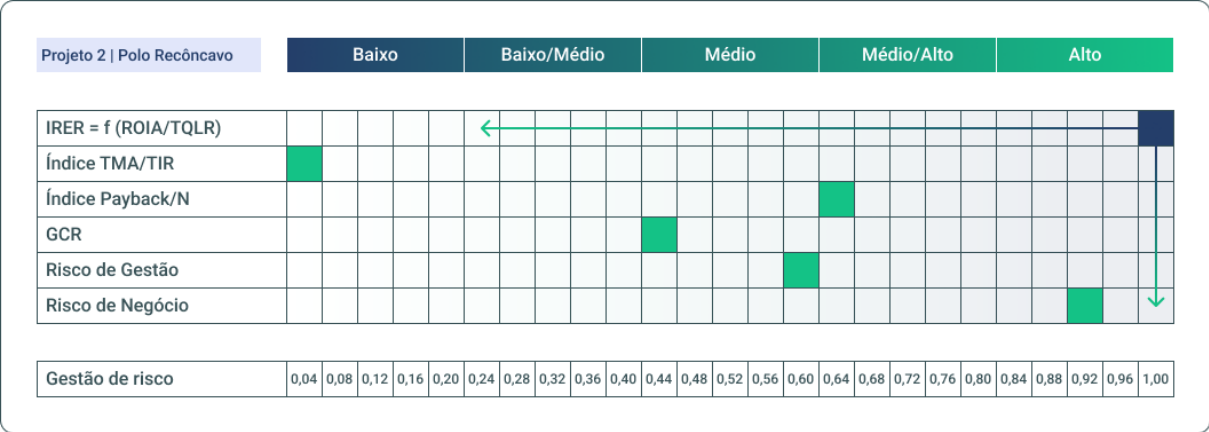
Figura 12. Índice GRC do projeto do Projeto 2 do *Polo Recôncavo*



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Os indicadores de risco e retorno do Projeto 2 do *Polo Recôncavo* são confrontados via Mapa Perceptual, disponível na Figura 13. É possível constatar que o nível de retorno proporcionado pelo projeto (indicado pelo IRER) é superior aos riscos percebidos na decisão de investir, fato que aponta para a recomendação da execução deste projeto pela *Companhia*.

Figura 13. Mapa Perceptual do Projeto 2 do Polo Recôncavo



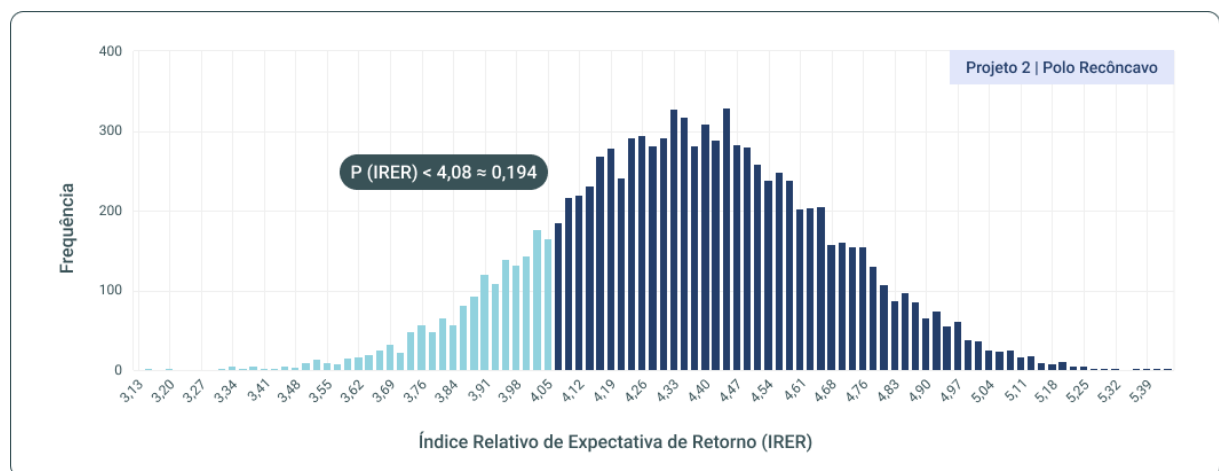
Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Sobre o Risco de Negócio, a partir da mensuração deste indicador com o Diretor de Produção de uma empresa petrolífera *onshore*, identificamos que os principais fatores que colaboram para seu valor expressivo em comparação com os outros indicadores de risco são: o impacto das mudanças na conjuntura econômica (taxa de juros e câmbio, por exemplo) e de governo que tendem a impactar significativamente as atividades do setor; a legislação aplicada ao setor petrolífero é rigorosa quanto à qualquer agressão ambiental e as multas por não conformidade são significativas nas estruturas de custo; é necessário licenças legais especiais para o início das operações; há muitos ofertantes de diferentes portes no setor, porém com pouca diferenciação e precificação praticamente homogênea (visto que é determinada pela Petrobras); e os fornecedores oferecem produtos/serviços muito específicos, em sua maioria localizados no exterior, de difícil substituição no curto prazo e que ditam, em certa medida, o preço praticado.

O Risco de Gestão, tendo em vista a limitação da pesquisa, corresponde a uma avaliação geral da gestão em diferentes petrolíferas independentes do segmento *onshore* que o entrevistado atuou profissionalmente em posição de liderança. Alguns dos principais fatores que contribuem para o grau de risco deste indicador estão relacionados a definição dos propósitos do empreendimento, das metas e das estratégias organizacionais não serem uma prática consolidada entre as pequenas e médias empresas do setor; não haver participação efetiva de quem executa as atividades durante o planejamento estratégico, de maneira que assuntos relevantes dificilmente alcançam os funcionários em todos os níveis; e as pequenas e médias produtoras não conseguirem estabelecer uma cultura da inovação ou de melhoria contínua dos processos e da qualificação dos seus funcionários, tendo em vista que essas organizações priorizam o aperfeiçoamento dos processos operacionais para redução dos custos de produção e aumento da produtividade dos campos.

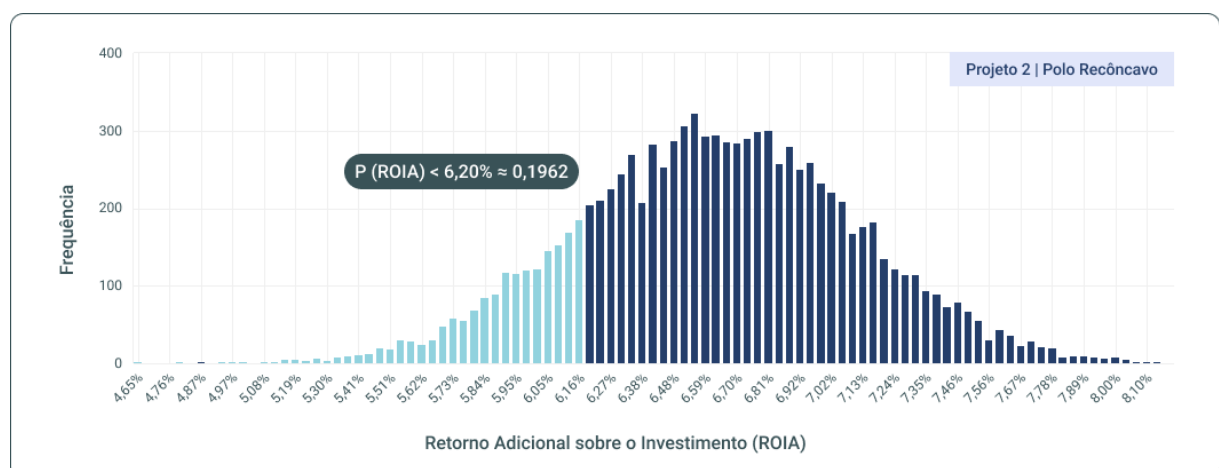
Para demonstrar a sensibilidade do retorno do Projeto 2 do *Polo Recôncavo* na ocorrência de um cenário otimista e pessimista de variação dos preços médios de comercialização (+15 e -20%) e dos custos operacionais (-10% e +15%), procedemos com a Simulação de Monte Carlo considerando a $P(IRER) < 4,08$ e a $P(ROIA) < 6,20\%$, ou seja, a possibilidade de serem obtidos ganhos inferiores ao esperado na projeção do cenário mais provável. A simulação considerando simultaneamente os três cenários em 10 mil ocorrências resultou no IRER médio de 4,35 (máximo de 5,44 e 3,15 de mínimo), com probabilidade de 19,33% de ser menor que 4.08. Já para o ROIA, o resultado mínimo foi de 4,54% a.a. e o máximo de 8,21% a.a., com média de 6,61% a.a. e probabilidade de 19,62% do projeto ter um ROIA menor do que 6,20%. Os resultados da distribuição das ocorrências do IRER e do ROIA estão expressos na Figura 14 e Figura 15, respectivamente.

Figura 14. Distribuição de probabilidade do IRER do Projeto 2 do *Polo Recôncavo*



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Figura 15. Distribuição de probabilidade do ROIA do Projeto 2 do *Polo Recôncavo*



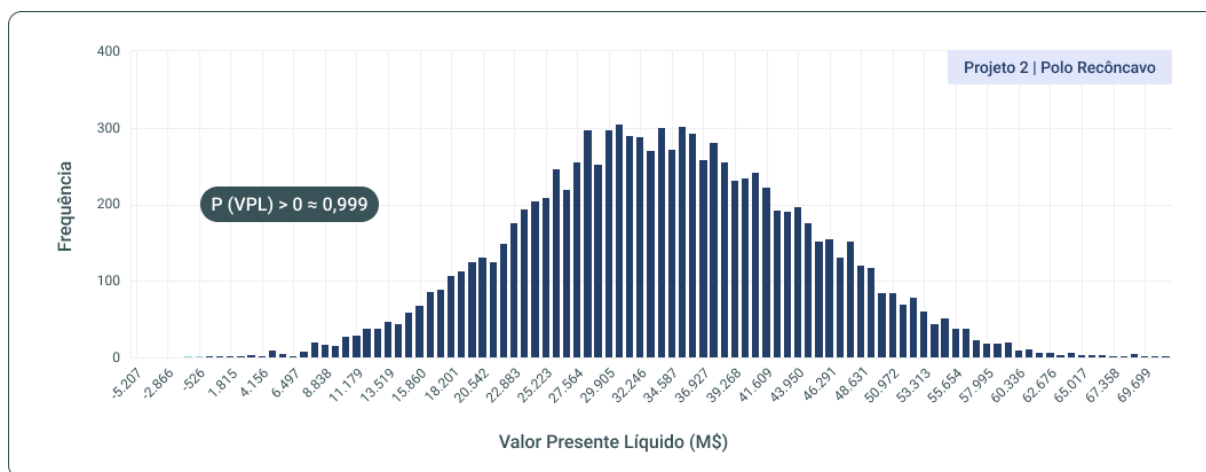
Fonte: Dados da pesquisa (2022).

4.2.2 Interpretação dos resultados da Metodologia Clássica

Os resultados encontrados para o Projeto 2 do *Polo Potiguar* continuam a apontar para a incapacidade deste em recuperar o investimento inicial e a rentabilidade mínima esperada pela *Companhia* no período de 10 anos, apresentando um prejuízo de -\$173 milhões (VPL). Por outro lado, o *Polo Recôncavo* consegue recuperar os custos com a aquisição dos direitos de produção, a rentabilidade mínima que seria proporcionada pela TMA (10% a.a.) e ainda sobraria o saldo positivo de \$24 milhões. A taxa de rentabilidade do projeto, expressa pela TIR, indica que ao final do último ano os ganhos correspondem a 12,46% ao investir no projeto. Na interpretação na Metodologia Clássica, a TIR seria o valor da taxa de desconto suficientemente alta para tornar o VPL igual a zero, ou seja, sem a capacidade de ganhos. A distância entre a TIR (12,46%) e a TMA (10%) de 2,46 pontos percentuais é um indicativo do limite para a variação da TMA, em que a decisão de investir apresenta ganhos superiores à decisão de não investir. Tendo em vista que TMA incorpora um *spread* relacionado ao risco de investir no projeto, o tempo necessário para que o Projeto 2 do *Polo Recôncavo* consiga o retorno mínimo associado ao risco e o capital inicial seria de aproximadamente 7 anos.

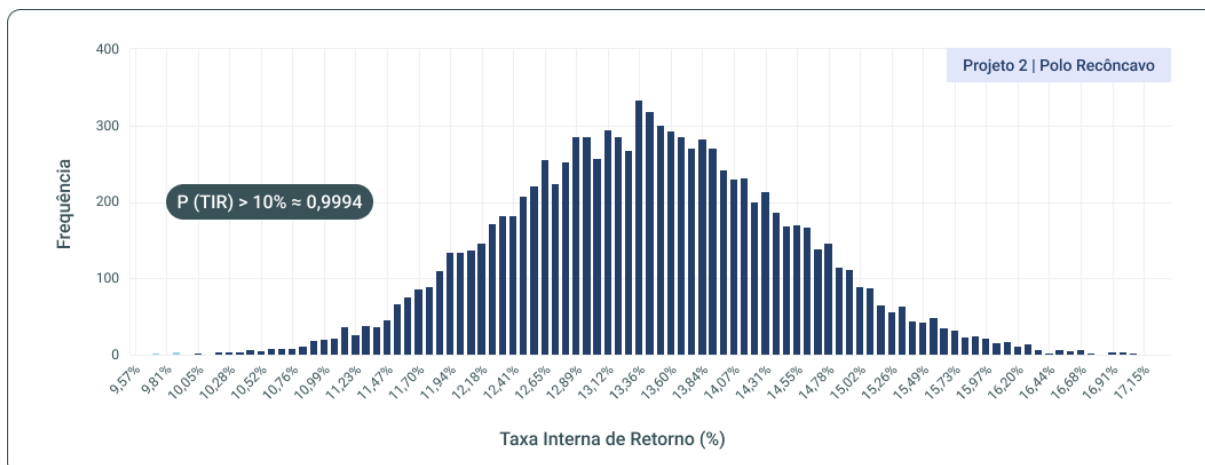
A sensibilidade do VPL do Projeto 2 do *Polo Recôncavo* é realizada a partir da simulação do resultado atual com a ocorrência dos cenários otimista e pessimista de variação dos preços médios de comercialização (+15 e -20%) e dos custos operacionais (-10% e +15%), buscando encontrar a probabilidade do $VPL > 0$ e da $TIR > 10\%$. O resultado da distribuição das ocorrências do VPL e da TIR estão na Figura 16 e Figura 15, respectivamente.

Figura 16. Distribuição de probabilidade do VPL do Projeto 2 do Polo Recôncavo



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Figura 17. Distribuição de probabilidade da TIR do *Projeto 2 do Polo Recôncavo*



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

A simulação dos três cenários em 10 mil ocorrências resultou em um VPL médio de \$33.460 milhões (máximo de \$71.717 milhões e -\$5.831 milhões de mínimo), com a probabilidade de 99,94% do Projeto 2 do *Polo Recôncavo* em obter o resultado do VPL superior a zero, indicando o elevado nível de viabilidade de se recuperar o investimento. Já para a Taxa Interna de Retorno (TIR), o resultado mínimo foi de 9,70% e o máximo de 17,25%, com percentual médio de 13,38%. A probabilidade do projeto em proporcionar uma taxa de retorno superior à rentabilidade proporcionada pela TMA é de 99,94%.

4.3 Análise de viabilidade do Projeto 3 do Polo Potiguar e Polo Recôncavo

Tabela 9. Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 3 do Polo Recôncavo

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção total (MBOE)		1.487	2.392	3.907	4.329	3.867	3.464	3.119	2.810	2.545	2.315
Produção Óleo (MBBL)		450	719	988	1.105	1.001	929	858	781	714	656
Preço Médio (\$/BBL)		75	70	67	66	64	64	64	64	64	64
Receita Bruta		33.896	50.628	66.686	72.440	64.452	59.173	54.523	49.667	45.418	41.703
Produção GNL (MBBL)		343	554	963	1.061	943	833	742	666	601	545
Preço Médio (\$/BBL)		69	66	63	60	60	59	59	59	59	59
Receita Bruta		23.800	36.791	60.199	64.068	56.608	49.440	43.917	39.317	35.372	31.998
Produção Gás (MMCF)		5.274	8.503	14.794	16.292	14.487	12.795	11.406	10.236	9.238	8.374
Preço Médio (\$/MMCF)		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita Bruta		55.447	90.218	157.603	173.645	154.225	136.383	121.657	109.235	98.664	89.477
(1) Receita Bruta (M\$)		113.143	177.637	284.488	310.153	275.285	244.996	220.097	198.220	179.453	163.177
(-) Impostos sobre Receita		30.831	48.406	77.523	84.517	75.015	66.761	59.976	54.015	48.901	44.466
(2) Receita Líquida		82.311	129.231	206.965	225.636	200.270	178.235	160.121	144.205	130.552	118.711
(-) Royalties		7.243	11.372	18.213	19.856	17.624	15.685	14.091	12.690	11.489	10.447
(-) CAPEX		23.937	21.450	43.685	17.337	0	4.830	0	0	0	0
(-) ABEX		0	0	0	0	0	0	24	21	19	17
(-) OPEX		32.427	50.020	80.990	89.204	81.026	73.301	66.931	61.499	56.859	52.845
(3) EBITDA		18.704	46.389	64.077	99.239	101.620	84.419	79.075	69.994	62.185	55.402
(-) Depleção e Depreciação		7.543	12.818	22.433	25.628	24.030	23.116	21.923	20.852	19.935	19.139
(4) Resultado Operacional		11.161	33.572	41.644	73.611	77.591	61.303	57.152	49.143	42.250	36.263
(-) Juros		6.321	6.321	4.741	3.160	1.580	0	0	0	0	0
(5) Resultado Antes dos Impostos		4.840	27.251	36.903	70.451	76.011	61.303	57.152	49.143	42.250	36.263
(-) IR/CSLL		1.646	9.265	12.547	23.953	25.844	20.843	19.432	16.708	14.365	12.329
(6) Resultado do Exercício		3.195	17.985	24.356	46.498	50.167	40.460	37.720	32.434	27.885	23.934
(+) Depleção e Depreciação		7.543	12.818	22.433	25.628	24.030	23.116	21.923	20.852	19.935	19.139
(-) Amortização		0	22.750	22.750	22.750	22.750	0	0	0	0	0
(-) Investimento	-182.000										
(7) Fluxo de Caixa	-182.000	10.737	8.053	24.039	49.376	51.447	63.576	59.643	53.286	47.820	43.073

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Tabela 10. Fluxo de Caixa Projetado do Projeto 3 do *Polo Potiguar*

<i>Em milhões de Dólares (M\$)</i>	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção total (MBOE)		3.866	4.970	5.345	4.760	4.172	3.514	3.051	2.645	2.299	2.030
Produção Óleo (MBBL)		3.162	4.037	4.284	3.780	3.264	2.742	2.374	2.050	1.776	1.567
Preço Médio (\$/BBL)		75	70	67	66	64	64	64	64	64	64
Receita Bruta		238.027	284.341	289.129	247.884	210.250	174.679	150.897	130.405	112.944	99.680
Produção GNL (MBBL)		320	424	481	444	411	350	307	269	237	210
Preço Médio (\$/BBL)		69	66	63	60	60	59	59	59	59	59
Receita Bruta		22.151	28.151	30.095	26.836	24.700	20.757	18.143	15.898	13.942	12.324
Produção Gás (MMCF)		3.338	4.425	5.030	4.641	4.299	3.653	3.204	2.815	2.476	2.193
Preço Médio (\$/MMCF)		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Receita Bruta		35.096	46.945	53.583	49.464	45.764	38.941	34.178	30.038	26.447	23.437
Produção C5+ (MBBL)		50	67	76	70	65	55	48	43	37	33
Preço Médio (\$/BBL)		61	58	55	54	53	52	52	52	52	52
Receita Bruta		3.099	3.846	4.201	3.774	3.437	2.889	2.530	2.225	1.958	1.735
(1) Receita Bruta (M\$)		298.372	363.283	377.008	327.959	284.151	237.266	205.748	178.565	155.292	137.176
(-) Impostos sobre Receita		81.307	98.995	102.735	89.369	77.431	64.655	56.066	48.659	42.317	37.381
(2) Receita Líquida		217.066	264.289	274.274	238.590	206.720	172.611	149.681	129.906	112.975	99.796
(-) Royalties		19.102	23.257	24.136	20.996	18.191	15.190	13.172	11.432	9.942	8.782
(-) CAPEX		49.229	54.480	30.953	11.299	4.904	818	818	673	0	0
(-) ABEX		0	195	195	195	250	684	489	489	533	1.041
(-) OPEX		47.403	56.433	60.621	59.453	57.932	54.359	51.467	48.177	45.233	43.294
(3) EBITDA		101.333	129.923	158.369	146.647	125.442	101.561	83.736	69.136	57.267	46.679
(-) Depleção e Depreciação		35.855	50.135	56.229	52.674	48.461	43.282	39.660	36.476	33.708	31.562
(4) Resultado Operacional		65.478	79.788	102.140	93.973	76.982	58.279	44.076	32.660	23.559	15.117
(-) Juros		13.823	13.823	10.367	6.911	3.456	0	0	0	0	0
(5) Resultado Antes dos Impostos		51.655	65.966	91.773	87.062	73.526	58.279	44.076	32.660	23.559	15.117
(-) IR/CSLL		17.563	22.428	31.203	29.601	24.999	19.815	14.986	11.104	8.010	5.140
(6) Resultado do Exercício		34.092	43.537	60.570	57.461	48.527	38.464	29.090	21.556	15.549	9.977
(+) Depleção e Depreciação		35.855	50.135	56.229	52.674	48.461	43.282	39.660	36.476	33.708	31.562
(-) Amortização		0	49.750	49.750	49.750	49.750	0	0	0	0	0
(-) Investimento	-398.000										
(7) Fluxo de Caixa	-398.000	69.947	43.922	67.049	60.385	47.238	81.746	68.750	58.032	49.257	41.539

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Nesta terceira opção de projeto temos o aumento incremental da produção dos polos em relação aos níveis obtidos no Projeto 2, por meio da recuperação de reservas ainda não desenvolvidas. Assim, seriam necessários a perfuração de poços em acumulações conhecidas, aprofundamento de poços existentes para extrair recursos disponíveis em um reservatório diferente (mas conhecido) ou a implantação de instalações direcionadas a projetos de recuperação primários ou melhorados. Para a recuperação desses novos recursos seria necessário gastos futuros significativos, visto que envolve diretamente os custos com perfuração de novos poços produtores. Neste projeto, a produção acumulada de petróleo e gás no período totalizam 36.652 milhões de BOE (incremento de 61%) no *Polo Potiguar* e 30.237 milhões de BOE (incremento de 12%) no *Polo Recôncavo*. O aumento na produção reflete em uma melhora no nível de retorno a ser proporcionado pelos projetos de ambos os polos. Os indicadores obtidos estão disponíveis na Tabela 11.

Tabela 11. Indicadores de viabilidade do Projeto 3 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*

Indicadores		Metodologia Multi-Índice		Metodologia Clássica	
		Polo Potiguar	Polo Recôncavo	Polo Potiguar	Polo Recôncavo
Retorno	VP (M\$)	542.946	373.318	366.238	228.385
	VPL (M\$)	144.946	191.318	(31.762)	46.385
	VPLA (M\$)	15.734	20.767		
	IBC	1,36	2,05		
	ROIA (%)	3,15%	7,45%		
	IRER	2,08	4,90		
	TIR (%)			8,06%	14,39%
Risco	TQLR/TIR	0,19	0,11		
	GRC	0,52	0,43		
	Payback			11,29	7,50
	Payback/N	0,66	0,58		
	Risco de Gestão	0,60	0,60		
	Risco de Negócio	0,92	0,92		

Fonte: Dados da pesquisa (2022).

4.3.1 Interpretação dos resultados da Metodologia Multi-Índice

O *Polo Potiguar* que anteriormente apresentava um prejuízo de -\$185 milhões, passa a registrar um VPL positivo de \$144 milhões. Com o aumento de cerca de 58% no faturamento bruto, a operação do *Polo Potiguar* é suficiente para arcar com todos os custos operacionais, proporcionar uma rentabilidade mínima de 1,52% a.a. e ainda cobrir os custos com aquisição da concessão dos campos. Assim, seriam proporcionados ganhos anuais de \$15 milhões

(VPLA) ou um retorno estimado em \$1,36 (IBC) para cada \$1 investido pela *Companhia* no Projeto 3. O *Polo Recôncavo* obteve um aumento incremental de 27% no resultado do VPL em comparação com o Projeto 2. Em termos percentuais, utilizando o Índice Benefício/Custo para indicar a taxa de retorno dos projetos ao final dos 10 anos, temos que o *Polo Potiguar* e *Recôncavo* proporcionaram, respectivamente, a rentabilidade de 136% e 205%.

Este ganho de capital é retratado na Figura 18, onde é possível comparar a remuneração do investimento a partir das hipóteses de empreender ou não empreender nos polos de produção. A expressão anualizada da rentabilidade do IBC é dada pelo indicador ROIA, cujo valor é de 3,15% a.a. (POT) e 2,05% a.a. (REC) demonstra a capacidade de ambos os polos em produzir ganhos percentuais acima daqueles que poderiam ser auferidos caso o capital inicial permanecesse aplicado em opções financeiras de menor risco remunerada pela TQLR (1,52% a.a.). Assim, além do retorno mínimo expresso pela TQLR, o projeto conseguiria produzir, proporcionalmente, um retorno adicional ao ano equivalente a 2,08 e 4,90 vezes a rentabilidade da proporcionada pela própria TQLR.

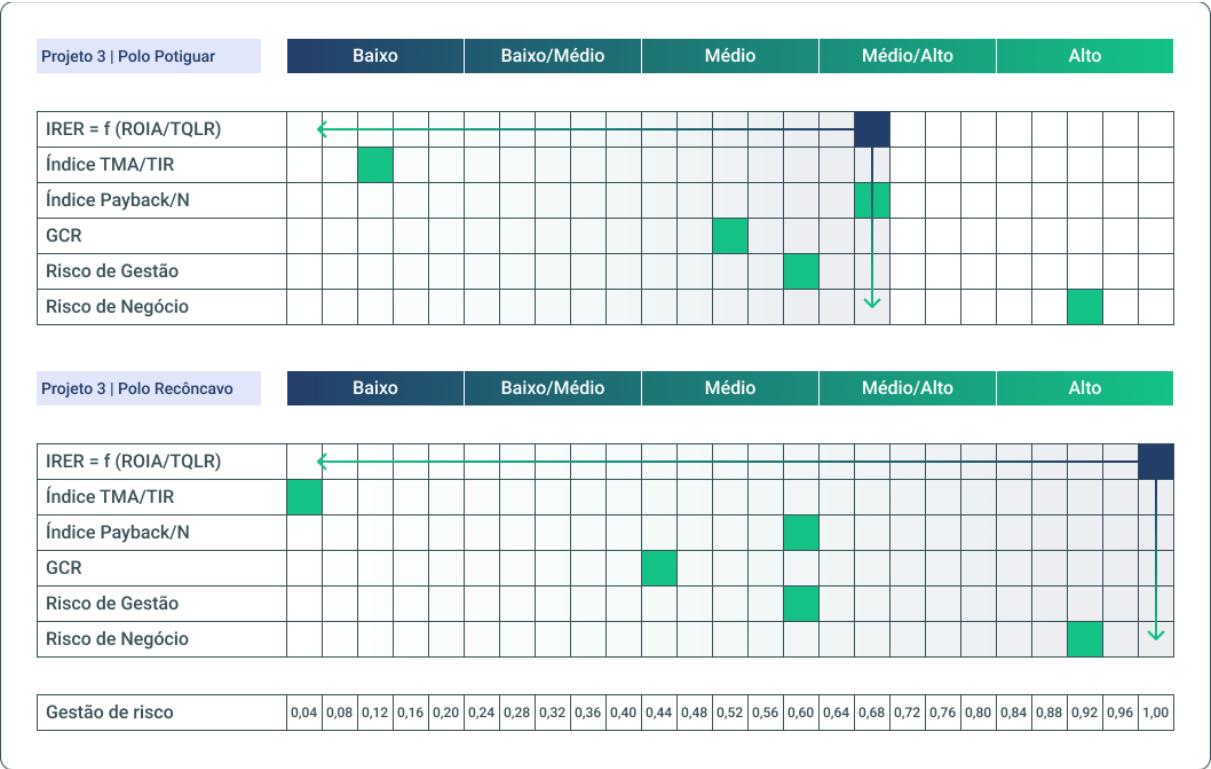
Figura 18. Acumulação do capital nas hipóteses de empreender versus não empreender no Projeto 3 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Em relação às percepções de risco, o *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo* apresentam um grau de risco “médio/alto” e “médio” de o investimento inicial não ser recuperado no decorrer dos 10 anos, visto que o *Payback* apenas será alcançado no sétimo (2027) e sexto ano (2026), respectivamente. O Índice TQLR/TIR de ambos os polos apontam para a perspectiva de um “baixo” nível de risco financeiro. Considerando que os índices encontrados são menores que 0,60 (0,19 e 0,11), a probabilidade de a *Companhia* não conseguir recuperar o investimento inicial seria inferior a 5% ($P(VPL \leq 0) \leq 0,05$) (HARZER, 2015). A TQLR precisaria alcançar o patamar de 8,06% a.a. e 14,39% a.a. para que o mercado financeiro proporcionasse o nível de retorno do Projeto 3. Quanto ao grau de comprometimento da receita com custos e despesas operacionais, o GRC indica que para \$1 faturado no *Polo Potiguar*, cerca de 0,52 seriam comprometidos com o pagamento dos gastos operacionais do projeto. Por outro lado, no *Polo Recôncavo* este indicador não teve nenhuma mudança em comparação com o Projeto 2.

Figura 19. Mapas Perceptuais do Projeto 3 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo*



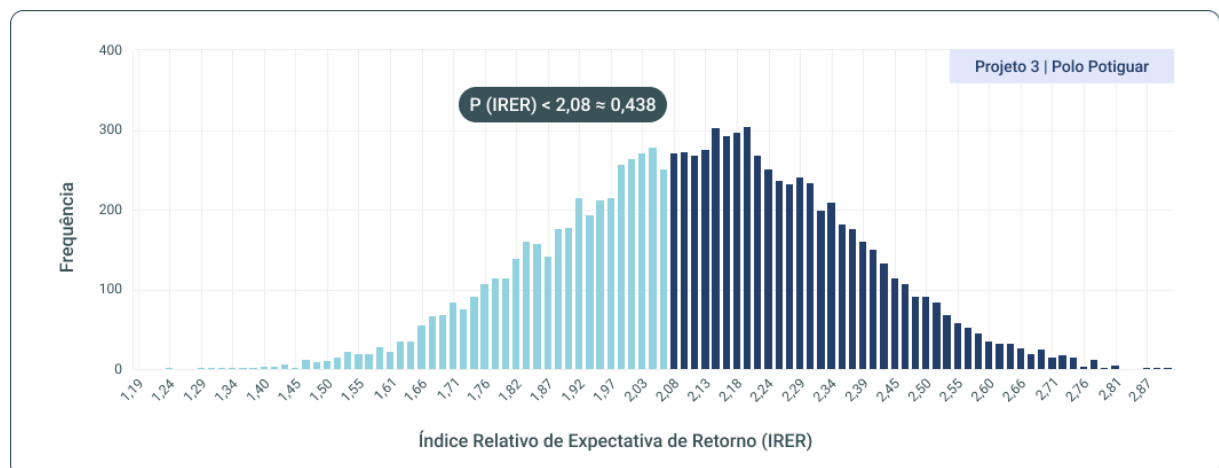
Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Os indicadores de risco e retorno do Projeto 3 do *Polo Potiguar* e *Polo Recôncavo* são confrontados via Mapa Perceptual, disponível na Figura 19. É possível constatar que o nível de retorno proporcionado pelo projeto do *Polo Recôncavo* continua sendo superior aos riscos percebidos na decisão de investir, apresentando um retorno considerado “alto” para riscos que

são em sua maioria classificados entre “médio” e “baixo”. No entanto, o Mapa Perceptual do *Polo Potiguar* evidencia a desproporcionalidade do Risco de Negócio, demonstrando haver uma incompatibilidade entre as expectativas de retorno e as percepções de risco. Contudo, isto não implica na desqualificação imediata do projeto, visto que, “ainda pode ser recomendado, porém com ciência que há algum tipo de risco que precisa ser mitigado e recursos devem ser direcionados para que isso aconteça”(SOUZA; CLEMENTE, 2021 pág. 106).

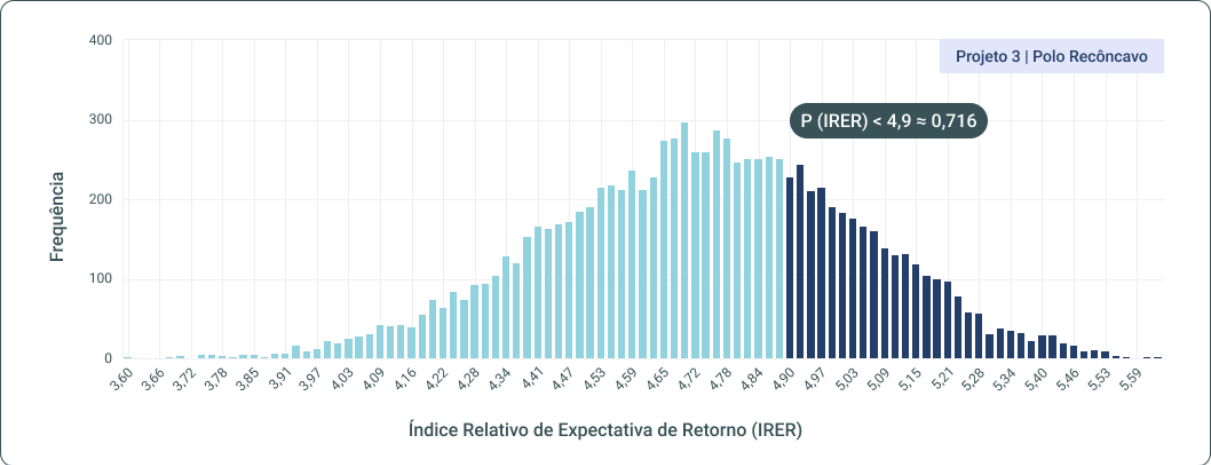
Para demonstrar a volatilidade do retorno do Projeto 3 na variação dos preços médios de comercialização (+15 e -20%) e dos custos operacionais (-10% e +15%), procedemos com simulação dos três cenários (pessimista, mais provável e otimista) em 10 mil cenários buscando identificar a $P(IRER) < 2,08$ e a $P(ROIA) < 3,15\%$ no *Polo Potiguar* e a $P(IRER) < 4,90$ e a $P(ROIA) < 7,45\%$ no *Polo Recôncavo*, ou seja, as possibilidades de serem obtidos ganhos inferiores ao esperado na projeção do cenário mais provável de cada polo de produção. A Simulação de Monte Carlo demonstra a segurança de ambos os projetos em produzir ganhos superiores ao esperado pela TMA ($VPL > 0$), mas com chances consideráveis de que os resultados possam ser inferiores ao cenário mais provável. O resultado da distribuição das ocorrências do IRER e do ROIA estão nas Figuras 20 a 23.

Figura 20. Distribuição de probabilidade do IRER do Projeto 3 do Polo Potiguar



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Figura 21. Distribuição de probabilidade do IRR do Projeto 3 do Polo Recôncavo



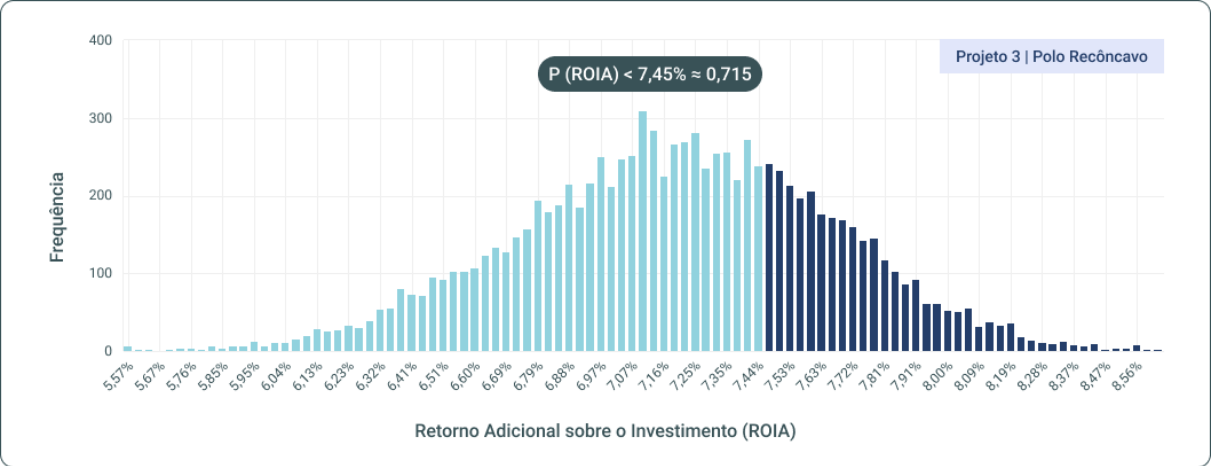
Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Figura 22. Distribuição de probabilidade do ROIA do Projeto 3 do Polo Potiguar



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Figura 23. Distribuição de probabilidade do IRR do Projeto 3 do Polo Recôncavo



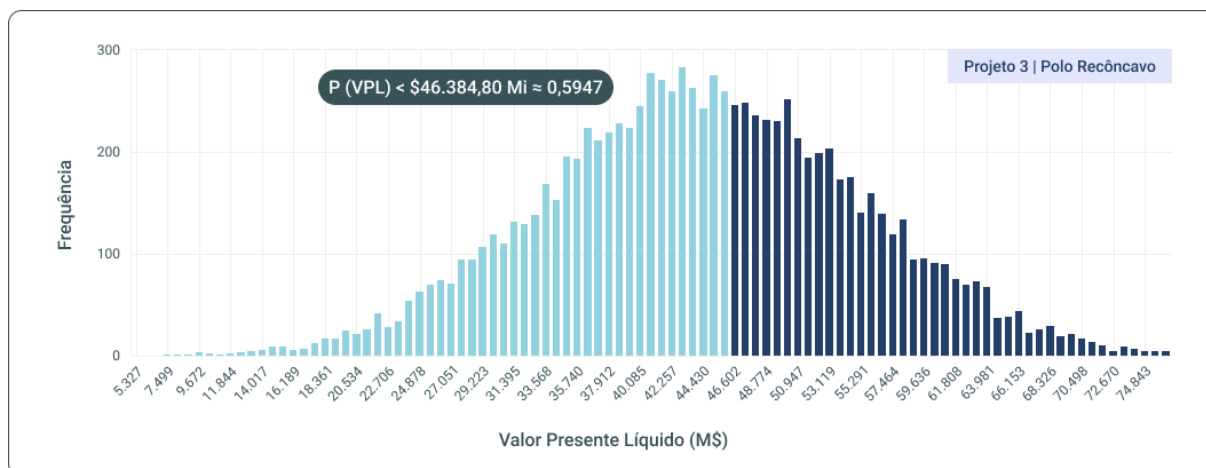
Fonte: Dados da pesquisa (2022).

4.3.2 Interpretação dos resultados da Metodologia Clássica

Na avaliação do Projeto 3 do *Polo Potiguar* temos uma divergência entre a Metodologia Multi-Índice e a Metodologia Clássica na definição das condições de viabilidade do projeto, isso porque, enquanto a primeira indica a capacidade do Projeto 3 em gerar um resultado operacional positivo neste período, sendo capaz de recuperar o montante de \$397 milhões do investimento inicial, a Clássica aponta para um VPL negativo de -\$31 milhões. Como a taxa mínima de retorno desta metodologia (TMA 10% a.a.) adiciona um *spread* referente ao risco, o seu valor é maior que a TQLR (1,52% a.a.). Logo, confrontando os dois resultados, é possível verificar que o projeto conseguiria obter o retorno mínimo “livre de risco”, mas que não seria suficiente para compensar a rentabilidade esperada pela *Companhia* com a exposição ao risco de investir. Os resultados encontrados para o Projeto 3 do *Polo Recôncavo* confirmam a tendência de melhora dos indicadores em relação ao nível do projeto anterior, evidenciando um aumento de aproximadamente 92% no valor do VPL (\$46 milhões). A TIR indica que ao final do último ano os ganhos correspondem a uma rentabilidade de 14,39% ao investir no projeto (12,46% no Projeto 2).

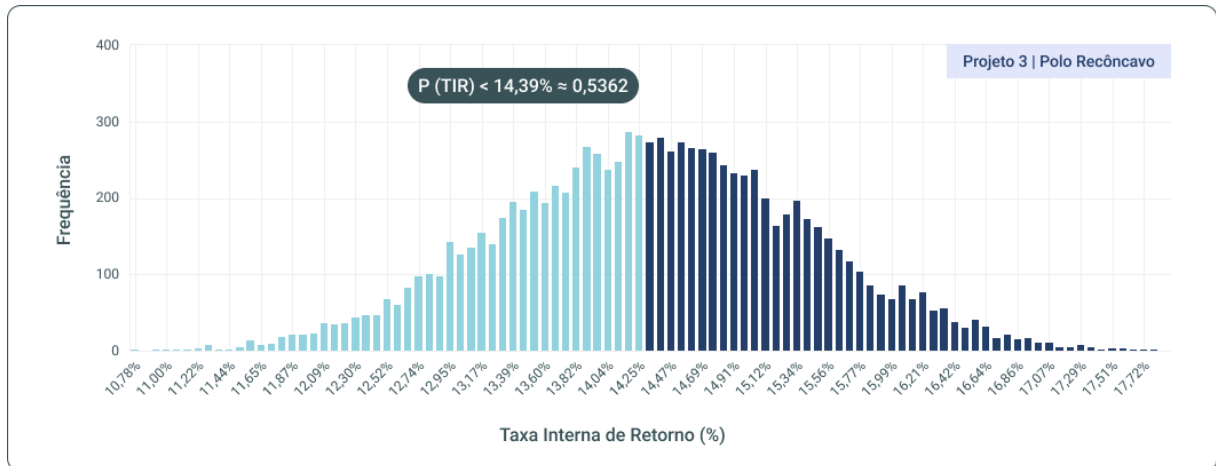
A sensibilidade do VPL do Projeto 3 do *Polo Recôncavo* é realizada a partir da simulação do resultado atual com a ocorrência dos cenários otimista e pessimista de variação dos preços médios de comercialização (+15 e -20%) e dos custos operacionais (-10% e +15%), buscando encontrar a probabilidade do $VPL < \$46.384,80$ milhões e da $TIR < 14,39\%$, ou seja, de serem obtidos resultados inferiores ao projetado no cenário mais provável para o Projeto 3. O resultado da distribuição das ocorrências do VPL e da TIR estão nas Figuras 24 e 25.

Figura 24. Distribuição de probabilidade do VPL do Projeto 3 do Polo Recôncavo



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

Figura 25. Distribuição de probabilidade da TIR do *Projeto 3 do Polo Recôncavo*



Fonte: Dados da pesquisa (2022).

A análise considerando os três cenários em 10 mil simulações resultou em um VPL médio de \$43.891 milhões (máximo de \$81.051 milhões e 5.442 milhões de mínimo), com a probabilidade de 59,21% do Projeto 3 do *Polo Recôncavo* em obter o resultado do VPL inferior ao resultado de \$46.384 milhões, porém sem possibilidade de o $VPL < 0$. Já para a Taxa Interna de Retorno (TIR), o resultado mínimo foi de 10,55% e o máximo de 18,30%, com percentual médio de 14,32%. A probabilidade do projeto em proporcionar uma taxa de retorno menor do que a do cenário mais provável (14,39%) seria de 53,62%.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A cadeia produtiva de petróleo e gás em bacias terrestres está se reajustando à medida que a Petrobras passa a ter cada vez menos participação neste segmento, abrindo espaço para que as produtoras independentes de pequeno e médio porte assumam a operação desses ativos. Essas empresas conseguem obter resultados positivos no restabelecimento da comercialidade de campos com elevado estágio de maturidade produtiva e marginalmente econômicos, destacando-se neste cenário por possuírem uma expectativa de retorno condizente com a sua capacidade de investimento e com os riscos relacionados com o nível de produtividade proporcionado pelos campos terrestres. Tendo isso em vista, esta pesquisa teve como objetivo analisar as expectativas de retorno e as percepções de risco envolvidas em projetos de produção de petróleo e gás em campos terrestres, buscando prover novas percepções em relação à viabilidade econômico-financeira desses empreendimentos através da aplicação da Metodologia Multi-Índice e Metodologia Clássica.

Ambas as metodologias utilizadas na análise demonstraram que se a empresa produtora pretendesse adquirir o *Polo Potiguar* e o *Polo Recôncavo*, mas sem nenhum tipo de intervenção que possibilitasse aumentar a produtividade para além da Curva Básica, como a abertura de campos inativos ou a perfuração de poços *workovers* em reservas já identificadas, os projetos conseguiriam recuperar o investimento inicial no período de 10 anos. Na análise da Metodologia Clássica, os custos com aquisição dos direitos de produção não seriam compensados, como os projetos não teriam a capacidade de gerar fluxos de caixa suficientes para arcar com os custos e despesas operacionais e de recuperar os custos de oportunidade da empresa ao optar por investir nos polos de produção. Na avaliação da Metodologia Multi-Índice, a viabilidade simultânea de ambos os polos se daria apenas na execução do terceiro projeto, em que esses registraram um $VPL > 0$ e um $IRER > 1$. Contudo, a confrontação entre os indicadores de risco e retorno via Mapa Perceptual do *Polo Potiguar* indicaram a desproporcionalidade do Risco de Negócio, evidenciando uma possível incompatibilidade entre os riscos envolvidos e as expectativas de retorno a serem proporcionadas pelo projeto.

Apesar da divergência da literatura em associar a condição de marginalidade econômica dos campos com o porte da empresa, é importante evidenciar que os polos analisados neste estudo foram vendidos pela Petrobras à empresa operadora atual, reforçando o histórico da estatal em desfazer dos ativos que não apresentam perspectivas futuras de produzir retornos econômicos aceitáveis em função do seu porte organizacional, que justifique, por exemplo,

investir em técnicas de recuperação secundárias ou terciárias e perfurar novos poços de produção para obter um volume de produção irrelevante se comparado com a capacidade dos campos em bacias marítimas. As companhias independentes conseguem manter esses campos operantes devido a uma menor estrutura de custos operacionais, além de serem beneficiadas com políticas setoriais e estímulos legais e fiscais direcionados ao fomento deste setor, visto que, colabora com o desenvolvimento socioeconômico das regiões em que estão instaladas, aumenta a demanda por empregabilidade qualificada, promove o dinamismo econômico, além contribuir com o orçamento de muitos municípios subdesenvolvidos com os *royalties*.

A única divergência entre a avaliação da Metodologia Multi-Índice e a Metodologia Clássica, é que esta indica que no terceiro projeto apenas o *Polo Recôncavo* poderia ser recomendado, enquanto o *Polo Potiguar* continuaria a apresentar um $VPL < 0$. Confrontando os dois resultados em ambas as metodologias, é possível verificar que o Projeto 3 do *Polo Potiguar* conseguiria obter o retorno mínimo “livre de risco”, mas que não seria suficiente para compensar a rentabilidade esperada pela *Companhia* com a exposição ao risco de investir (representado pela TMA). Para demonstrar a sensibilidade do retorno dos projetos viáveis ($VPL > 0$) quanto a variação dos preços médios de comercialização (+15% e -20%) e dos custos operacionais (-10% e +15), foi empregada a Simulação de Monte Carlo de modo a identificar a probabilidade de ocorrência de resultados em que o IRER e o ROIA seriam inferiores ao resultado encontrado no cenário mais provável. A análise confirma a tendência apresentada pela Metodologia Multi-Índice, demonstrando a segurança dos projetos viáveis em produzir resultados superiores ao esperado pela taxa de atratividade (TQLR e TMA), sendo a probabilidade do $VPL < 0$ de aproximadamente 0,1%, mas com chances consideráveis de que os resultados possam ser inferiores ao esperado no cenário mais provável.

A partir dos resultados obtidos, a Metodologia Multi-Índice, em confrontação com a Metodologia Clássica, possibilita uma melhor avaliação das expectativas de retorno e percepções dos riscos envolvidos em projetos de produção de petróleo e gás terrestre? Em resposta ao problema desta pesquisa, é possível concluir que a principal contribuição da Metodologia Multi-Índice é proporcionar ao tomador de decisão uma compreensão mais abrangente das diferentes dimensões de risco que envolvem os projetos de produção de petróleo e gás em campos terrestres, em especial, quantos aos riscos financeiros, operacionais, de não se recuperar o investimento, da atuação do grupo gestor na administração do projeto e de como as variáveis e fatores conjunturais presentes no ambiente em que o empreendimento está inserido podem impactar direta e indiretamente no seu desenvolvimento. Portanto, projetos desta

natureza apresentam tamanha incerteza que apenas a incorporação de um *spread* sobre a taxa mínima de rentabilidade como prêmio pelo risco de investir no projeto pode não ser suficiente para orientar de maneira acertada as decisões empresariais, levando em consideração a influência das fontes de risco sobre os resultados econômicos futuros. Observa-se que, as metodologias de análise apenas apresentam o direcionamento ou recomendação sobre a viabilidade dos investimentos, mas apenas a avaliação dos próprios investidores é que poderá determinar se este deveria ou não ser realizado.

As limitações deste estudo estão relacionadas com a utilização de dados secundários, em que as informações quanto a produção, reservas, preço médio de venda, deduções e despesas (impostos, *royalties*, custos de abandono, operacionais e de capital), dentre outras, foram obtidas a partir de relatórios públicos disponibilizados pela *Companhia* em seu site institucional, de modo que não foi possível obter acesso a dados específicos de cada campo. Isto decorre do fato de haver barreiras nas empresas deste setor para a disponibilização das informações necessárias para o desenvolvimento desta pesquisa, de modo que, a empresa analisada foi escolhida por ser uma empresa de capital aberto e, em decorrência disto, apresentar maior nível de publicidade de informações do que outras companhias de capital fechado. Além disso, para a mensuração dos indicadores de Risco de Gestão e Risco de Negócio, seria recomendável a sua realização com um tomador de decisão da própria *Companhia*, no entanto, o questionário não foi aprovado pelo setor de *compliance* da empresa. Assim, procedemos à entrevista com o Diretor de Produção de outra empresa petrolífera *onshore*, mas com experiência em diferentes empresas deste setor, na condição de especialista para retratar um panorama acerca da realidade deste setor. Essas limitações não implicaram no comprometimento da análise deste estudo, contudo apresentam-se como sugestões de melhorias a serem implementadas em pesquisas futuras que utilizem a Metodologia Multi-Índice na avaliação de projetos de produção de petróleo e gás.

REFERÊNCIAS

- ADAMU, M. A.; AJIENKA, J. A.; IKIENSIKIMAMA, S. S. Economics Analysis on the Development of Nigerian Offshore Marginal Fields Using Probabilistic Approach. *Canadian Research & Development Center of Sciences and Cultures*, v. 6, n. 1, p. 11–21, 2013.
- ADENIYI, A. T.; ONOLEMHEMHEM, R. U.; ISEHUNWA, S. O. Economic Evaluation of Selected Artificial Lift Methods in a Marginal Oil Fields in the Niger Delta. *International Journal of Petroleum and Gas Engineering Research*, v. 2, n. 1, p. 8–22, 2018.
- ADEOGUN, O. Developing a Framework for Maximizing Marginal Oil and Gas Field Economics. In: *SPE Nigeria Annual International Conference And Exhibition*. Lagos, Nigeria: SPE, 2015.
- AKINPELU, L. O.; OMOLE, O. A. Economics of Nigerian Marginal Oil Fields - Identifying High Impact Variables. All Days. Anais. In: *Nigeria Annual International Conference And Exhibition*. Abuja, Nigeria: SPE, 2009.
- AKINWALE, Y. O.; AKINBAMI, J.-F. K. *Economic Evaluation of Nigerian Marginal Oil and Gas Field using Financial Simulation Analysis*. v. 6, n. 3, p. 12, 2016.
- ALMEIDA, I. X. S. *Campos marginais e novas fronteiras onshore de petróleo e gás natural: Breve análise do cenário atual e de oportunidades para produtores independentes, via programa REATE*. Monografia (Bacharelado)—Salvador, BA: Universidade Federal da Bahia, 2018.
- ALVES, J. A. B.; POLETTE, M. Aspectos políticos, econômicos e institucionais da exploração e produção de petróleo e gás no Brasil. *América Latina en la Historia Económica*, v. 28, n. 2, p. 1–31, 30 abr. 2021.
- AMARAL, T. C. *Opções Reais: Análise Econômica de Projetos de Exploração e Produção de Petróleo Através de Estudos de Casos*. Monografia (Bacharelado) — Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- ANP. Superintendência de desenvolvimento de produção. *Boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural 2019*. 2020.
- ARPS, J. J. *Analysis of Decline Curves*, 1945.
- ASSAF NETO, A. *Mercado Financeiro*. 14. ed. São Paulo: Atlas, 2018.
- ASSAF NETO, A. *Valuation: métricas de valor & avaliação de empresas*. São Paulo: Atlas, 2014.
- BATISTA, P. B. M. *Barreiras econômicas na exploração em terra de campos maduros e marginais: o caso da bacia Potiguar*. Mestrado em Energia—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2016.

BOYTON, C. E.; BOONE, J. P.; COE, T. L. Evaluating the exploration efficiency of oil and gas firms using SFAS 69 supplemental disclosure. *Journal of Energy Finance and Development*, v. 4, 1999.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R.; SIQUEIRA, J. DE O. *Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do método de Monte Carlo*. Caderno de Pesquisa em Administração, v. 1, n. 6, p. 14, 1998.

CÂMARA, Roberto José Batista. *Campos Maduros e Campos Marginais: Configurações para efeitos regulatórios*. 128f. 2004. Tese de Doutorado. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) Departamento de Engenharia e Arquitetura, Universidade Salvador-UNIFACS, Salvador.

CASAROTTO FILHO, N. C.; KOPITKE, B. H. *Análise de Investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão, Estratégia Empresarial*. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

DAMODARAN, A. *Gestão estratégica do risco: uma referência para a tomada de riscos empresariais*. Porto Alegre: Bookman, 2009.

DELGADO, F.; FEBRERO, J. *O Programa Reate E A Desmistificação Do Fraturamento Hidráulico No Brasil*. FGV Energia, p. 16, 2018.

ETHERINGTON, John Robert et al. Getting Full Value from Reserves Audits. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. *Society of Petroleum Engineers*, 2005.

FABEL, G. et al. Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning. In: *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, 1999, Bakersfield, California, EUA.

FAH, Y. K. et al. Technology-Driven Infill Oil Development Planning of a mature Offshore Area, Brunei Darussalam. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*, 1997, Kuala Lumpur, Malasia.

FERNANDES, G. *Avaliação de projetos de P&D: uma abordagem pela teoria das opções reais*. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) — Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2013.

FERREIRA, Doneivan Fernandes. *Produção de petróleo e gás natural no Brasil: Desafios e oportunidades em produção de petróleo e gás em campos maduros*. Campinas, SP: Komedi, 2009.

FRANCO, A. L.; GALLI, O. C. Método para análise de investimentos: alternativa para classificação de projetos com prazo e volume de recursos diferentes. In: *XXVII Encontro Nacional De Engenharia De Produção*. Foz do Iguaçu, PR: 2007.

GABBAY, M. S. Análise crítica dos fatores que impactam o custo/metro dos poços de petróleo de um Campo de Produção localizado no Brasil. *Petro & Química*, v. 1, p. 64, 2014.

GALLUN, Rebecca A.; NICHOLS, Linda M.; STEVENSON, John W. *Fundamentals of Oil and Gas Accounting*. 4ª ed., NY Pennwell Books, 2001.

GITMAN, L. J.; ZUTTER, C. J. *Princípios da Administração Financeira*. 14. ed. São Paulo: Pearson Universidades, 2017.

GODOY, Carlos R. Evidenciação Contábil e as Avaliações pelo Fluxo de Caixa Descontado e pela Teoria de Opções: um Estudo Aplicado à Indústria Petrolífera Mundial. In: *IV Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*, 2007, Campinas. IV PDPETRO, 2007.

GUERREIRO, R.; OLIVEIRA, A. B. S.; PEREIRA, C. A. A incerteza na mensuração e informação do valor econômico—um outro paradoxo do valor. In: *VII Congresso Del Instituto Internacional De Costos Y Ii Congresso De La Asociacion Española De Contabilidad Directiva*. León, Espanha: 2001.

HARZER, J. H. *Avaliação do risco financeiro em projetos de investimentos a partir da relação TMA/TIR: uma contribuição à metodologia Multi-Índice*. Tese (Doutorado)—Curitiba: Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2015.

HARZER, J. H.; SOUZA, A.; DUCLÓS, L. C. *Método de Monte Carlo Aplicado à Análise de Projeto: Estudo de investimento em um empreendimento hoteleiro*. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE CUSTOS. 2013.

JOHANN, E. R. et al. *Metodologia clássica e método Multi-Índice na avaliação financeira de projetos de investimento: um estudo de caso na empresa Alfa*. v. 11, n. 1, p. 22, 2014.

KEHINDE, O.-S.; OLUGBENGA, F. Modelling the Impact of Oil Price Volatility on Investment Decision Making in Marginal Fields' Development in Nigeria. *British Journal of Economics, Management & Trade*, v. 17, n. 1, p. 1–16, 10 Jan. 2017.

LAPPONI, J. C. *Projetos de investimento na empresa*. [s.l.] Elsevier, 2007.

LIMA, J. D. D. et al. A systematic approach for the analysis of the economic viability of investment projects. *International Journal of Engineering Management and Economics*, v. 5, n. 1/2, p. 19, 2015.

MAGALHÃES JR, F. *Avaliação de Campo de Petróleo Maduro por Opções Reais*. 2006. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado Profissionalizante em Administração-Rio de Janeiro: Faculdades Ibmecc.

MARQUEZAN, L. H. F.; BRONDANI, G. Análise de investimentos. *Revista Eletrônica de Contabilidade*, v. 3, n. 1, p. 35, 2006.

MARTIN, R. Internal rate of return revisited. *Social Science Research Network*, 1997.

MARTINS, E. (ED.). *Avaliação de empresas: da mensuração contábil à econômica*. São Paulo: Atlas, 2001.

MATHIS, S. P. et al. Water-Frac Provide Cost-Effective Well Stimulation Alternative in San Joaquin Valley Wells. In: *SPE/AAPG Western Regional Meeting*, 2000, Long Beach, California, EUA.

MENDES, A. P. A. et al. *Produção de petróleo terrestre no Brasil*. BNDES Setorial, v. 25, n. 49, p. 215–264, mar. 2019.

NOGAS, P. S. M.; SOUZA, A.; SILVA, W. V. *Análise de investimentos: uma contribuição probabilística ao índice TMA/TIR da metodologia Multi-Índice*. Revista Iberoamericana de Ciencias Empresariales y Economía, p. 43–55, 2011.

NOVAES, Ricardo Célio Sesma. *Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano*. 2009. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

OLIVEIRA, A. B. S. *Controladoria: Fundamentos do controle empresarial*. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2014.

PENROSE, E. *A teoria do crescimento da firma*. 1. ed. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2006.

PEREZ, M. M.; FAMÁ, R. *Métodos de avaliação de empresas e o balanço de determinação*. n. 6, p. 101–112, 2004.

RÊGO, T. F. et al. Expectativas de retorno e riscos percebidos no agronegócio corante natural de caju para o mercado B2B. *Custo & @gronegócio*, v. 11, n. 2, p. 31, jun. 2015.

RODRIGUEZ-PADILLA, V. Sistema de estimación, certificación y aprobación de reservas de hidrocarburos en México. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, v. 14, n. 3, p. 451-460, jul. 2013.

SAITO, R.; CASTRO, G. N. *Opções reais: exemplo de aplicação para a avaliação de reservas petrolíferas*. EAESP/FGV/NPP - Núcleo de Pesquisas e Publicações, n. 3, 38 f., 2000.

SANTOS JR, A. A. *Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil*. Uma visão pragmática. Dissertação (Mestrado em regulação da indústria de energia - Universidade Salvador. 2006.

SAVEGNAGO, R. P.; SONCINO, A. J.; OLIVEIRA, A. B. S. *Riscos e incertezas manifestos no valor econômico de um investimento: um estudo de caso da OGX Petróleo e Gás*. Revista ENIAC Pesquisa, v. 6, n. 2, p. 18, 2017.

SCHIOZER, R. F. *Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo*. 2002, 69 f. Dissertação (Mestrado em Petróleo) – Universidade de Campinas, São Paulo, 2002.

SECURATO. *Cálculo Financeiro das Tesourarias*. 3. ed. São Paulo: Saint Paul, 1999.

SENNA, B. D. *Estudo da viabilidade econômica em campos maduros*. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) — Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.

SILVA, B. N.; GOMES, L. L.; MEDEIROS, R. L. Risk Analysis of Offshore Oil Development Projects: A Case Study. *Brazilian Business Review*, v. 3, n. 2, p. 223–237, 30 dez. 2006.

SILVA, M. I. DE O. *Metodologia de estimativa de valor da flexibilidade em desenvolvimento de campos de petróleo*. Dissertação (Ciências e Engenharia de Petróleo) — Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2016.

SOARES, Carlos Moreira. *Análise estratigráfica e geoestatística de reservatórios deltaicos da Bacia do Recôncavo (BA)*. 1997. Dissertação (Mestrado em Geoenharia de Reservatórios) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1997.

SOUZA, A. et al. Business Plan Analysis Using Multi-Index Methodology: Expectations of Return and Perceived Risks. *SAGE Open*, v. 10, n. 1, jan. 2020.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. *Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações*. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2012.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. *Metodologia multi-índice: Um novo olhar sobre a Avaliação de Planos de Negócios*. 2021. DOI: 10.13140/RG2.2.22078.61767

SPE/AAPG/WPC/SPEE. *Petroleum Resources Management System*. 2007.

SVIECH, V.; MANTOVAN, E. A. *Análise de investimentos: controvérsias na utilização da TIR e VPL na comparação de projetos*. *Percursos*, v. 1, n. 3, p. 270–298, 2013.

THOMAS, José Eduardo (org.). *Fundamentos da engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência, Petrobras, 2004.

VERAS, L. L. *Matemática Financeira: uso de calculadoras, aplicações ao mercado financeiro, introdução à engenharia econômica, 300 exercícios resolvidos e propostos com respostas*. 6. ed. São Paulo: [s.n.].

VIANA, M. DE G. *Opções Reais: Complementando a abordagem tradicional do VPL em análise de projetos na indústria do petróleo*. Monografia (Bacharelado)—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020.

WHITTINGTON, R. *O que é estratégia*. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2002.

WITTMANN, G. et al. Estrutura de Custos e Decisão de Investimentos: Duas faces da mesma moeda. In: *Congresso Internacional De Custos*. Porto: out. 2013.

ZAMITH, M. R. M. A.; Moutinho dos Santos, E. As atividades de exploração e produção onshore em campos maduros no Brasil sob a ótica da nova economia institucional. *Petro & Química*, São Paulo, v. 28, n. 270, p. 140 - 147, 01 mar. 2005.

ZAMITH, M. Regina; SANTOS, Edmilson M. *Atividades onshore no Brasil: regulação, políticas públicas e desenvolvimento local*. São Paulo: Annablume, 2007.

ANEXOS

Anexo 1 – Questionário de mensuração do indicador Risco de Gestão.

Respondente	Para a obtenção deste indicador, foi realizada a entrevista com o Diretor de Produção de uma empresa que atua na produção de petróleo e gás em campos <i>onshore</i> no Brasil, na condição de especialista deste segmento.
--------------------	---

NÍVEL ESTRATÉGICO		NÍVEL GERENCIAL		NÍVEL OPERACIONAL	
Constructos	Valor	Constructos	Valor	Atributos	Valor
Experiência	0,67	Liderança	0,42	Comprometimento	0,32
Leitura de tendências	0,67	Controle	0,54	Disposição a aprender	0,54
Disposição a inovar	0,33	Melhoria Contínua	0,50	Motivações	0,75
Planejamento	1,00	Negociação	0,08	Iniciativa	0,63
Comunicação	0,63	Prontidão Decisória	0,54	Trabalho em Equipe	0,46
Risco Percebido	0,51	Risco percebido	0,74	Risco Percebido	0,60
Grau de Risco de Gestão					0,60

Nível Estratégico	
Com respeito ao item EXPERIÊNCIAS:	Score
Há um claro propósito do empreendimento, das metas a serem alcançadas e da estratégia a ser seguida.	0,75
Já há, no grupo gestor, alguém com experiência em iniciar novos negócios	1,00
Já há, no grupo gestor, alguém com experiência em negócios similares ao que se pretende empreender.	1,00
Já há, no grupo gestor, alguém com experiência em tomar decisões estratégicas que exigiram transações financeiras igual ou superior aos investimentos do negócio em proposição.	100
Já há alguém com experiência em qualquer outro tipo de negócio que envolveu gerenciamento de pessoas.	0,50
Com respeito ao item LEITURA DE TENDÊNCIAS da economia e do setor:	Score
Já há expertise para reconhecer padrões e tendências do setor em que será inserido o novo negócio.	1,00
Já há expertise para reconhecer padrões e tendências do setor e da economia como um todo.	0,50
Há uma preocupação quanto às mudanças de comportamento da concorrência e já existem estratégias delineadas para diferentes cenários.	0,25
O grupo gestor tem expertise para ler mudanças nas preferências dos consumidores em relação aos produtos/serviços sendo ofertados.	1,00
Há um processo formal de levantamento de informações para analisar a aceitação do produto/serviço sendo oferecido e, no projeto, foram previstos recursos financeiros para essa finalidade.	1,00
Com respeito ao item DISPOSIÇÃO A INOVAR:	Score
Para setores caracterizados por melhoramentos bruscos de qualidade e de produtividade, decorrente dos avanços tecnológicos, a presença de diretores/colaboradores em feiras e palestras sobre o estado da arte em tecnologia são cruciais para manter a competitividade.	1,00

O uso de tecnologia de ponta nos processos é algo a ser implementado só após o negócio estar consolidado financeiramente.	0,50
A cultura da inovação de produtos e de processos não se aplica a empresas de pequeno e médio porte.	1,00
A melhoria de processos e respectivas formas de incentivos devem ser discutidos apenas no nível operacional.	1,00
A sustentabilidade e a manutenção do posicionamento competitivo, necessariamente remetem a decisões de investimento objetivando melhorias de processos e produtos para atender consumidores cada vez mais exigentes.	1,00

Com respeito ao item PLANEJAMENTO:	Score
---	--------------

Em empresas de pequeno e médio porte, embora se diga que mais importante do que planejar é saber fazer, o delineamento de estratégias de crescimento deve ser incentivado.	1,00
A cultura do planejamento, em nível estratégico, é exclusivamente de empresas de grande porte.	0,00
Não há obrigatoriedade de as ações estratégicas estarem alinhadas com a missão e visão do negócio em proposição.	0,25
As atitudes imediatistas de maximização de retorno no curto prazo são mais eficientes do que as visões de longo prazo típicas dos planejamentos estratégicos.	0,00
Em negócios com baixa complexidade operacional (comprar, fabricar, vender e receber) deve-se priorizar o tempo para produção e vendas e minimizar a importância de discussões sobre onde pretende-se estar nos próximos anos e como chegar lá.	1,00

Com respeito ao item COMUNICAÇÃO:	Score
--	--------------

O processo de comunicação da missão, visão e valores é tarefa permanente dos colaboradores do nível gerencial.	1,00
As informações de interesse do negócio devem ser disseminadas de forma estruturada e por mais canais formais para todos os níveis da organização.	1,00
Dado toda a tecnologia de informação disponível, a comunicação de assuntos relevantes também deve utilizar esses recursos para alcançar seus colaboradores em todos os níveis.	0,25
No Plano de Negócios em análise já estão previstos recursos suficientes (físicos e financeiros) e estratégias para um processo de resposta rápida a clientes, colaboradores e demais <i>stakeholders</i> .	1,00
Tradicionalmente a comunicação se dá no estilo <i>top-down</i> , mas o grupo gestor considera relevante a existência de mecanismos formais que permitam a comunicação com o nível imediatamente acima.	1,00

Nível Estratégico

Com respeito ao item LIDERANÇA:	Score
--	--------------

No processo de seleção para a contratação dos colaboradores em nível gerencial devem ser especificados claramente as competências mínimas exigidas.	1,00
Há previsão de tempo e de recursos para treinamento quanto aos aspectos de liderança, motivação e coordenação de trabalho em equipe para os colaboradores em nível gerencial.	1,00
Mesmo em pequenas e médias empresas há a necessidade de investimentos na formação de líderes, dado que isso é algo que pode ser desenvolvido.	0,75
O perfil buscado é o de alguém disposto a aceitar as delimitações da função (liderar observando rigorosamente as normas e regras) e sem quase, ou nenhum, espaço para “um novo olhar”.	1,00

O perfil gerencial buscado é a do colaborador comprometido que adota o discurso do “vestir a camisa” e da importância do trabalho em equipe.	1,00
--	------

Com respeito ao item CONTROLE:	Score
---------------------------------------	--------------

Há uma definição clara de processos, métodos e metas.	0,75
---	------

As metas são previamente definidas em um nível superior sem a participação de quem as executa.	0,75
--	------

A função do controle deve identificar as não conformidades entre o esperado e o realizado; relatar o ocorrido à respectiva gerência; sugerir mecanismos mais eficazes de acompanhamento dos processos e ser parte integrante da solução.	1,00
--	------

Há preocupação em criar um conjunto de indicadores para identificar as não conformidades de processos.	1,00
--	------

Há preocupação e provisão de recursos para criar uma estrutura para acompanhar a satisfação do cliente além do tradicional “fale conosco”.	1,00
--	------

Com respeito ao item MELHORIA CONTÍNUA:	Score
--	--------------

Há previsão orçamentária para incutir, no nível gerencial, a cultura da melhoria contínua.	0,50
--	------

A cultura da melhoria contínua não se aplica a empreendimentos de pequeno e médio porte.	0,50
--	------

A cultura da melhoria contínua só se aplica ao processo industrial e, portanto, não é necessária aos gerentes de área administrativa, comercial e financeira.	0,00
---	------

Já existe uma definição clara da maioria das atividades que devem ser monitoradas, por meio de indicadores, de modo a verificar a sua evolução.	0,50
---	------

Ferramentas de gestão do tipo 5S; Kaizen; Processos Enxutos (Lean); 6 Sigmas e PDCA são conhecimentos necessários ao nível gerencial e, portanto, já recursos previstos para a disseminação desses conhecimentos.	0,50
---	------

Com respeito ao item NEGOCIAÇÃO:	Score
---	--------------

Na seleção dos colaboradores do nível gerencial foram observados (avaliados) as respectivas competências para negociar e mediar conflitos.	0,50
--	------

A competência para negociar é indispensável aos colaboradores do nível gerencial e, portanto, há previsão de recursos para aprimorar essa competência.	1,00
--	------

Em situações de risco, que envolvam o nome da empresa ou acarretem perdas substantivas, a negociação será conduzida pelo gerente mais aderente ao fato.	0,00
---	------

No caso de negociações/mediações que não cheguem à condição de aceitação por ambas as partes, o mediador deve ter o poder de decisão.	0,50
---	------

Situações extremas de mudança radicais de cenários são pouco prováveis, mas podem existir. Em função dessa pouca probabilidade de ocorrência é fantasioso ter Planos Alternativos (B, C, ...) que possam ser negociados com os colaboradores, fornecedores, clientes e demais stakeholders.	1,00
---	------

Com respeito ao item DECISÃO:	Score
--------------------------------------	--------------

Na seleção dos colaboradores do nível gerencial foram observadas (avaliadas) as respectivas competências para, em tempo hábil, tomarem boas decisões.	1,00
---	------

A competência para decidir é indispensável aos colaboradores do nível gerencial e, portanto, há previsão de recursos para aprimorar essa competência.	0,75
---	------

Em situações de risco, no nível operacional, que envolvam o nome da empresa ou acarretem perdas substantivas, a decisão final será tomada pelo gerente mais aderente ao fato.	0,25
---	------

A cultura a ser implementada é de que os gerentes devam discutir assuntos relevantes com os seus colaboradores antes da tomada de decisão.	1,00
Os gerentes, além da competência para negociar, devem também decidir em tempo hábil e saber comunicar de forma clara o que ficou decidido.	1,00

Nível Operacional

Com respeito ao item COMPROMETIMENTO:	Score
Na seleção dos colaboradores, do nível operacional, é relevante observar algumas variáveis históricas que permitam avaliar algum grau de comprometimento com as instituições.	1,00
Em um processo de recrutamento, o tempo médio de permanência do aspirante ao cargo sendo bem maior em seus empregos anteriores que a média setorial para cargos similares, é um bom sinal de comprometimento.	0,95
O número de vezes que um pretense colaborador esteve no “regime de seguro-desemprego” NÃO deve ter peso relevante nos critérios do processo seletivo, mas sim o que ele fez durante esses períodos.	0,95
Para a seleção de futuros colaboradores, que sejam casados e com filhos em idade escolar (1º e 2º graus), saber se seus filhos estão periodizados e frequentam regularmente alguma instituição de ensino pode ajudar a inferir a propensão ao comprometimento.	0,75
Participação em trabalhos voluntários de forma sistemática deve ser considerado para inferir o comprometimento do colaborador com a instituição, mas não deve ser determinante.	0,50
Com respeito ao item DISPOSIÇÃO A APRENDER:	Score
A participação em cursos e palestras não correlatas com as atividades do cargo em disputa, deve ser um dos critérios para a seleção do colaborador.	0,75
Além do preparo exigido para o cargo em disputa, a participação em treinamentos e cursos correlatos ao cargo a ser ocupado deve ser um dos critérios para a seleção do colaborador.	0,75
O Plano de Negócio em análise fez provisão de recursos para, periodicamente, realizar atividades (cursos, seminários, ...) que ampliem a visão dos colaboradores sobre a cadeia produtiva em que a firma está inserida.	0,50
As atividades de treinamento, seminários e custos devem ser uma demanda constante dos colaboradores do nível operacional.	0,50
A coparticipação da empresa na forma de cessão de horas e pagamento parcial de gastos envolvidos com a melhoria da qualificação de seus colaboradores também pode ser vista como uma estratégia de motivação.	0,75
Com respeito ao item MOTIVAÇÕES:	Score
As expectativas criadas pelos colaboradores dependem, em grande parte, do sistema de reconhecimento da empresa. Assim, a definição dos critérios para a ascensão deve ser clara e factível de ser alcançada para que haja motivação.	0,75
A remuneração variável/premiação/comissões diferenciadas seguindo metas de produtividade e de vendas estabelecidas pode ser mais uma estratégia para a motivação.	1,00
Eventos periódicos reunindo todos os níveis para comunicar e agradecer metas já alcançadas; comunicar novas metas e estratégias que serão adotadas é condição mínima para a motivação.	0,75
Há um comprometimento da empresa em reconhecer, de forma simbólica ou material, os colaboradores (ou grupos de colaboradores) que mais se destacam por produtividade ou outras contribuições de melhorias tem reflexos positivos na motivação.	0,75

Há um nível de aspiração (implícito ou muito explícito) em cada colaborador. Por essa razão a progressão funcional, para operar como fator motivacional, deve seguir critérios bem claros e factíveis de serem alcançados.	1,00
--	------

<i>Com respeito ao item INICIATIVA:</i>	Score
--	--------------

No processo seletivo foi avaliado as participações voluntárias do candidato em atividades que visem o bem estar da sociedade como um todo e isso contaria positivamente para a seleção.	0,50
---	------

A estratégia de relacionamento da empresa já prevê a participação dos colaboradores para a melhoria de todo o processo e já está previsto um canal para recebimento e discussão das sugestões.	0,75
--	------

A cultura organizacional a ser implementada deve incentivar mais as iniciativas coletivas do que as individuais.	0,75
--	------

No processo seletivo devem ser criadas situações coletivas que possam avaliar iniciativas individuais.	0,90
--	------

No processo seletivo, candidatos que buscam diferentes tipos de conhecimento devem ser mais bem pontuados do que aqueles que buscam apenas conhecimentos específicos relacionados ao cargo pretendido.	0,75
--	------

<i>Com respeito ao item TRABALHO EM EQUIPE:</i>	Score
--	--------------

A cultura organizacional é um processo interativo como convergência para o estabelecimento de metas coletivas em todos os níveis, principalmente no nível operacional, em síntese, metas coletivas reforçam e aprimoram o trabalho em equipe.	1,00
---	------

A cultura da melhoria contínua para o atingimento de metas é uma estratégia da empresa e, por essa razão, deve haver provimentos de recursos materiais e humanos para sua execução.	0,50
---	------

O discurso do “vestir a camisa”, para criar o sentimento de equipe, não mais alcança os resultados desejados sem que haja um comprometimento da empresa com o conceito de melhoria contínua como processo e não como meta.	0,50
--	------

Eventos que permitam a integração de colaboradores de todos os níveis devem ser incentivados e prestigiados pelo grupo gestor.	1,00
--	------

Para o projeto em análise a ideia de que toda a organização é uma equipe é algo muito fantasioso e fora da realidade no atual contexto,	0,75
---	------

Anexo 2 – Questionário de mensuração do indicador Risco de Negócio.

Respondente	Para a obtenção deste indicador, foi realizada a entrevista com o Diretor de Produção de uma empresa que atua na produção de petróleo e gás em campos <i>onshore</i> no Brasil, na condição de especialista deste segmento.
--------------------	---

ANÁLISE PESTE		5 FORÇAS DE PORTER		MATRIZ WT	
Fatores	Valor	Forças	Valor	Atributos	Valor
Político/Legal	0,92	Barreiras	0,88	Fraquezas	0,93
Econômico	0,98	Concorrência	0,97	Ameaças	0,50
Social	0,96	Produtos Substitutos	0,75		
Tecnológico	0,71	Compradores	0,75		
Ambiental	0,93	Fornecedores	0,96		
Risco Percebido	0,97	Risco percebido	0,95	Risco Percebido	0,76
Grau de Risco de Negócio					0,92

Análise PESTE	
Análise do cenário Político/Legal	Score
A tendência é que a carga tributária (Impostos, taxas e contribuições) não seja aumentada significativamente para os próximos anos.	0,50
A tendência é que pressões (da sociedade civil organizada ou de fatores externos) induzam os governos a limitarem a expansão/proibição dessa atividade no médio e longo prazo.	0,25
É um setor (indústria) muito sensível a inovações/invenções que possam induzir os governos a exigirem melhorias de processos para atender fatores ambientais.	0,25
Há necessidade de licenças legais especiais (diferentes das casuais) para o início das operações.	1,00
É um setor (indústria) cuja expansão ou negociações de novos projetos dependem de intermediários políticos.	0,25
Mudanças de governo podem impactar significativamente a expansão do setor (indústria).	1,00
Análise do cenário Econômico	Score
A tentativa é que mudanças da conjuntura econômica (Taxa de juros, taxa de câmbio, oferta de capital para investidores, nível de desemprego etc.) provoquem mudanças significativas no nível de atividades do setor (indústria) em que a empresa atua.	0,90
É um setor (indústria) dependente fortemente de fatores sazonais culturais (Natal, ano novo, carnaval, páscoa, festa junina etc.).	0,00
É um setor (indústria) dependente fortemente de fatores sazonais climáticos.	1,00
Há necessidade de licenças legais especiais (diferentes das usuais) para início das operações.	1,00
É um setor (indústria) cuja principal receita advém da exportação de seus produtos/serviços.	0,50
É um setor (indústria) cuja principal matéria-prima é importada.	0,00
Análise do cenário Social	Score
As especificidades socioculturais devem ser rigorosamente observadas quanto a produtos e processos.	0,25
As estratificações (etnias, cor, classe social, credo, faixa etária, tribos etc.) são determinantes para seu crescimento.	0,00

A faixa salarial é, tradicionalmente, superior à dos outros setores/indústrias.	1,00
Os sindicatos são organizados e podem provocar paralisações gerais para atender às suas reivindicações.	0,75
Caracteriza-se pela necessidade de unicidade e expertise de seus prestadores de serviço (próprio ou terceirizado).	1,00
Orientado para nichos de negócios que, sob a égide de ofertarem produtos/serviços culturais/assistenciais, recebam subsídios governamentais para instalação e operação.	0,00

Análise do cenário tecnológico	Score
---------------------------------------	--------------

O domínio da tecnologia de informação é fundamental para a sobrevivência dos players.	0,75
Há muita pesquisa/ inovação referentes a processos e produtos/serviços.	0,50
As tecnologias decorrentes de inovação/invenção, inicialmente, só são apropriadas por firmas já estabelecidas que tenham alta escala de produção.	0,00
Já há necessidade de pagamento de licenças para o uso de tecnologias cruciais para a continuidade das operações.	0,75
A tecnologia utilizada é importada e a assistência técnica só pode ser realizada por firmas especializadas.	0,50
Os custos referentes ao uso da tecnologia são representativos em relação à estrutura de custos.	0,50

Análise do cenário Ambiental	Score
-------------------------------------	--------------

Há legislação rigorosa quanto a qualquer agressão ambiental.	0,75
Há a necessidade legal de tecnologias específicas para o tratamento de resíduos agressivos ao meio ambiente.	0,50
As estratégias/ações estejam alinhadas com a perspectiva da sustentabilidade ambiental.	0,50
O uso de recursos naturais não renováveis é intenso.	0,00
As multas por não conformidade com as normas ambientais são significativas para a estrutura de custos.	1,00
O descarte do produto após sua vida útil e de resíduos do processo envolvem custos e investimentos significativos para não criar passivos ambientais.	0,90

Cinto Forças de Porter

Com respeito às Barreiras de Entrada	Score
---	--------------

O investimento inicial (capital) NÃO é uma barreira para entrar nesse ramo de negócio.	0,00
É possível ser pequeno e ainda ter sucesso nesse tipo de negócio.	0,75
A tecnologia/processo NÃO é uma barreira para entrar nesse ramo de negócio.	0,50
Há necessidade de licenças legais especiais (diferentes das usuais) para o início das operações.	1,00
É um tipo de negócio que necessita de mão de obra altamente especializada.	0,75
É provável que a entrada de um novo concorrente induz os participantes já estabelecidos a baixarem os preços como forma de retaliação.	0,00

Com respeito à Concorrência	Score
------------------------------------	--------------

É um setor/mercado maduro com grande número de ofertantes, poucas opções de diferenciação e precificação praticamente homogênea.	1,00
É um setor/mercado com poucos ofertantes onde a diferenciação de produto/processos NÃO é percebida pelos consumidores.	1,00

Esse mercado é muito pulverizado e os preços acima do praticado pelos concorrentes implicam perda de vendas/clientes.	0,00
O volume de vendas deve ser necessariamente alto para gerar receitas suficientes para pagar os custos fixos.	0,80
É um setor/mercado muito competitivo e a diferenciação de produto/processos NÃO se traduz em vantagem competitiva.	0,75
Nesse mercado/setor há forte fidelidade de clientes e qualquer entrante só terá receitas substanciais depois do 1º ano de operação.	0,00

<i>Com respeito aos Produtos Substitutos</i>	Score
---	--------------

É um produto para o qual existe grande número de substitutos.	0,00
Há poucos produtos substitutos, porém, apresentam preços iguais ou inferiores ao produto ofertado.	0,00
É difícil para o público-alvo perceber, no produto/serviço ofertado, os atributos que o diferenciam dos concorrentes.	0,25
O volume de vendas deve ser necessariamente alto para gerar receitas suficientes para pagar os custos fixos.	1,00
É um mercado no qual o avanço tecnológico pode ser o fator decisivo entre o sucesso e o fracasso.	0,50
As estratégias de comunicação dos atributos do produto são determinantes para sua sobrevivência no longo prazo.	0,50

<i>Com respeito ao Poder de Negociação dos Compradores</i>	Score
---	--------------

É um mercado/setor onde há muitos compradores, porém alguns deles têm poder suficiente para influenciar o preço do produto/serviço sendo ofertado.	0,00
É um mercado/setor onde há poucos compradores e com poder suficiente para negociar o preço do produto/serviço sendo ofertado.	1,00
É um mercado/setor muito competitivo e os compradores são muito sensíveis à variação dos preços.	0,00
O produto/serviço ofertado é matéria-prima para um outro setor que não tem apresentado altas taxas de crescimento comparativamente a outros setores da economia.	0,00
O preço de aquisição e os custos logísticos, nesse mercado, representam parte significativa dos custos do comprador.	0,75
O governo (Federal, estadual ou municipal) é um comprador relevante.	0,00

<i>Com respeito ao Poder de Negociação dos Fornecedores</i>	Score
--	--------------

A indústria não é um cliente importante para os fornecedores.	0,00
Os produtos/serviços dos fornecedores são muito específicos e é difícil encontrar substitutos no curto prazo.	1,00
Há poucos fornecedores ofertando matéria-prima/serviços que podem ditar, dentro de certa margem, o preço.	1,00
Os principais fornecedores estão fora e não há expectativa de encontrar produtos/serviços similares no mercado doméstico.	0,75
Há probabilidade real dos fornecedores incorporarem os negócios do comprador uma vez que já detém conhecimento parcial do processo.	0,00
Há custos significativos para mudar/desenvolver novos fornecedores.	0,75

Matriz SWOT

<i>Com respeito às Fraquezas</i>	Score
A localização escolhida para a empresa é bem diferente daquela escolhida por seus concorrentes diretos e, por essa razão, não está próxima ao mercado consumidor.	0,00
A localização escolhida para a empresa é bem diferente daquela escolhida por seus concorrentes diretos e, por essa razão, não está próxima aos principais fornecedores.	0,00
A redução da demanda em 20% ainda manterá a unidade de negócio com Resultado Operacional positivo nos primeiros anos de operação.	1,00
O processo instalado é padrão e praticamente não permite diferenciação dos produtos e tampouco uso alternativo.	0,90
Em situações de baixa demanda por vários períodos (6 meses) o capital de giro será suficiente para pagar todos os custos fixos.	0,75
A capacidade instalada será usada plenamente somente a partir da metade da vida útil do projeto.	0,25
<i>Com respeito às Ameaças</i>	Score
Os concorrentes diretos já conseguiram algum grau de diferenciação e há dificuldade dos clientes.	0,00
O público-alvo é muito sensível ao preço, e comprar produtos substitutos com preços mais atrativos é uma prática nesse mercado.	0,00
NÃO É POSSÍVEL obter as mesmas condições de crédito que aquelas obtidas pelos concorrentes diretos já estabelecidos.	0,00
A estratégia de redução de preços, para aumentar a demanda, resultará em guerra de preços com os concorrentes diretos.	0,00
O governo é um comprador relevante dos produtos e serviços ofertados pela empresa.	0,00
Há um concorrente que é líder no mercado e a estratégia de liderança em custo não é uma opção competitiva.	1,00
